

Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023
Concessões Vincendas de Distribuição

Excedentes Econômicos e Sustentabilidade
Econômico-Financeiro das Distribuidoras

Autores:

Roberto Brandão

Francesco Tommaso

Introdução

Esta contribuição à Consulta Pública nº 152/2023, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia, busca, em primeiro lugar, investigar um eventual excedente econômico que possa ser extraído das atuais concessionárias de distribuição no momento da prorrogação de seus contratos de concessão. Em segundo lugar, a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica ao longo dos últimos 11 anos é analisada, com o objetivo examinar a pertinência de uma alteração nos novos contratos de concessão no que diz respeito à avaliação da sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias.

A sugestão é no sentido de, sem prejuízo da regulação por incentivo, evitar situações em que a rentabilidade real de uma empresa fique sistematicamente muito distante da rentabilidade regulatória. Isto poderá ser feito mediante ajustes no nível tarifário da distribuidora, caso, após a verificação *a posteriori* dos demonstrativos financeiros regulatórios, ficar identificado um desvio acentuado da rentabilidade real em relação à regulatória, em ambos os sentidos.

1. Investigação sobre um eventual excedente econômico

Esta seção diz respeito ao item 4.5.2 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME, referente à *“Investigação acerca de eventual excedente econômico”*. Em seu decorrer, a Nota Técnica aponta a preferência do poder concedente para a prorrogação das concessões em detrimento de nova licitação, uma vez que a regulação por incentivo em vigor já garantiria, em tese, a captura para a modicidade tarifária de eventuais excedentes obtidos por uma distribuidora na ocasião da revisão tarifária periódica.

No entanto, como previsível, a prorrogação das concessões sem um novo processo de licitação permite o levantamento da questão acerca da existência de excedentes econômicos e de como se poderia revertê-los à modicidade tarifária. Neste sentido, a existência de um excedente econômico poderia ser verificada, segundo a Nota Técnica, *“a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos para fins de mensuração do excedente econômico”*. Constatada a existência de excedentes, poderiam ser estudados mecanismos para a sua eventual captura em favor da modicidade tarifária.

1.1 Aspectos conceituais sobre a regulação tarifária e a rentabilidade das distribuidoras

A regulação tarifária em vigor no Brasil estabelece uma tarifa para os serviços de distribuição que é capaz de remunerar os custos efetivamente verificados de geração, transmissão e encargos (Parcela A), bem como os investimentos prudentes realizados pelas distribuidoras e os custos operacionais eficientes (Parcela B) próprios à atividade de redes.

A remuneração de investimentos e custos operacionais (Parcela B) é fixada a cada revisão tarifária por todo o período tarifário, o qual, para grande parte das distribuidoras, consiste em períodos de 3 a 5 anos, sendo reajustada anualmente pela inflação e descontada do Fator X, que captura ganhos nos custos unitários esperados com o crescimento do mercado. Em tese, uma distribuidora eficiente conseguirá obter uma remuneração do capital investido igual ao custo médio ponderado de capital (WACC, na sigla em inglês) calculado pelo regulador.

Porém, na prática, caso a concessionária consiga aperfeiçoar a sua gestão de forma a incorrer em custos menores em relação ao que o regulador considera como sendo eficientes, ela conseguirá obter uma remuneração mais elevada, beneficiando o acionista durante o ciclo tarifário. No médio prazo, o consumidor é beneficiado, pois a revisão tarifária seguinte tende a capturar a maior eficiência na forma de tarifas mais baixas. Sendo assim, a regulação oferece à distribuidora a oportunidade de ter lucros extraordinários e o consumidor se beneficia de uma maior eficiência de custos.

Por outro lado, distribuidoras que incorrem em custos maiores do que os considerados como eficientes pelo regulador têm o retorno sobre o capital investido menor do que o custo de capital. Essas concessionárias, contudo, têm um poderoso incentivo para se tornarem mais eficientes, pois melhorias na gestão se traduziram em melhores resultados financeiros.

1.2 Sobre a proposta de captura do excedente econômico

Diante do exposto, percebe-se que é, em tese, pertinente a proposta de verificar os resultados passados de uma distribuidora para tentar capturá-los por ocasião da prorrogação das concessões, mesmo que se possa arguir que haja certa interposição com os fundamentos da regulação por incentivo.

Por um lado, a eventual obtenção de resultados extraordinários faz parte da lógica e das premissas da regulação por incentivo, que, em última instância, favorece diretamente o consumidor via captura dos ganhos de produtividade para a modicidade tarifária.

Por outro lado, a captura de resultados passados equivaleria a investir na nova concessão resultados já realizados sem qualquer garantia de que, no futuro, seja possível repetir os lucros extraordinários verificados anteriormente. Até porque não há boa gestão que consiga fazer novas reduções de custos durante um período temporal muito dilatado.

A partir deste enquadramento analítico e conceitual, a próxima seção irá aprofundar o exame sobre a rentabilidade deste segmento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

2. Avaliação da rentabilidade das distribuidoras

A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica varia muito, sendo, na média, bastante fraca e abaixo das metas regulatórias. Algumas distribuidoras apresentam, ao longo dos anos, bons resultados de forma recorrente, mas há um número excessivamente alto de concessionárias que têm resultados consistentemente ruins. Isso pode torná-las, no médio prazo, insustentáveis do ponto de vista econômico-financeiro, o que sempre é ruim para o consumidor, pois tende a comprometer investimentos na concessão e impactar negativamente a qualidade da prestação do serviço.

2.1 Métrica da avaliação de resultados

No que diz respeito à avaliação dos resultados das distribuidoras, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME propõe verificar se o fluxo de caixa do acionista esteve em níveis adequados. Contudo, no entendimento do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL-UFRJ), essa não é a métrica mais apropriada.

O fluxo de caixa do acionista depende do grau de endividamento da empresa e do nível da taxa de juros, que podem ser diferentes das referências regulatórias, em especial pelo dinamismo das taxas de juros do mercado brasileiro, determinando, assim, resultados viesados. Por exemplo, uma empresa relativamente pouco eficiente, mas com pouquíssimas dívidas, terá uma despesa pequena na rubrica de juros, firmando um fluxo de caixa do acionista forte. O mesmo acontecerá com todas as concessionárias de distribuição em momentos em que o indexador dos juros do financiamento for menor do que aquele que está implícito no cálculo das tarifas. Nada disso, todavia, tornará a distribuidora mais eficiente do ponto de vista operacional.

Para avaliar a rentabilidade das concessionárias de distribuição, o GESEL-UFRJ desenvolveu o Índice de Eficiência Operacional, derivado diretamente do projeto de P&D “*Indicadores de Sustentabilidade Econômica-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica*”. Este projeto teve como um dos seus resultados a

publicação de um [livro](#) (Castro, Brandão, *et al.*, 2018), que fundamenta esta análise.

Por outro lado, porém na mesma direção, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), há anos, analisa sistematicamente os dados econômico-financeiros de todas as concessionárias de distribuição (ANEEL, 2023), também utilizando um Índice de Eficiência Operacional. As metodologias empregadas pela ANEEL e pelo GESEL-UFRJ apresentam pequenas diferenças, mas convergem no objetivo de comparar o Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (LAJIR ou EBIT, na sigla em inglês) da contabilidade regulatória com o EBIT regulatório como forma de medir a relação entre a rentabilidade efetiva da distribuidora e a referência regulatória de rentabilidade adotada pelo regulador e incorporada no cálculo das tarifas.

2.2 *Análise da rentabilidade das concessionárias de distribuição*

A fim de qualificar esta análise, serão utilizados dados da ANEEL (ANEEL, 2023) para mensurar o quão próxima ou distante uma distribuidora está, em um ano ou em uma sequência de anos, de obter a rentabilidade regulatória, isto é, o EBIT que está implícito no cálculo da tarifa.

O índice utilizado é o Indicador de Rentabilidade, calculado da seguinte maneira:

$$\text{Indicador de Rentabilidade} = \frac{\text{EBIT Realizado Ajustado} - \text{EBIT Regulatório}}{\text{BRL}}$$

Onde:

EBIT Realizado Ajustado é o EBIT observado na contabilidade regulatória de uma concessionária de distribuição, subtraído de despesas de aluguéis e arrendamento, que são custeadas pela Base de Anuidades (BAR) e não pela BRL.

EBIT Regulatório é o EBIT que está implícito no cálculo das tarifas em um ano calendário dado.

BRL é a Base Regulatória Líquida da concessionária de distribuição.

Em termos simplificados, o EBIT regulatório resulta da aplicação do custo médio ponderado de capital regulatório (WACC regulatório real antes de impostos) à BRL da distribuidora, isto é, ao volume contábil dos ativos elétricos não amortizados da concessionária, corrigido pela inflação. Assim, pode-se concluir e demonstrar que o **EBIT Regulatório/BRL é o próprio WACC regulatório antes de impostos**.

O Indicador de Rentabilidade mede quantos pontos percentuais a taxa de retorno do capital investido da concessionária está desviando da referência regulatória,

para mais ou para menos, em um dado ano. Por exemplo, se o Índice de Rentabilidade de uma concessionária em um dado ano é de 2% e o WACC regulatório real antes de impostos é de 11%, então o retorno sobre a BRL (EBIT Ajustado/BRL) foi de 13% (dois pontos percentuais maior do que o WACC real antes de impostos regulatório). Inversamente, se o Indicador de Rentabilidade foi de -5%, então o retorno sobre a BRL foi de apenas 6% (cinco pontos percentuais abaixo do que o WACC real antes de impostos regulatório).

A Tabela 1 sistematiza os cálculos do Indicador de Rentabilidade para as 52 distribuidoras da base de dados da ANEEL, com dados anuais e com o total para o período de 2012-2022. Na parte inferior da Tabela 1, são calculadas algumas estatísticas descritivas para cada ano.

Tabela 1

Indicador de Rentabilidade em pontos percentuais de desvio em relação ao WACC regulatório para todas as distribuidoras: 2012 a 2022

Rótulos de Linha	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Amazonas Energia Distribuição	-86,8%	-74,6%	92,2%	-411,4%	-1616,0%	-545,5%	-625,2%	129,6%	-242,5%	-78,1%	-15,7%	-315,8%
Celesc Distribuição	-16,4%	-32,2%	-3,4%	-12,3%	-13,7%	-5,4%	-6,0%	-3,3%	-0,4%	-2,3%	2,0%	-8,5%
Cemig Distribuição	0,0%	-3,8%	-3,7%	-1,5%	-9,6%	-9,7%	-1,2%	2,3%	0,8%	6,8%	1,0%	-1,7%
Chesp Distribuição	18,5%	-1,6%	2,7%	-2,6%	1,0%	-5,3%	-2,9%	6,2%	0,1%	-12,4%	3,3%	0,6%
Cocel Distribuição	18,1%	2,9%	11,7%	1,7%	-3,9%	-10,5%	-6,7%	-4,0%	-6,6%	-8,7%	-27,6%	-3,1%
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista	16,5%	10,5%	6,0%	1,7%	0,6%	0,1%	1,7%	5,3%	5,9%	10,3%	9,7%	6,2%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Jaguari	11,5%	-4,5%	21,3%	16,4%	8,4%	12,8%	7,7%	11,7%	7,5%	0,2%	2,9%	8,7%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	5,3%	2,8%	9,5%	5,1%	-2,1%	0,5%	0,4%	2,8%	4,2%	7,8%	11,7%	4,4%
Cooperaliança Distribuição	5,4%	-7,5%	5,3%	-8,0%	-4,8%	6,2%	-2,1%	3,8%	-6,3%	6,0%	9,0%	0,6%
Copel Distribuição	-9,4%	-6,0%	-8,0%	-6,2%	-19,8%	-8,6%	-5,3%	0,4%	13,4%	1,8%	-7,4%	-5,0%
DCELT	-6,5%	-3,5%	7,9%	-4,8%	-6,7%	4,3%	-15,1%	-12,4%	-16,2%	-20,4%	24,3%	-4,5%
Demei Distribuição	1,2%	-9,6%	83,1%	-19,2%	-20,5%	-72,5%	-7,7%	-6,6%	8,5%	-37,6%	-13,1%	-8,5%
DMED	-0,6%	-1,2%	-9,1%	-4,3%	-15,5%	-17,1%	-8,9%	6,1%	-18,1%	-1,2%	-12,1%	-7,5%
EDP Espírito Santo Distribuição Energia S.A.	-0,8%	-5,1%	-1,8%	-0,7%	-4,8%	-2,9%	-2,3%	-2,0%	-3,3%	2,8%	4,0%	-1,5%
EDP São Paulo Distribuição Energia S.A.	1,2%	-4,5%	-0,7%	2,0%	-6,1%	1,4%	-0,6%	4,1%	-0,3%	5,1%	11,4%	1,2%
Eletrocar Distribuição	-26,8%	-0,8%	25,9%	20,2%	8,8%	-46,1%	2,9%	6,3%	-0,4%	11,4%	-2,8%	-0,1%
Empresa Força e Luz de Urussanga - Distribuição	4,9%	-0,5%	-1,3%	-2,8%	-3,9%	-11,4%	-18,0%	55,0%	-7,5%	-5,7%	1,2%	0,9%
Enel Distribuição Ceará	6,1%	9,0%	14,3%	7,4%	4,6%	4,6%	0,1%	0,8%	-8,3%	-5,8%	-2,1%	2,8%
Enel Distribuição Rio	8,4%	4,5%	4,0%	-7,9%	-8,8%	-5,5%	-2,9%	-6,1%	-13,3%	-16,0%	-8,0%	-4,7%
Enel Distribuição São Paulo	-13,8%	-5,5%	4,0%	-6,7%	-6,2%	-0,7%	-7,7%	1,8%	-3,4%	2,0%	5,5%	-2,8%
Energisa Acre	-79,1%	-64,0%	15,1%	-49,8%	-40,6%	-42,2%	-67,6%	-24,3%	2,1%	20,1%	-7,2%	-30,7%
Energisa Borborema	53,1%	5,3%	-9,4%	56,2%	3,1%	11,3%	12,0%	13,9%	10,2%	21,7%	19,1%	17,9%
Energisa Mato Grosso	0,9%	-19,4%	0,9%	-11,2%	1,2%	2,2%	1,7%	5,0%	3,8%	12,0%	9,8%	0,6%
Energisa Mato Grosso do Sul	-12,4%	-23,0%	-14,3%	0,6%	-2,1%	-1,0%	-3,6%	6,2%	6,9%	18,2%	13,9%	-1,0%
Energisa Minas Gerais	9,9%	17,4%	3,4%	10,1%	-6,1%	1,9%	6,7%	6,7%	8,0%	11,0%	6,9%	6,9%
Energisa Nova Friburgo	-7,7%	-1,5%	-6,7%	-1,1%	-7,4%	-7,1%	3,6%	8,0%	6,5%	5,5%	-0,8%	-0,8%
Energisa Paraíba	25,6%	11,9%	2,8%	14,1%	10,7%	4,0%	6,8%	9,4%	10,2%	14,9%	9,4%	10,9%
Energisa Rondônia	3,6%	-146,0%	8,8%	-78,4%	-106,8%	-129,0%	-324,1%	-93,2%	-23,8%	-4,1%	-2,9%	-81,4%
Energisa Sergipe	9,9%	5,7%	12,0%	9,5%	12,7%	9,7%	4,9%	8,1%	7,4%	16,5%	16,4%	10,3%
Energisa Sul-Sudeste	0,8%	-8,5%	-4,8%	7,7%	3,5%	33,0%	23,0%	16,1%	16,6%	15,5%	0,2%	9,4%
Energisa Tocantins	3,6%	1,1%	-6,0%	14,1%	-12,4%	8,7%	3,0%	14,6%	10,9%	8,5%	6,6%	4,8%
Equatorial Alagoas	-41,7%	-32,3%	-21,7%	-43,6%	-44,8%	-66,5%	-68,8%	6,6%	21,9%	17,4%	13,8%	-23,6%
Equatorial CEEE	-43,3%	-44,9%	-49,6%	-47,9%	-35,4%	-9,2%	-34,7%	-40,0%	-44,6%	-13,9%	-7,4%	-33,7%
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia	-24,8%	-14,0%	-17,1%	-21,9%	-14,3%	3,3%	8,9%	-4,6%	-6,8%	-14,0%	-11,2%	-10,6%
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia	11,0%	9,7%	7,2%	5,4%	4,6%	4,5%	5,9%	5,2%	4,9%	5,0%	3,8%	6,1%
Equatorial Pará Distribuidora de Energia	-43,7%	-18,7%	6,3%	3,5%	-7,8%	-3,6%	-10,1%	-30,2%	0,0%	1,6%	4,8%	-8,9%
Equatorial Piauí	-17,7%	-32,5%	17,8%	-107,5%	-96,1%	-63,2%	-84,6%	25,5%	82,7%	13,5%	11,5%	-22,8%
Forcel Distribuição	-6,2%	-26,2%	-5,5%	-35,7%	-33,0%	-62,5%	-22,2%	-24,2%	37,7%	-9,4%	0,2%	-17,0%
Hidropan Distribuição	3,6%	5,6%	5,7%	1,5%	0,0%	1,2%	-2,1%	-4,4%	-2,4%	-5,7%	-1,5%	0,1%
João Cesa Distribuição	-0,6%	-25,0%	-7,8%	-6,1%	-22,6%	1,4%	-11,3%	7,0%	-10,8%	-8,9%	-1,5%	-7,8%
Light Serviços de Eletricidade	-5,3%	-5,9%	-6,1%	-8,9%	-11,1%	-9,3%	-11,2%	-9,1%	-11,4%	-15,0%	-41,2%	-12,2%
MuxEnergia Distribuição	21,9%	16,2%	30,9%	32,6%	10,7%	22,7%	16,6%	10,0%	-8,8%	9,4%	8,8%	15,5%
Neoenergia Brasília	-29,8%	-14,1%	-34,1%	-5,3%	-13,5%	-11,5%	-20,2%	-9,1%	-6,8%	-9,8%	0,0%	-14,0%
Neoenergia COELBA	5,6%	6,1%	2,5%	-0,8%	-2,5%	-5,5%	-3,0%	0,8%	1,0%	4,0%	7,0%	1,4%
Neoenergia COSERN	11,6%	7,9%	6,0%	6,5%	2,7%	0,4%	1,1%	4,4%	4,4%	9,4%	11,1%	6,0%
Neoenergia Elektro	8,3%	11,1%	12,3%	4,7%	-0,8%	5,8%	5,6%	3,3%	3,0%	8,1%	11,9%	6,7%
Neoenergia Pernambuco	-11,3%	-4,2%	-9,2%	-9,4%	-10,2%	-10,6%	-7,4%	-3,8%	-7,1%	-5,4%	-1,6%	-7,3%
Nova Palma Energia Distribuição	13,0%	5,1%	20,8%	2,7%	3,6%	-0,5%	0,1%	-7,6%	4,0%	-1,8%	-4,9%	3,1%
RGE Sul Distribuidora de Energia	9,8%	-2,5%	1,7%	-9,8%	-13,1%	-3,3%	-7,8%	0,9%	0,3%	4,1%	5,7%	-1,3%
Roraima Energia	-92,0%	-33,6%	-35,8%	-148,7%	-13,4%	-44,5%	-143,1%	-242,6%	-133,9%	-46,5%	-36,4%	-88,2%
Santa Maria Distribuição	15,9%	7,1%	8,0%	7,3%	-3,7%	2,8%	5,6%	13,4%	-0,1%	-1,5%	-4,9%	4,5%
Sulgipe Distribuição	20,5%	-10,7%	-83,7%	-2,8%	18,2%	-31,7%	-1,8%	2,5%	5,2%	2,6%	0,9%	-7,3%
Estatísticas												
Média	-4,8%	-10,5%	2,1%	-16,3%	-41,3%	-21,1%	-27,3%	-2,4%	-5,7%	-1,0%	0,7%	-11,6%
Mediana	1,2%	-4,0%	2,8%	-2,1%	-6,1%	-3,1%	-2,6%	3,1%	0,2%	2,3%	1,6%	-1,1%
Mínimo	-92,0%	-146,0%	-83,7%	-411,4%	-1616,0%	-545,5%	-625,2%	-242,6%	-242,5%	-78,1%	-41,2%	-315,8%
Máximo	53,1%	17,4%	92,2%	56,2%	18,2%	33,0%	23,0%	129,6%	82,7%	21,7%	24,3%	17,9%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2023).

Os números da Tabela 1 traçam um quadro ruim, com uma extrema dispersão de resultados. Na média simples, sem ponderação por tamanho da concessionária, o Indicador de Rentabilidade ao longo dos 11 anos de dados é de -11,6%, isto é, 11,6% pontos percentuais abaixo do WACC regulatório real antes de impostos. Este número, porém, é contaminado pelos resultados excessivamente ruins das concessionárias Amazonas Energia Distribuição (-315,8%, ou mais de três vezes a BRL de prejuízo antes de juros e impostos em média a cada ano) e Roraima de Energia (-88,2%), ambos em média durante 11 anos.

A mediana é um número mais comportado, mas ainda assim negativo (-1,1%). Além disso, a maioria das distribuidoras (29 de 52) tiveram o Indicador de Rentabilidade negativo.

O desvio padrão também é número muito alto (46,6%), referido ao Indicador médio das distribuidoras em 11 anos. Finalmente, no lado positivo, há uma, e somente uma, distribuidora com rentabilidade 17,9% acima da regulatória.

A Tabela 2 exhibe os mesmos dados da Tabela 1, mas excluindo os subgrupos mais problemáticos ou pouco representativos. Para tanto, foram retiradas as distribuidoras:

- i. Federalizadas;
- ii. Estaduais;
- iii. De pequeno porte (menos de 200 mil clientes); e
- iv. Com peso relevante da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em seus demonstrativos financeiros.

Retirando todos os grupos de distribuidoras com alta incidência de rentabilidade muito ruim, sobraram 25 concessionárias do total de 52, sendo elas empresas privadas de porte médio ou grande e sem participação relevante da CCC em seus demonstrativos financeiros. Na média dos 11 anos, este conjunto de distribuidoras possui Indicador de Rentabilidade positivo (2,4%) e mediana também positiva (1,4%). Ainda assim, há dez distribuidoras com Indicador negativo no período, chegando a -12,2% no pior caso. O desvio padrão do Indicador no período ainda é elevado (8,7%), demonstrando, novamente, uma alta dispersão dos resultados ao longo desses anos.

Tabela 2

Indicador de Rentabilidade de Empresas Privadas Grandes, sem CCC nos demonstrativos financeiros, em pontos percentuais de desvio em relação ao WACC regulatório real antes de IR: 2012 a 2022

Rótulos de Linha	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista	16,5%	10,5%	6,0%	1,7%	0,6%	0,1%	1,7%	5,3%	5,9%	10,3%	9,7%	6,2%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	5,3%	2,8%	9,5%	5,1%	-2,1%	0,5%	0,4%	2,8%	4,2%	7,8%	11,7%	4,4%
EDP Espírito Santo Distribuição Energia S.A.	-0,8%	-5,1%	-1,8%	-0,7%	-4,8%	-2,9%	-2,3%	-2,0%	-3,3%	2,8%	4,0%	-1,5%
EDP São Paulo Distribuição Energia S.A.	1,2%	-4,5%	-0,7%	2,0%	-6,1%	1,4%	-0,6%	4,1%	-0,3%	5,1%	11,4%	1,2%
Enel Distribuição Ceará	6,1%	9,0%	14,3%	7,4%	4,6%	4,6%	0,1%	0,8%	-8,3%	-5,8%	-2,1%	2,8%
Enel Distribuição Rio	8,4%	4,5%	4,0%	-7,9%	-8,8%	-5,5%	-2,9%	-6,1%	-13,3%	-16,0%	-8,0%	-4,7%
Enel Distribuição São Paulo	-13,8%	-5,5%	4,0%	-6,7%	-6,2%	-0,7%	-7,7%	1,8%	-3,4%	2,0%	5,5%	-2,8%
Energisa Mato Grosso	0,9%	-19,4%	0,9%	-11,2%	1,2%	2,2%	1,7%	5,0%	3,8%	12,0%	9,8%	0,6%
Energisa Mato Grosso do Sul	-12,4%	-23,0%	-14,3%	0,6%	-2,1%	-1,0%	-3,6%	6,2%	6,9%	18,2%	13,9%	-1,0%
Energisa Minas Gerais	9,9%	17,4%	3,4%	10,1%	-6,1%	1,9%	6,7%	6,7%	8,0%	11,0%	6,9%	6,9%
Energisa Paraíba	25,6%	11,9%	2,8%	14,1%	10,7%	4,0%	6,8%	9,4%	10,2%	14,9%	9,4%	10,9%
Energisa Sergipe	9,9%	5,7%	12,0%	9,5%	12,7%	9,7%	4,9%	8,1%	7,4%	16,5%	16,4%	10,3%
Energisa Sul-Sudeste	0,8%	-8,5%	-4,8%	7,7%	3,5%	33,0%	23,0%	16,1%	16,6%	15,5%	0,2%	9,4%
Energisa Tocantins	3,6%	1,1%	-6,0%	14,1%	-12,4%	8,7%	3,0%	14,6%	10,9%	8,5%	6,6%	4,8%
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia							8,9%	-4,6%	-6,8%	-14,0%	-11,2%	-5,5%
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia	11,0%	9,7%	7,2%	5,4%	4,6%	4,5%	5,9%	5,2%	4,9%	5,0%	3,8%	6,1%
Equatorial Pará Distribuidora de Energia	-43,7%	-18,7%	6,3%	3,5%	-7,8%	-3,6%	-10,1%	-30,2%	0,0%	1,6%	4,8%	-8,9%
Equatorial Piauí								25,5%	82,7%	13,5%	11,5%	33,3%
Light Serviços de Eletricidade	-5,3%	-5,9%	-6,1%	-8,9%	-11,1%	-9,3%	-11,2%	-9,1%	-11,4%	-15,0%	-41,2%	-12,2%
Neoenergia Brasília										-9,8%	0,0%	-4,9%
Neoenergia COELBA	5,6%	6,1%	2,5%	-0,8%	-2,5%	-5,5%	-3,0%	0,8%	1,0%	4,0%	7,0%	1,4%
Neoenergia COSERN	11,6%	7,9%	6,0%	6,5%	2,7%	0,4%	1,1%	4,4%	4,4%	9,4%	11,1%	6,0%
Neoenergia Elektro	8,3%	11,1%	12,3%	4,7%	-0,8%	5,8%	5,6%	3,3%	3,0%	8,1%	11,9%	6,7%
Neoenergia Pernambuco	-11,3%	-4,2%	-9,2%	-9,4%	-10,2%	-10,6%	-7,4%	-3,8%	-7,1%	-5,4%	-1,6%	-7,3%
RGE Sul Distribuidora de Energia	9,8%	-2,5%	1,7%	-9,8%	-13,1%	-3,3%	-7,8%	0,9%	0,3%	4,1%	5,7%	-1,3%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2023).

3. Recomendações

Com base na análise e nas evidências empíricas resultantes, em primeiro lugar, sugere-se desconsiderar a captura de um eventual excedente econômico por ocasião da prorrogação de concessões, por se incompatível, na forma proposta, com a regulação por incentivo e por representar, por parte das concessionárias, em um investimento baseado em uma perspectiva de retorno acima do regulatório, que não tem como ser garantida no longo prazo. Destaca-se que, considerando a natureza da regulação econômica por incentivo, que oferece a possibilidade de captura temporária de ganhos de produtividade pela concessionária, com posterior repasse destes ao consumidor, a proposta de captura, no momento da prorrogação da concessão, de resultados passados vai contra as premissas da regulação setorial vigente, pilar do sucesso do marco regulatório do segmento de distribuição do SEB.

Em segundo lugar, no que diz respeito à análise da rentabilidade das distribuidoras, a constatação é que as concessionárias apresentam alta dispersão de rentabilidade, não apenas em anos isolados, mas também quando se avalia a média do Indicador de Rentabilidade em um período logo. Há várias distribuidoras com boa performance e um pequeno número com alta rentabilidade. Todavia, chama a atenção um número elevado de distribuidoras com Indicador de Rentabilidade muito ruim.

Esta avaliação deve ser considerada como um sério problema para o segmento de distribuição, pois concessionárias com rentabilidade antes de juros e impostos muito baixa seguramente possuem dificuldades para investir, além de não conseguirem remunerar adequadamente os acionistas e, provavelmente, terem dificuldades para rolar dívidas com custos e condições adequadas.

A prorrogação das concessões de distribuição talvez sejam um bom momento para, sem descaracterizar a regulação por incentivo, que logrou bom resultados em reduzir o nível da tarifa fio das distribuidoras, agir no sentido de conter estruturalmente a extrema dispersão dos dados de rentabilidade das distribuidoras.

Para que o espírito e pressupostos da regulação por incentivo sejam preservados, basta que haja a possibilidade de desvio entre a rentabilidade efetiva das distribuidoras e a rentabilidade regulatória e que este seja ajustado no momento das revisões tarifárias periódicas. Retornos extremos, seja positivo e, em especial, negativo, em nada contribuem para um desenvolvimento sustentável do segmento de distribuição.

A verificação de distribuidoras com Indicador de Rentabilidade fortemente negativo ao longo de anos sucessivos sugere, a rigor, duas possibilidades:

- i. São empresas que atravessam por problemas de sustentabilidade econômico-financeira, com dificuldade de realizar investimentos, rolar endividamento e propensas a deteriorações nos indicadores de qualidade; ou
- ii. São empresas que, pelos fracos resultados, correm risco de cair no grupo anterior.

Com base no exposto, a sugestão do GESEL-UFRJ é alterar as diretrizes quanto à sustentabilidade econômico-financeira, com a finalidade de instruir a ANEEL a proceder com uma alteração do nível tarifário *ex-post*, isto é, após a apuração dos demonstrativos financeiros regulatórios das concessionárias de distribuição, afim de compensar resultados que discrepem de forma pronunciada e recorrente da rentabilidade regulatória.

Isto deve ser realizado sem prejuízo à regulação por incentivo, por exemplo, pelo estabelecimento de uma banda para o Indicador de Rentabilidade que exponha as distribuidoras ao risco de resultados fracos e ofereça às concessionárias eficientes a possibilidade de auferirem uma rentabilidade mais elevada, ao mesmo tempo em que garanta a realização de ajuste do nível tarifário de modo a compensar rentabilidades muito ruins ou excepcionalmente boas.

4. Bibliografia

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, volumes de 1 a 18. Brasília, ANEEL, 2023 e outras datas. Disponíveis em: <https://biblioteca.ANEEL.gov.br/Resultado/Listar?guid=1690135363823>.

Castro, N.; Brandão, R.; *et al.* Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/livro_indicadores_com_capa.pdf.