GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Proposta de captura do "Excedente Econômico" para as concessões vincendas de distribuição de energia elétrica

Roberto Brandão
Nivalde de Castro
Francesco Tommaso
Bianca Castro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 120

setembro de 2023
Rio de Janeiro

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 120

Proposta de captura do "Excedente Econômico" para as concessões vincendas de distribuição de energia elétrica

Roberto Brandão
Nivalde de Castro
Francesco Tommaso
Bianca Castro

ISBN: 978-65-86614-78-7

Setembro de 2023

Sumário

Introdução 3

1. Aspectos conceituais sobre a regulação tarifária das distribuidoras de energia elétrica 6

2. Mecanismos de incentivos à redução de custos operacionais no arcabouço regulatório vigente 9

3. Efetividade da regulação por incentivos e seus impactos nas tarifas e na qualidade do serviço entre 2010 e 2023 no Brasil 12

4. Teoria, conceitos e considerações acerca do excedente econômico 15

5. Avaliação da rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica 23

6. Análise de sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica 30

7. Considerações Finais 33

Referências Bibliográficas 34

Introdução

Em junho de 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a Consulta Pública nº 152/2023, com o intuito de receber subsídios acerca das diretrizes para a prorrogação dos contratos de concessão de 20 distribuidoras de energia elétrica, cujos contratos vencem entre 2025 e 2031.

O presente estudo tem como objetivo analisar um dos temas centrais da extensão dos prazos de concessão, o "excedente econômico", fundamentado na contribuição do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ) à Consulta Pública nº 152/2023 do MME[1]. Essa contribuição, em seu cerne, analisou a dinâmica econômica das concessionárias de distribuição de energia e a rentabilidade dessas empresas ao longo da última década. Especificamente, o foco recaiu sobre a existência ou não de possíveis excedentes econômicos auferidos durante o atual período de concessão e a constatação de instabilidade de resultados econômicos que existe no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), frente a um setor regulado e internacionalmente considerado de baixo risco.

O estudo está dividido em seis seções, além desta introdução. Na Seção 1, é abordada a base dos sistemas de regulação tarifária, destacando sua importância na manutenção de um mercado de distribuição de energia elétrica equilibrado. Esta seção compara os dois modelos dominantes de regulação: (i) a regulação pelo custo de serviço; e (ii) a regulação por incentivo, dando ênfase ao último, por ser atualmente adotado no Brasil e em muitos outros países.

A Seção 2 examina os mecanismos de incentivo no arcabouço regulatório setorial vigente, revelando como os ganhos de eficiência operacional se traduzem em benefícios diretos para os consumidores.

[1] A consolidação das três contribuições do GESEL-UFRJ à Consulta Pública foi publicada na série TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico, disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/09/tdse_118.pdf.

Complementando essa discussão, a Seção 3 analisa os resultados da eficácia da regulamentação por incentivos entre 2010 e 2023, constatando melhorias significativas na qualidade do serviço de distribuição e na parcela dos custos relativos às distribuidoras.

A Seção 4 sistematiza um enquadramento teórico sobre o conceito de excedente econômico, considerando o sensível confronto do equilíbrio da regulação por incentivos com a modicidade tarifária, os incentivos à eficiência e a rentabilidade para as distribuidoras.

As Seções 5 e 6 discutem os indicadores de rentabilidade e sustentabilidade. Especificamente na Seção 5, o foco é avaliar a rentabilidade das distribuidoras, sobretudo destacando algumas importantes diferenças métricas. A Seção 6, por sua vez, direciona-se à sustentabilidade das distribuidoras, apresentando os desafios financeiros que muitas delas enfrentam, as implicações para a extensão de suas concessões e a discussão em torno da captura de excedentes econômicos históricos.

Por fim, nas considerações finais, o estudo demonstra que, embora a regulação por incentivo possui méritos indiscutíveis, há desafios inerentes ao setor que precisam ser contornados. A variabilidade dos resultados financeiros das distribuidoras é uma preocupação, com várias concessionárias obtendo, na prática, resultados recorrentemente muito ruins, mesmo para um setor regulado que, internacionalmente, é reconhecido por seu risco muito baixo, o que sugere a conveniência de mitigar os casos extremos para garantir um mercado mais estável e previsível.

O embasamento teórico e analítico da contribuição do GESEL-UFRJ à Consulta Pública nº 152/2023 e, por suposto, deste estudo, tem origem no livro "Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica"[2].

[2] Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/livro_indicadores_com_capa.pdf. Acesso em 3 de setembro de 2023.

Esta obra é fruto de um projeto de pesquisa desenvolvido pelo GESEL-UFRJ com apoio da CPFL Energia, no contexto do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O livro firmou uma posição consistente sobre formas de medir a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras no Brasil.

Através de uma análise histórica, aprofundada para diversos setores regulados, assim como do estudo das melhores práticas internacionais, a publicação não apenas discute os desafios enfrentados pelo setor, como também sugere mecanismos e indicadores para aprimorar a supervisão financeira das distribuidoras brasileiras. Destaca-se que o projeto de P&D que resultou no livro citado serviu de subsídios para que a ANEEL passasse a adotar, a partir de 2015, indicadores de equilíbrio econômico-financeiro no segmento de distribuição.

1. Aspectos conceituais sobre a regulação tarifária das distribuidoras de energia elétrica

A regulação tarifária representa um dos pilares fundamentais na governança e estabilidade dos mercados de distribuição de energia e de outros serviços públicos. No contexto das distribuidoras, a determinação de tarifas justas e equitativas é crucial não apenas para garantir a sustentabilidade financeira das concessionárias, como também para assegurar que os consumidores tenham acesso a serviços de qualidade a preços razoáveis em um setor sujeito a um monopólio natural.

Este equilíbrio é complexo e exige uma compreensão profunda dos custos associados, das expectativas de retorno e dos riscos inerentes ao setor. Portanto, esta seção tem como objetivo elucidar os principais conceitos relacionados à regulação tarifária e discutir de que maneira ela gera incentivos que impactam as distribuidoras e os consumidores.

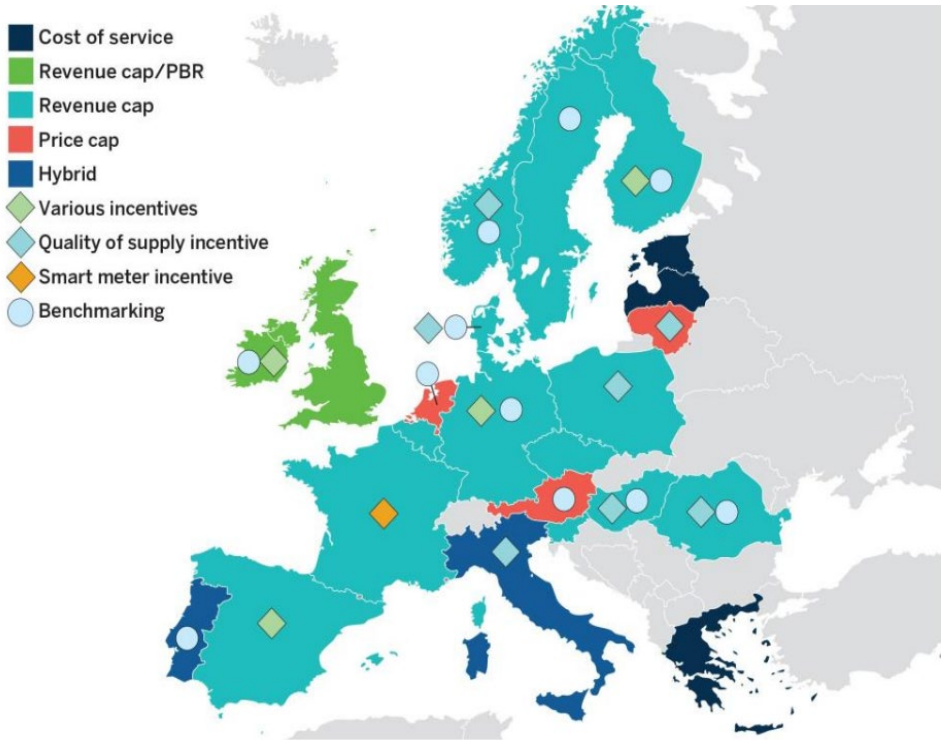
A regulação tarifária tem evoluído ao longo dos últimos 100 anos, buscando atender às demandas dos consumidores e das distribuidoras. Diversos modelos foram desenvolvidos e implementados ao redor do mundo, sendo cada um deles adequado a diferentes contextos e objetivos específicos. Em especial, duas categorias costumam ser destacadas dentro de uma visão conceitual de arcabouços regulatórios de distribuição de energia elétrica: a regulação pelo custo do serviço e a regulação por incentivo.

Sob a regulação pelo custo de serviço, as tarifas são niveladas de modo a permitir a cobertura dos custos de capital e operacionais das concessionárias de distribuição. Em linhas gerais, o regulador realiza um procedimento periódico de estimativa de custos das distribuidoras e ajusta as tarifas de modo a cobri-los. Historicamente, esse foi o modelo dominantemente adotado nos Estados Unidos e em diversos outros países até meados da década de 1980, quando a crescente percepção de uma performance aquém da desejada conduziu os reguladores a buscarem por alternativas, movimento que foi iniciado no Reino Unido. Esse arcabouço regulatório foi então gradualmente substituído pelo de regulação por incentivo, que é atualmente dominante ao redor do mundo para a fixação de tarifas em monopólios naturais.

A regulação por incentivo é uma abordagem adotada em várias jurisdições para encorajar as empresas reguladas (como as distribuidoras de energia elétrica) a operar de forma eficiente. O mecanismo de regulação por incentivo envolve a definição de metas ou parâmetros de eficiência que as empresas reguladas devem atingir, geralmente revisadas em intervalos regulares, conhecidos como períodos de revisão tarifária.

No Brasil, durante esses períodos, a ANEEL analisa o desempenho das distribuidoras em relação às metas estabelecidas e, com base nessa avaliação, define as tarifas que serão aplicadas até a próxima revisão. Dois dos mecanismos mais usuais para aplicação da regulação por incentivo internacionalmente são o *revenue cap* e o *price cap*, este último aplicado no Brasil. No *revenue cap*, é estabelecido um teto para a receita da empresa regulada em determinado período, ao passo que, no *price cap*, é fixado um preço teto para a empresa regulada. A Figura 1 abaixo ilustra a adoção desses mecanismos em diversos países da Europa.

Figura 1 - Modelos regulatório para distribuidoras na Europa em 2018



Fonte: CEER (2018).

O modelo de regulação por incentivos, quando bem implementado, costuma gerar uma série de benefícios. Um dos mais importantes é o incentivo contínuo à redução de custos das distribuidoras. Como as tarifas são definidas com base para todo o período tarifário em metas de eficiência calculadas ao final do ciclo anterior, as distribuidoras têm um forte incentivo para reduzir seus custos operacionais e investir em tecnologia e inovação. Se uma distribuidora consegue operar abaixo do custo estabelecido pelo regulador, ela pode manter a diferença como lucro até a próxima revisão tarifária.

Uma decorrência natural do incentivo à redução dos custos das distribuidoras é a redução das tarifas, uma vez que os ganhos de eficiência realizados pelas concessionárias são eventualmente repassados aos consumidores na forma de tarifas mais baixas. No caso específico do Brasil, a ANEEL leva em consideração os custos reais das distribuidoras para definir as novas tarifas. Se as distribuidoras conseguem diminuir seus custos, essa redução é considerada na definição das tarifas, de modo a beneficiar os consumidores.

Frequentemente, há também incentivos com vistas à melhoria da qualidade do serviço prestado. No Brasil, a regulação por incentivos inclui metas relacionadas à qualidade do serviço, como frequência e duração das interrupções de energia, capturadas pelos indicadores FEC[3] e DEC[4], respectivamente. Isso incentiva as distribuidoras a investirem em infraestrutura e a introduzirem melhorias operacionais que levem a um serviço mais confiável para os consumidores.

Outro pilar importante da regulação por incentivos é a transparência inerente ao estabelecimento de metas claras e critérios de avaliação das distribuidoras, facilitando a relação entre concessionárias e o órgão regulador e entre elas e seus consumidores.

[3] Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência média anual de interrupções por unidades consumidoras.

[4] Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média anual das interrupções por unidades consumidoras.

2. Mecanismos de incentivos à redução de custos operacionais no arcabouço regulatório vigente

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. Dentro da tarifa de fornecimento de energia elétrica paga pelos consumidores, a Parcela B é definida pela ANEEL conforme a Equação 1, abaixo.

$$Equação\ 1: Valor\ da\ Parcela\ B\ =\ (CAOM\ +\ CAA).(1\ -\ Pm\ -\ MIQ)\ -\ OR$$

Onde:

CAOM representa os custos de administração, operação e manutenção;

CAA refere-se aos custos anuais de ativos, considerando incorporações e depreciações; e

Pm e **MIQ** são mecanismos da regulação por incentivos. O primeiro relaciona-se à captura do aumento de produtividade decorrente do crescimento do mercado, enquanto o segundo introduz descontos na tarifa decorrentes de indicadores de qualidade do serviço abaixo da meta. Ambos fazem parte da metodologia do Fator X.

O resultado numérico de Pm e MIQ é subtraído de 1 (unidade) e essa diferença multiplica os custos totais da Parcela B. Assim, se o aumento do mercado se verificou ou a distribuidora não atingiu as metas de qualidade, ocorrerão descontos na Parcela B e, consequentemente, uma redução na tarifa de fornecimento, beneficiando os consumidores.

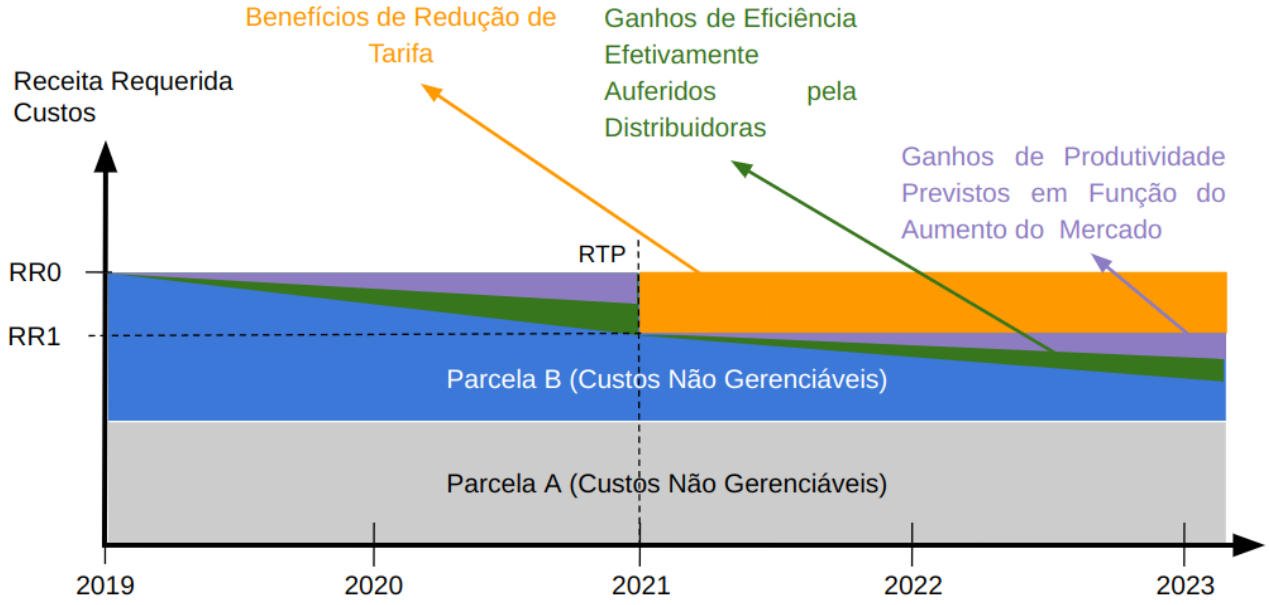
A ANEEL utiliza uma análise comparativa para determinar os custos operacionais regulatórios das distribuidoras, com o objetivo de estabelecer um padrão eficiente de custos, garantindo um serviço de qualidade ao consumidor. Para tanto, ao final de cada período tarifário, a Agência realiza a revisão dos custos operacionais das distribuidoras.

Durante essa revisão, são considerados: i) os custos praticados pelas distribuidoras; ii) o nível de eficiência dos custos; e iii) as características das áreas de concessão de cada distribuidora.

Com base nesses dados, a ANEEL estima o nível de custos eficientes para uma dada concessionária, empregando um mecanismo de competição indireta, denominado de *Yardstick Competition,* a partir da comparação dos custos de distribuidoras com características de mercado e ativos semelhantes. A determinação do nível eficiente com base nessa metodologia implica que, entre as Revisões Tarifárias Periódicas (RTP), aquelas distribuidoras que têm os custos mais eficientes são recompensadas, com ganhos capturados pela diferença entre seus custos reais e os custos de referência do grupo. Por outro lado, as distribuidoras menos eficientes são incentivadas a reduzir seus custos, através de uma tarifa superior aos custos efetivos, de modo a mitigar perdas de rentabilidade.

O Gráfico 1 ilustra, simplificadamente, como o incentivo à redução de custos gera um ganho para a distribuidora, compartilhado com os consumidores, em um primeiro momento, e integralmente repassado para as tarifas e para os consumidores, em um segundo momento.

Gráfico 1 - Esquema simplificado de captura de ganhos de eficiência



Fonte: Elaboração própria.

No Gráfico 1, a Receita Requerida, definida como a receita necessária para a cobertura dos custos de Parcela A e de Parcela B na tarifa, é determinada em um primeiro momento (2019) como RR0. Neste exemplo, a distribuidora tem custos iguais aos custos eficientes e, portanto, a RR0 é suficiente para cobrir os seus custos no momento de sua definição, sem gerar ganhos ou perdas para a concessionária.

Como a próxima RTP é apenas em 2021, a distribuidora realiza esforços para reduzir os seus custos de modo a capturar a diferença entre eles e os custos previstos (ou Receita Requerida). No entanto, a parcela dos ganhos é capturada na RTP, reduzindo os custos da tarifa por meio do componente Pm do Fator X, conforme a Equação 1.

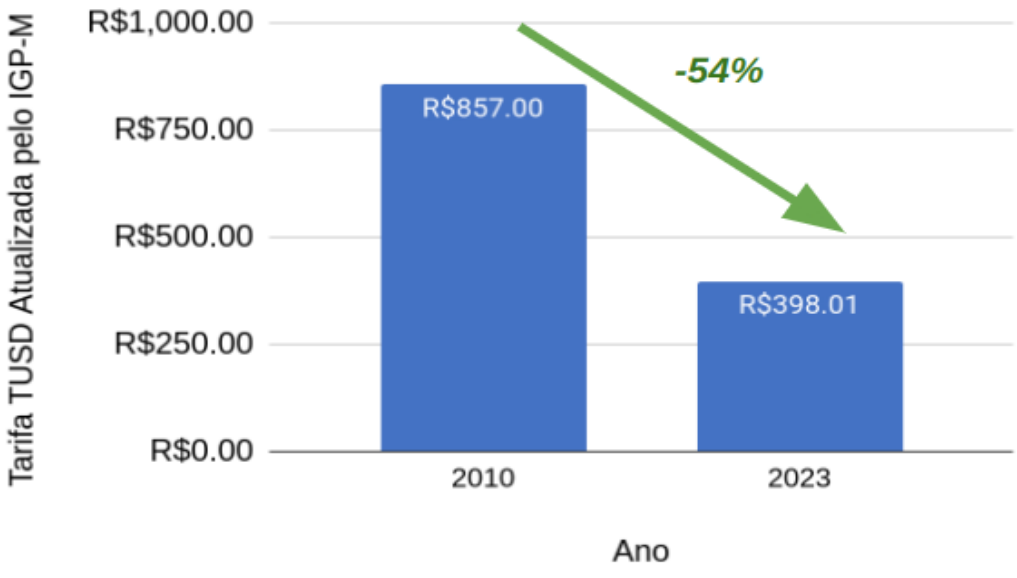
Após a RTP, a Receita Requerida é ajustada para refletir os ganhos de eficiência e a redução de custos, implicando em uma tarifa menor, com a única condição de que o mercado não tenha sofrido redução entre 2019 e 2021. Por meio da redução da tarifa, os ganhos de produtividade da distribuidora, capturados parcialmente em um primeiro momento por ela, são repassados aos consumidores.

3. Efetividade da regulação por incentivos e seus impactos nas tarifas e na qualidade do serviço entre 2010 e 2023 no Brasil

Uma discussão acerca da efetividade do arcabouço regulatório vigente requer a exploração dos efeitos práticos da regulação por incentivos no Brasil. O período entre 2010 e 2023 fornece uma amostra relevante de como a regulação por incentivos reflete diretamente nas tarifas de energia ao consumidor.

No referido período, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) experimentou uma redução significativa de 54%. O principal componente tarifário da TUSD é o denominado Fio B, que representa a parcela de custos associada à Parcela B, ou seja, os custos das distribuidoras. Há indícios, portanto, de que as distribuidoras, sob a regulamentação da ANEEL, têm sido impulsionadas a buscar maior eficiência em suas operações, resultado refletido na redução da TUSD do conjunto de todas as concessionárias ao longo dos anos. O Gráfico 2 apresenta a TUSD em 2010 e em 2023, atualizada pelo IGP-M.

Gráfico 2 - TUSD atualizada pelo IGP-M



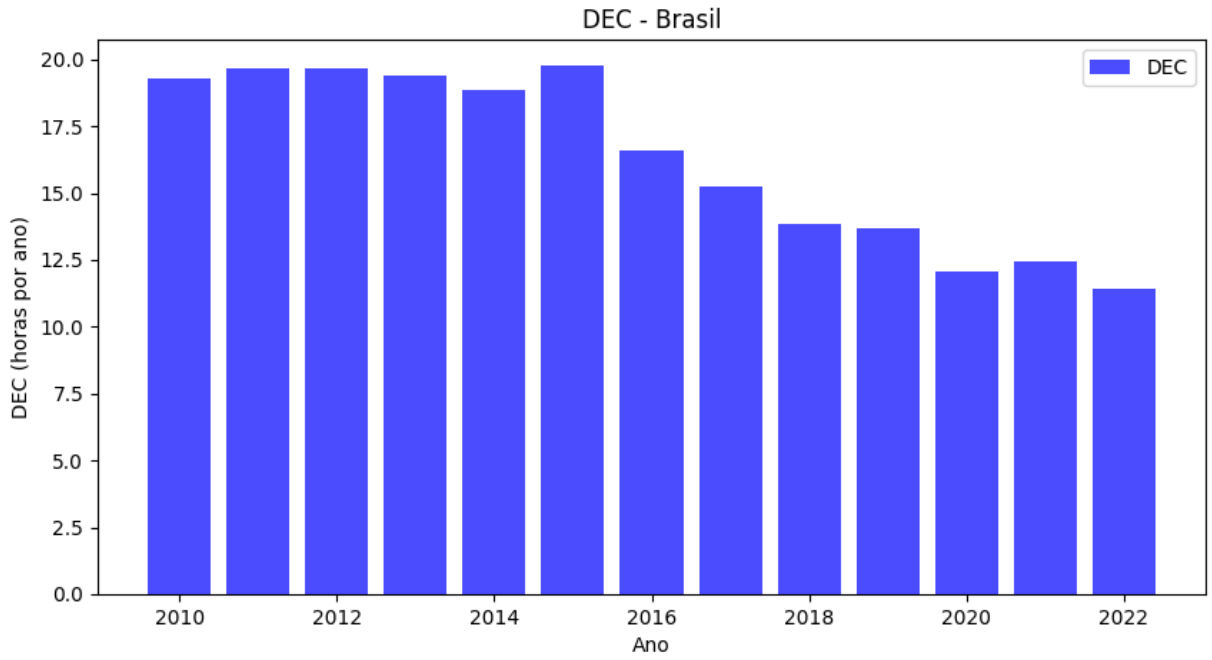
Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANEEL (2023).

Este decréscimo evidencia os sinais de que os mecanismos adotados, como a *Yardstick Competition* e o Fator X, realmente surtiram efeitos positivos em termos de redução de custos, beneficiando, assim, o consumidor final.

Além da significativa redução da TUSD, houve uma melhoria importante na qualidade do serviço prestado em decorrência da determinação das metas relacionadas. Os indicadores de DEC e FEC apresentaram expressiva redução entre os anos de 2010 e 2022. O DEC reduziu em aproximadamente 40% entre 2010 e 2022, saindo de um patamar anual médio nacional de em torno de 20 horas para cerca de 12 horas . O FEC, por sua vez, apresentou uma redução de aproximadamente 50% ao longo do mesmo período. Em 2010, o FEC tinha uma média nacional de 12 interrupções por ano e, em 2022, a frequência média ficou um pouco abaixo de seis interrupções por ano.

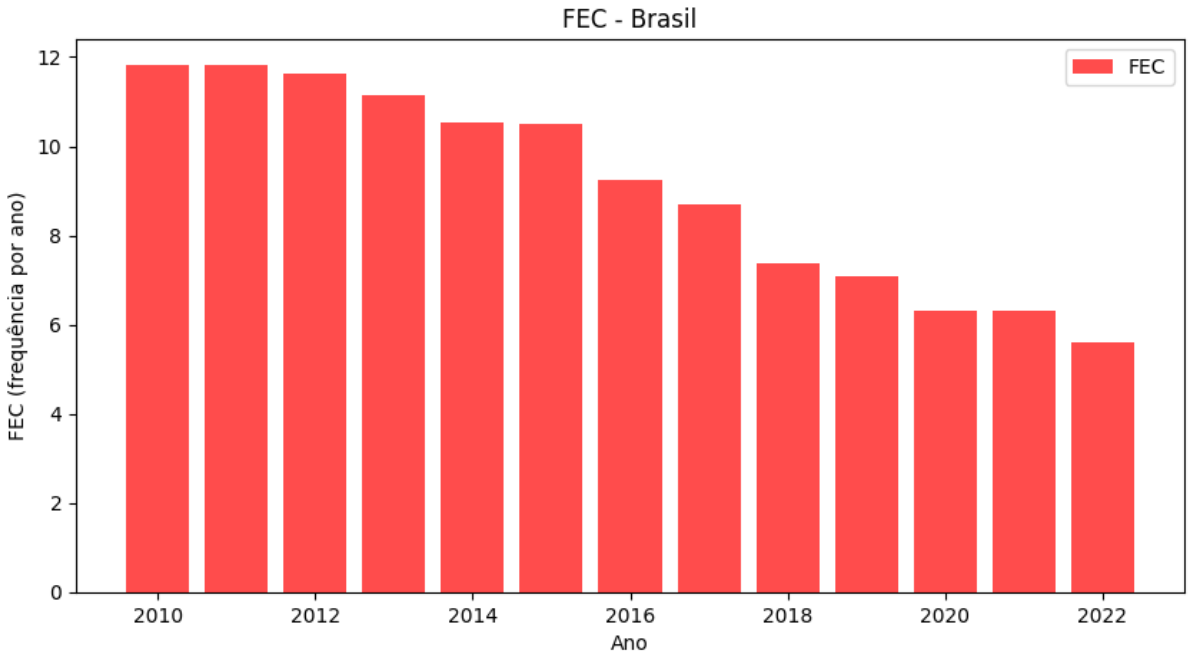
O Gráfico 3 apresenta a evolução do DEC entre 2010 e 2022, enquanto o Gráfico 4 a evolução do FEC para o mesmo período.

Gráfico 3 - DEC Brasil: 2010 a 2022



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANEEL (2023).

Gráfico 4 - FEC Brasil: 2010 a 2022



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANEEL (2023).

4. Teoria, conceitos e considerações acerca do excedente econômico

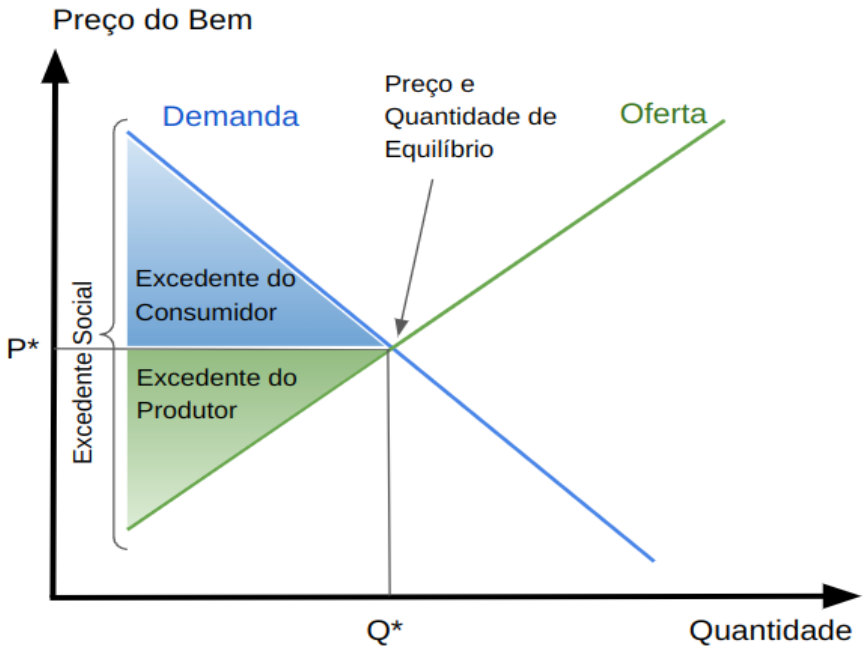
A Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME, objeto da Consulta Pública nº 152/2023, indica, no item 4.5.2, cujo título é "*Investigação acerca de eventual excedente econômico*", uma preferência do poder concedente para a prorrogação das concessões em detrimento de uma nova licitação, uma vez que a regulação 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, a prorrogação das concessões sem um novo processo de licitação permite o levantamento de questões acerca da existência de eventuais 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*". Assim, constatada a existência de excedentes, poderiam ser estudados mecanismos para a sua eventual captura em favor da modicidade tarifária.

Em teoria econômica, o excedente econômico pode ser visto por três óticas distintas. A primeira delas é do excedente do consumidor, definido como a diferença entre o que o consumidor estaria disposto a pagar por um bem ou serviço e o que efetivamente paga por ele. O excedente do produtor, por sua vez, é definido como a diferença entre o preço pelo qual o produtor estaria disposto a vender um bem ou serviço e o preço pelo qual efetivamente o vende. Por fim, existe a ótica do excedente social, definido pela soma do excedente do consumidor e do excedente do produtor.

O Gráfico 5 ilustra o conceito de excedente econômico pelas três óticas a partir do exemplo de um mercado de livre concorrência, no qual o preço de equilíbrio é dado pelo cruzamento entre as curvas de oferta e de demanda.

Gráfico 5 - Excedentes econômicos em mercado de livre concorrência

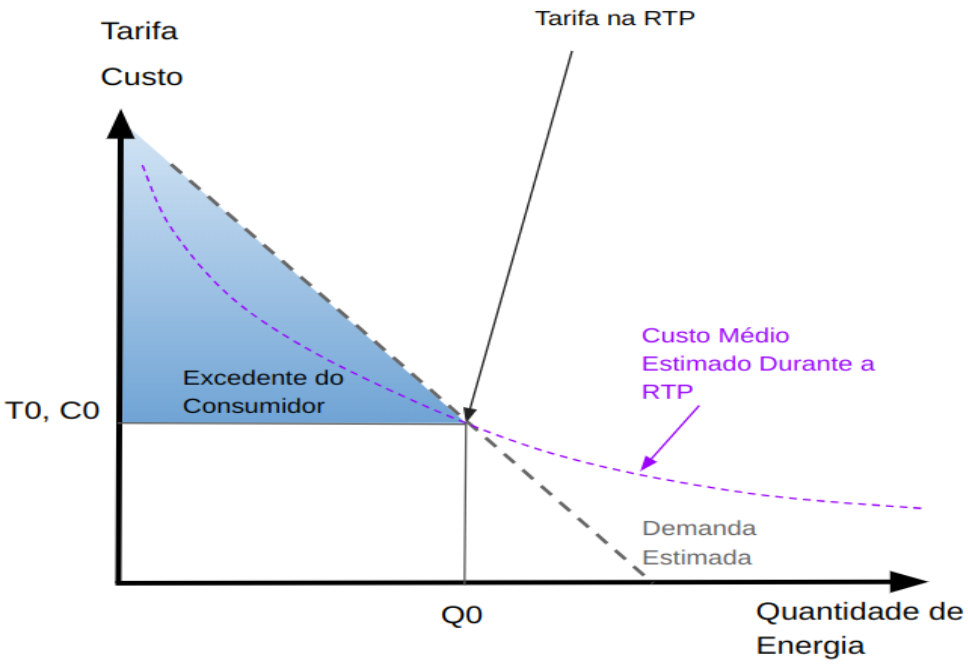


Fonte: Elaboração própria.

As distribuidoras de energia elétrica são empresas que prestam o serviço de fornecimento de um bem público essencial e possuem características de indústrias de rede, dentre as quais a mais relevante é a de monopólio natural. Um monopólio natural ocorre quando, devido às características específicas de um mercado, é mais eficiente (do ponto de vista de custos) que uma única empresa forneça um bem ou serviço do que várias companhias o façam concorrendo entre si. Isso geralmente ocorre em indústrias onde os custos fixos são muito elevados, tornando a produção em grande escala muito mais barata por unidade do que a produção em pequena escala. Quando essas indústrias em regime de monopólio natural são de serviços essenciais, notoriamente públicos, elas são reguladas, como é o caso da distribuição de energia elétrica.

Se, em tese, a regulação por incentivos determina que a tarifa no momento da revisão tarifária seja, em média, igual aos custos das distribuidoras, cabe explorar, em linhas gerais, como é gerado o excedente econômico. Neste sentido, o Gráfico 6 apresenta como o nível tarifário e a Receita Requerida são determinados no momento de uma RTP.

Gráfico 6 - Excedentes econômicos durante a RTP



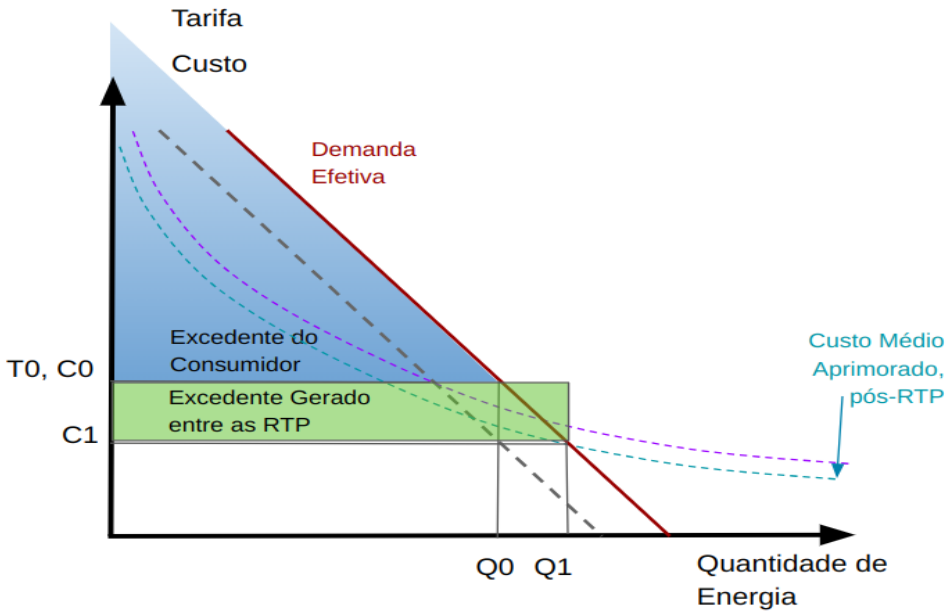
Fonte: Elaboração própria.

Nota-se pelo Gráfico 6 que existe excedente do consumidor, pois a curva de demanda indica que a parcela do consumo apresenta maior disposição a pagar pela energia elétrica do que o preço determinado na tarifa de fornecimento da RTP. No entanto, como a tarifa (e a Receita Requerida) é estruturada para cobrir os custos de distribuição, com a tarifa igual ao custo médio (T0 = C0), não há excedente do produtor (da distribuidora). Não obstante o acima exposto, durante o período tarifário, antes da próxima RTP, tanto o custo médio quanto o mercado podem desviar dos valores vigentes durante a RTP.

O mercado estimado é denominado, regulatoriamente, como Mercado de Referência e é igual ao mercado dos últimos doze meses prévios ao período da RTP. Desse modo, ele pode variar com aumentos ou decréscimos, que geram impactos sobre os custos e a receita. Da mesma forma, uma distribuidora pode apresentar uma redução ou um aumento dos custos (e do custo médio) de fornecimento, influenciados por diversos fatores de gestão, macroeconômicos ou por cronogramas de investimentos.

A título de exemplo, será considerado um cenário favorável à distribuidora e aos consumidores, com um crescimento do consumo de energia elétrica e uma redução de custos da concessionária para o período tarifário. Esses dois fatores são ilustrados no Gráfico 7.

Gráfico 7 - Excedentes econômicos gerados durante o período tarifário



Fonte: Elaboração própria.

Como a demanda cresceu ao longo do período tarifário, após a revisão inicial, a curva de demanda foi deslocada para a direita, de modo a refletir a demanda que efetivamente ocorreu (curva vermelha). A quantidade de energia vendida prevista era de Q0 e passou para Q1. Um corolário imediato desse aumento da demanda é um crescimento do excedente econômico dos consumidores (triângulo azul).

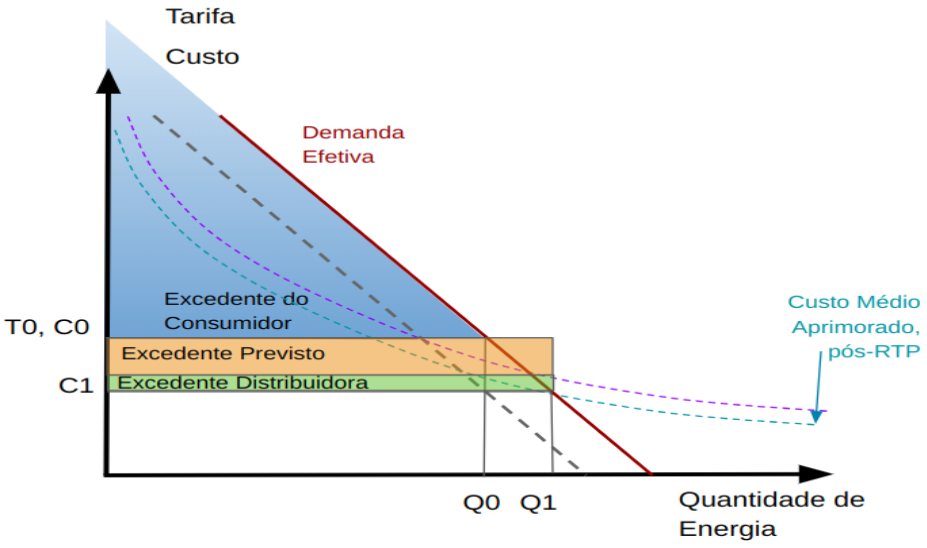
Simultaneamente, dentro desse mesmo período, em função dos incentivos regulatórios, as distribuidoras reduziram os seus custos, de modo a obter um excedente econômico de curto prazo até a próxima RTP. O resultado dessa redução de custos é uma nova curva de custo médio, com custos menores para qualquer demanda, refletida no deslocamento da curva de custo médio para baixo (curva pontilhada em azul claro).

Em função desses dois fatores, o custo médio passou de C0 para C1. O resultado em termos de excedente econômico da combinação desses dois fatores é estimado considerando a diferença entre a tarifa e o custo médio da distribuidora. Portanto, no Gráfico 7, isso equivale ao retângulo verde, que representa a diferença entre a tarifa T0 e o custo C1, para a quantidade Q1.

Todavia, parte desse excedente, relacionada com os ganhos de eficiência resultantes de uma variação do mercado representado pela componente Pm na Equação 1, já era prevista. Nesse sentido, o excedente do Gráfico 7 deve ser segmentado em duas parcelas, uma cujos ganhos derivam exclusivamente de variação do mercado (deslocamento da curva de demanda) e outra resultante de ganhos de eficiência da distribuidora não relacionados à variação do mercado (deslocamento da curva de custo médio).

O Gráfico 8 apresenta a segmentação dessa nova parcela de excedentes gerados ao longo do período tarifário entre a última e a próxima RTP.

Gráfico 8 - Excedentes econômicos, segmentados, gerados durante o período tarifário



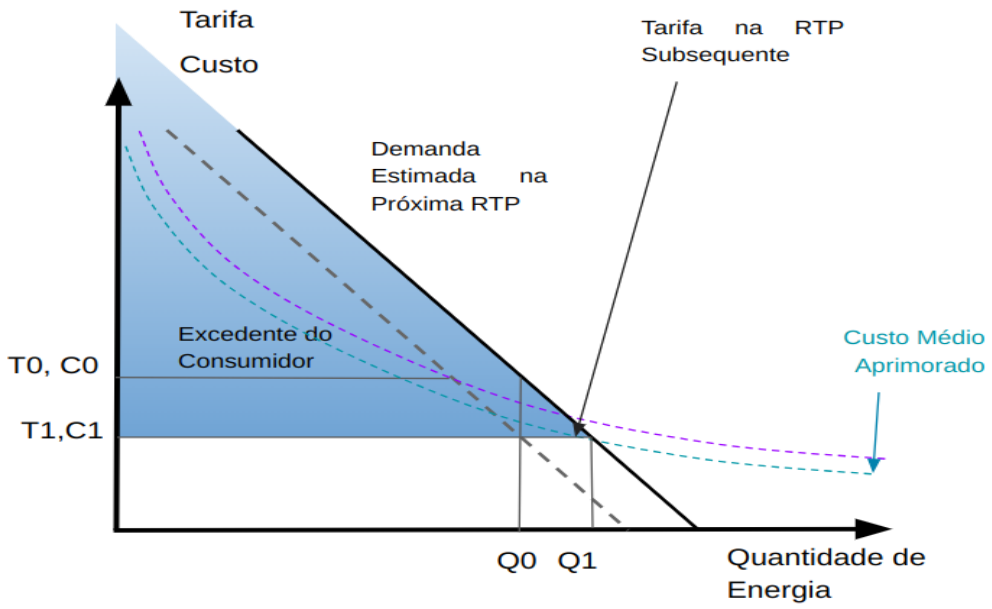
Fonte: Elaboração própria.

A segmentação do excedente gerado durante o período tarifário permite a discriminação do destino deles. A parcela verde do retângulo de excedente gerado, pela regulação atual, é absorvida pela distribuidora e representa um ganho econômico real, sustentado até a próxima RTP, mas não sendo reapropriado em momento futuro pelos consumidores. Em outras palavras, esse excedente, referente ao período entre a RPT do Gráfico 6 e a próxima RTP, permanece com a distribuidora. Como será visto adiante, esse excedente não se sustenta indefinidamente, passando a representar um excedente econômico para os consumidores já na RTP subsequente.

O retângulo laranja, por sua vez, representa os ganhos que decorrem exclusivamente do aumento de demanda, sem considerar os ganhos de eficiência das distribuidoras, e tende a ser capturado posteriormente pelos consumidores por meio do Fator X, via componente Pm.

Por fim, o Gráfico 9 ilustra como os consumidores se beneficiam em todos os períodos tarifários subsequentes àquele no qual ocorreu o ganho de eficiência da distribuidora.

Gráfico 9 - Excedentes econômicos, segmentados, gerados após o período tarifário



Fonte: Elaboração própria.

A nova tarifa de fornecimento é reajustada de modo a cobrir o novo custo médio, fruto de aprimoramentos na última RTP, e permite a captura quase integral do excedente econômico do período tarifário anterior.

Esse exercício simplificado de análise de geração e captura de excedentes permite a elucidação do mecanismo básico presente no arcabouço regulatório vigente. Assim, pela regulação por incentivo, o excedente econômico da distribuidora é reservado aos aprimoramentos de eficiência, o que incentiva as concessionárias a se tornarem mais eficientes. Entretanto, esse excedente, capturado em um primeiro momento pela distribuidora, é repassado ao consumidor por meio de tarifas mais baixas na próxima RTP.

Como será visto mais adiante, não há qualquer garantia de geração de excedente econômico para a distribuidora, existindo riscos. Se a concessionária excede os custos operacionais eficientes, ela não conseguirá obter a rentabilidade regulatória. Por outro lado, a ocorrência de excedentes econômicos durante um determinado período não é garantia de que, no futuro, será possível continuar a operar com custos menores do que aqueles definidos pelo regulador, principalmente quando se considera o extenso prazo de concessão das distribuidoras, que está sujeito a flutuações macroeconômicas, recessões e períodos de crescimento econômico. A captura de resultados passados equivaleria a investir na nova concessão resultados já realizados sem qualquer garantia de que, no futuro, será possível repetir os lucros extraordinários verificados anteriormente.

Como exposto acima, a proposta de captura do excedente econômico das distribuidoras passa por uma transferência do excedente histórico (ou parcela dele) para os consumidores, sendo possível prever alguns efeitos e incentivos que podem defluir dessa ação. Inicialmente, dois efeitos de curto prazo seriam (i) o ganho para os consumidores por meio de modicidade tarifária com a captura desse excedente e a consequente redução das tarifas ou (ii) a realização pelas distribuidoras de investimentos ou de gastos sem cobertura tarifária.

Por outro lado, essa ação pode gerar uma série de consequências negativas. Uma delas é a percepção de risco regulatório ou de riscos do ambiente de operação das distribuidoras, resultando, por exemplo, em custos de financiamento mais elevados. Por fim, como será apresentado a seguir, muitas distribuidoras operam por muitos períodos, ou mesmo recorrentemente, abaixo do nível de rentabilidade regulatória. A captura de excedentes históricos remove a recompensa pelo risco, gerando assimetria entre risco e retorno, com o retorno sendo limitado, mas o risco não.

5. Avaliação da rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica

A rentabilidade é crucial para a sustentabilidade das distribuidoras, pois garante investimentos adequados e a qualidade do serviço elétrico para os consumidores. A Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME propõe que a avaliação de rentabilidade das distribuidoras seja realizada por meio do fluxo de caixa do acionista (FCFE), que pode ser definido pela Equação 2, abaixo.

$$Equação\ 2: FCFE = LAJIR - RF - AD + ND - I + VCG - IR$$

Onde:

LAJIR é o Lucro antes dos Juros e Tributos;

RF é o Resultado Financeiro;

AD é o Total de Amortizações de Dívida;

ND é o Total de Novas Dívidas;

I é o Total de Investimentos;

VCG é a Variação do Capital de Giro; e

IR é o Total de Impostos sobre a Renda.

Entretanto, este indicador se mostra inadequado para uma boa avaliação da rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica, que são, no Brasil, assim como muitos outros setores, movidas por dinâmicas de negócios únicas. Avaliar a rentabilidade e a saúde financeira das distribuidoras requer medidas que capturem as nuanças específicas da indústria e a essência principal de suas operações.

O FCFE basicamente mede quanto dinheiro está disponível para ser retornado aos acionistas após todas as despesas, reinvestimentos e pagamentos de dívida. Embora seja uma métrica valiosa em muitos contextos, para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, o FCFE tem algumas limitações.

Os principais componentes do FCFE incluem, além do LAJIR, as despesas de capital, os pagamentos de dívida e as mudanças no capital de giro. Nota-se que o FCFE de uma distribuidora de energia elétrica é significativamente influenciado por fatores que não dizem respeito à operação da concessão, como variações nas taxas de juros, alterações no nível de endividamento e o volume de investimentos. Esses fatores podem causar grandes flutuações no FCFE, tornando-o pouco confiável como uma medida consistente de rentabilidade operacional.

Por exemplo, podem ocorrer períodos em que grandes investimentos são realizados, causando fluxos de caixa do acionista temporariamente baixos ou negativos. Assim, o FCFE pode retratar uma imagem distorcida durante esses períodos, mesmo que as perspectivas de longo prazo permaneçam sólidas.

Como alternativa, o GESEL-UFRJ desenvolveu o Índice de Eficiência Operacional para avaliar a rentabilidade das distribuidoras, que é derivado do projeto "Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica", desenvolvido junto com a CPFL Energia. Um indicador análogo foi adotado pela ANEEL, o Indicador de Rentabilidade, representado pela Equação 3, a seguir.

$$Equação\ 3: Indicador\ de\ Rentabilidade\ = \frac{LAJIR\ Realizado\ Ajustado - LAJIR\ Regulatório}{BRL}$$

Onde:

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

LAJIR Regulatório é o LAJIR que está implícito no cálculo das tarifas em um ano calendário dado; e

BRL é a Base Regulatória Líquida da concessionária de distribuição.

Esta métrica alternativa da ANEEL oferece uma visão mais esclarecedora sobre as operações das distribuidoras. O LAJIR regulatório é o resultado da aplicação do custo médio ponderado de capital regulatório (WACC regulatório real antes de impostos) à BRL da concessionária. Em termos simples, o LAJIR regulatório fornece uma medida padronizada dos retornos que a distribuidora deveria idealmente alcançar com base em seus ativos elétricos não amortizados, corrigidos pela inflação. Isso o torna uma excelente medida da eficiência operacional da concessionária, isenta de flutuações financeiras externas relacionadas, por exemplo, à variação da taxa de juros, do nível do endividamento e dos investimentos.

Ao subtrair o LAJIR Regulatório do LAJIR Realizado Ajustado e normalizá-lo pela BRL, o Indicador de Rentabilidade destaca até que ponto a distribuidora superou ou ficou abaixo das referências regulatórias. Em essência, esta medida permite a compreensão de o quão bem a concessionária está utilizando os seus ativos para gerar lucros. Ao contrário do FCFE, o Indicador de Rentabilidade está enraizado na capacidade de a distribuidora criar valor a longo prazo, refletindo a eficiência e eficácia de suas operações principais, sem ser influenciada por decisões financeiras de curto prazo.

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

A seguir, são utilizados dados da ANEEL (ANEEL, 2023) do Indicador de Rentabilidade 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 LAJIR que está implícito no cálculo da tarifa.

Neste sentido, a Tabela 1 contém as estatísticas históricas do Indicador de Rentabilidade para todas as 52 distribuidoras, contudo os números 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, porém ainda assim negativo (-1,1%). Além disso, a maioria das distribuidoras (29 de 52) apresentou o Indicador de Rentabilidade negativo, ou seja, não conseguiram atingir a rentabilidade regulatória ao longo dos 11 anos analisados.

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 distribuidora com rentabilidade 17,9% acima da regulatória.

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 Piratinin	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).

A Tabela 2 sistematiza os mesmos dados da tabela anterior, mas excluindo os subgrupos mais problemáticos ou pouco representativos. Para tanto, foram retiradas as distribuidoras federalizadas, estaduais, de pequeno porte (menos de 200 mil clientes) e com um peso relevante da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em seus demonstrativos financeiros.

Deste modo, retirando todos os grupos de distribuidoras com alta incidência de rentabilidade 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 a mediana do período 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 continua 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 Brasilia										-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).

A análise do Indicador de Rentabilidade das distribuidoras revela um cenário de considerável incerteza quanto ao atingimento da rentabilidade regulatoriamente prevista. Há uma evidente dispersão nos resultados das concessionárias, mostrando heterogeneidade em seus desempenhos financeiros. Muitas das distribuidoras não só apresentam resultados abaixo do esperado, mas chegam a registrar prejuízos significativos, como evidenciado nos casos das concessionárias Amazonas Energia Distribuição e Roraima de Energia.

Esse cenário ocorre mesmo quando se consideram apenas distribuidoras privadas de maior porte e que não sofrem influências significativas da CCC em seus resultados. A despeito da maior parte dessas empresas de maior porte conseguirem alcançar rentabilidade positiva, ou um excedente econômico para o período, uma grande parcela não atinge a rentabilidade regulatória. Ou seja, tais empresas não conseguem igualar o retorno sobre o capital investido ao WACC regulatório antes dos impostos.

6. Análise de sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica

Na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do MME, é sugerido o emprego do critério de adequação e conformidade, dado pela Inequação 1 abaixo, como condicionante necessária, mas não suficiente, para que as distribuidoras possam passar pelo processo de extensão do período de concessão sem abertura de nova licitação.

$$Inequação\ 1: \frac{Dívida\ Líquida}{LAJIDA\ -\ QRR} \leq \frac{1}{1{,}11\ *\ Selic}$$

Destaca-se que o descumprimento desta condição por mais de dois anos consecutivos anularia a possibilidade de extensão automática do período de concessão. Com o intuito de realizar uma análise não apenas qualitativa, como também quantitativa acerca desse indicador para as 20 distribuidoras cujo prazo de concessão vence entre 2025 e 2031, o GESEL-UFRJ optou por apresentar os resultados desse mesmo indicador enquanto uma razão, dado pela Equação 3, a seguir.

$$Equação\ 3: Indicador\ =\ (1{,}11\ *\ Selic)\ *\ \frac{Dívida\ Líquida}{LAJIDA\ -\ QRR}$$

Neste caso, valores inferiores a 1 indicam uma sustentabilidade adequada e em conformidade com o critério sugerido pelo MME. Ademais, valores mais próximos a 0 indicam maior sustentabilidade e, quanto mais elevada for a razão, menores são os indícios de sustentabilidade.

Assim como refletido nos dados de rentabilidade, os dados de sustentabilidade indicam que muitas distribuidoras, em função da baixa rentabilidade ou de prejuízos em vários anos, tiveram um fluxo de caixa insuficiente ou níveis de dívidas muito elevados. Portanto, o risco financeiro é um fator presente na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A Tabela 3, abaixo, apresenta um resumo do Indicador da Equação 3 para as 20 distribuidoras cujo prazo de concessão termina entre 2025 e 2031.

Tabela 3 - Indicador de Sustentabilidade das 20 concessionárias de distribuição: 2012 a 2022

Distribuidora	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CPFL Paulista	0.3	0.3	0.6	0.5	1.0	0.7	0.3	0.3	0.1	0.2	0.7
CPFL Piratininga	0.5	0.4	0.4	0.3	0.9	0.5	0.5	0.3	0.1	0.2	0.6
EDP Espírito Santo	0.2	0.3	0.4	0.6	1.2	0.8	0.6	0.6	0.3	0.3	0.7
EDP São Paulo	0.3	0.2	0.2	0.1	1.1	0.5	0.4	0.5	0.3	0.3	0.6
Enel Distribuição Ceará	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	1.1
Enel Distribuição Rio	0.2	0.2	0.4	12.6	11.9	1.4	0.4	0.6	Flx Neg	Flx Neg	2.2
Enel Distribuição São Paulo	Flx Neg	2.1	0.9	2.3	1.9	0.9	1.2	0.4	0.3	0.3	0.9
Energisa Borborema	0.1	0.3	1.4	0.0	0.4	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1
Energisa Mato Groso	0.6	LAJIDA NEG	0.8	Flx Neg	1.0	0.7	0.3	0.3	0.1	0.1	0.5
Energisa Mato Grosso do Sul	0.9	LAJIDA NEG	Flx Neg	0.6	0.8	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1	0.5
Energisa Paraíba	0.1	0.2	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.0	0.1	0.3
Energisa Sergipe	0.3	0.4	0.5	0.7	0.6	0.5	0.3	0.3	0.1	0.1	0.4
Equatorial Maranhão	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.3
Equatorial Pará	LAJIDA NEG	LAJIDA NEG	0.8	0.5	1.2	0.5	0.6	0.4	0.1	0.1	0.4
Light Serviços de Eletricidade	0.7	0.7	1.4	3.0	10.3	1.5	1.6	0.9	0.9	Flx Neg	LAJIDA NEG
Neoenergia COELBA	0.3	0.3	0.6	0.9	1.4	1.4	0.5	0.4	0.2	0.2	0.8
Neoenergia COSERN	0.2	0.2	0.4	0.5	0.6	0.6	0.4	0.3	0.1	0.1	0.5
Neoenergia Elektro	0.3	0.2	0.2	0.4	0.6	0.4	0.3	0.3	0.1	0.2	0.5
Neoenergia Pernambuco	1.1	0.4	1.0	1.8	3.7	1.5	1.1	0.7	0.4	0.5	1.4
RGE Sul Distribuidora	0.3	0.5	0.5	2.4	Flx Neg	0.7	1.0	0.2	0.1	0.2	0.6

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

Observa-se que as siglas Flx Neg e LAJIDA NEG representam casos em que não foi possível calcular o indicador, em razão de um fluxo negativo (LAJIDA (-) QRR negativo) ou de um LAJIDA negativo, respectivamente.

As duas distribuidoras que apresentaram menores níveis de sustentabilidade econômica nos últimos anos foram a Enel Rio e a Light, com índices incalculáveis ou resultados significativamente negativos nos últimos três anos. A Neoenergia Pernambuco e a Enel Ceará também apresentaram índices adversos de sustentabilidade em períodos recentes.

No caso das duas primeiras e da Neoenergia Pernambuco, a análise realizada pelo Indicador de Rentabilidade da seção anterior dá sinais preditivos, por apresentarem muitos anos consecutivos de baixa rentabilidade, quase sempre abaixo da rentabilidade regulatória. No caso da Enel Ceará, uma série de anos de baixa rentabilidade, entre 2020 e 2022, também afetou a sua sustentabilidade, como capturado pelo Indicador de Sustentabilidade para o ano de 2022.

Existe, portanto, uma forte relação entre a rentabilidade e a sustentabilidade das distribuidoras. A rentabilidade não só indica a capacidade da concessionária de gerar lucros em relação ao capital investido, como também reflete a sua habilidade em manter operações sustentáveis a longo prazo.

Quando uma distribuidora apresenta rentabilidade negativa durante múltiplos períodos, várias implicações surgem, afetando a sua capacidade de sustentabilidade econômica. Assim, o comprometimento do fluxo de caixa torna-se, eventualmente, em dificuldade de atrair novos investimentos.

7. Considerações Finais

A regulação por incentivo oferece a possibilidade de uma distribuidora eficiente obter resultados acima da referência regulatória. Contudo, bons resultados no passado não garantem bons resultados no futuro e exigir do acionista, como é sugerido na Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME, um aporte supondo a perpetuação de resultados favoráveis não apresenta consistência teórica e contradiz o princípio da regulação por incentivos.

Caso se opte por confrontar os resultados obtidos pelas distribuidoras com a rentabilidade regulatória e tomar uma medida a respeito, seria mais efetiva a sua realização *ex-post*, por exemplo por ocasião das revisões tarifárias e não previamente à prorrogação das concessões.

Destaca-se que o principal problema diagnosticado no que diz respeito à rentabilidade das distribuidoras é a extrema dispersão dos resultados. Isso tende a fragilizar as concessões com performance pior, levando, eventualmente, a problemas financeiros, bem como ao comprometimento dos investimentos e da operação. Trata-se de um cenário surpreendente em uma atividade que costuma ser classificada internacionalmente como de baixo risco.

Esse problema poderia ser endereçado com o estabelecimento de uma banda para o resultado das distribuidoras, a ser verificado *ex-post*, de modo a mitigar os resultados extremos e muito distantes do resultado regulatório, tanto para mais como para menos. Observa-se que tal medida não quebraria o espírito da regulação por incentivo e tornaria o SEB mais previsível.

Referências Bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Evolução TUSD/TE da Tarifa Residencial. 2023. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTkzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9.

Castro, N.; Brandão, R. *et al.* Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica. GESEL, 2018. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/livro_indicadores_com_capa.pdf.

CEER, Council of European Energy Regulators. Summary of the CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Bruxelas, Bélgica, 2018. Disponível em: https://www.ceer.eu/documents/104400/6509669/C18-IRB-38-03b+Regulatory+Frameworks+Report_Summary.pdf/73e6ada0-1b78-4efd-dea6-bc820fe24d91.

MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME. Consulta Pública nº 152/2023, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859.

Grupo de Estudos do Setor elétrico
Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-78-7

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj

INSTAGRAM: instagram.com/geselufrj

FACEBOOK: facebook.com/geselufrj

TWITTER: twitter.com/geselufrj

Scan me

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240