Consulta Pública MME 152/2023 – Concessões Vincendas de Distribuição

24 de julho de 2023

Consulta Pública MME 152/2023 – Concessões Vincendas de Distribuição

24 de julho de 2023

Sumário

Síntese do posicionamento EDP no âmbito da CP MME 152/2023 4

1. Contexto 5

2. Contribuições 7

2.1. As distribuidoras como vetor à transição energética 7

2.2. Promoção do desenvolvimento e modernização sustentável do setor de distribuição 9

2.3. Condicionantes à prorrogação das concessões de distribuição 12

2.3.1. Critérios mínimos de qualidade e gestão econômico-financeira (indicadores) 12

2.3.2. Investigação acerca de eventual excedente econômico 13

2.3.3. Contrapartidas sociais em eficiência energética 20

2.3.4. Matriz de risco 23

2.3.5. Cláusulas econômicas 26

2.3.6. Inclusão de novos indicadores para aferir o serviço adequado 28

2.4. Incentivos ao desenvolvimento e modernização sustentável 30

2.4.1. Isonomia para promoção de um ambiente concorrencial 30

2.4.2. Garantia de remuneração para incentivo e atração de investimentos 32

2.4.3. Preservação dos benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do País 34

2.4.4. Escolha pela prorrogação das concessões 36

2.5 Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões 39

2.6 Extensão das contrapartidas sociais às demais concessionárias 40

2.7 Rito processual da prorrogação das concessões 40

2.8 Cláusula afeta à Lei Geral de Proteção de Dados 42

3. Posicionamento EDP 43

Síntese do posicionamento EDP no âmbito da CP MME 152/2023

A EDP, enquanto empresa global presente em 29 mercados, encontra-se imbuída do espírito de liderança na transição energética, no Brasil e no mundo, e vê a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica como uma grande propulsora para essa missão, ao mesmo tempo em que se revela como potente mecanismo para o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, no contexto da modernização das redes, da eficientização e da abertura de mercado.

Ante tal desafio e em razão da proximidade do vencimento de 20 contratos de concessão, o MME propôs diretrizes à prorrogação das concessões, estabelecendo como condicionantes o atendimento a critérios mínimos de qualidade do serviço e implementação de contrapartidas sociais, com o redirecionamento de recursos das distribuidoras para programas de eficiência energética e modernização das redes.

A proposta do MME é bem-vinda ao fixar o atendimento aos critérios mínimos de qualidade e gestão econômico-financeira para fins de prorrogação das concessões de distribuição. Por outro lado, a EDP entende que as fontes de recursos apresentadas para fazer frente ao custeio das contrapartidas sociais merecem reforma, pois algumas delas inexistem – caso do excedente econômico – ou carecem de amparo legal para sua utilização – caso dos benefícios fiscais SUDAM/SUDENE.

A EDP, visando contribuir para a regulamentação, apresenta outras formas e fontes de recursos para que o MME siga com a diretriz de implementação do programa social, o qual é fundamental ao desenvolvimento do País. Ressalta-se, também, a proposta para que o Ministério, em foro apropriado, inaugure amplo debate versando sobre investimento em modernização das redes, respeitando as realidades e características de cada concessão.

Cabe registrar que a EDP recepciona de forma positiva as diretrizes de incentivos de investimento em modernização de redes e novos serviços, além da oportunidade de ofertar novos serviços aos seus usuários, observadas algumas propostas de ajustes para a proposição inicial da consulta pública. Com isso, verifica-se na proposta de prorrogação das concessões grande oportunidade para a superação do desafio da modernização e transição energética.

1. Contexto

O tema da prorrogação das concessões vem sendo intensamente discutido no Brasil desde a promulgação da Constituição de 1988. Em 2013, a geração teve a possibilidade de prorrogação por meio do regime de cotas de energia (energia cedida às distribuidoras e geradores atuando exclusivamente com operação e manutenção dos ativos) e a transmissão teve a prorrogação da Rede Básica Sistema Existente (RBSE). Em 2022 foi aberta a Consulta Pública MME nº 136/2022 que, em relação à transmissão de energia, indicou a licitação como regra do processo de renovação da concessão, podendo haver prorrogação em casos específicos e justificados pelo interesse público.

Já o negócio da distribuição, por sua vez, teve em 2015 a prorrogação das concessões que não passaram pelo processo de desestatização (sobretudo empresas estatais), com contratos prorrogados por 30 anos, conforme premissas fixadas pela Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Esse processo foi objeto de análise pelos órgãos de controle brasileiros, notadamente o Tribunal de Contas da União (TCU), a qual, ao final, confirmou os contratos de concessão dessas distribuidoras como constituintes do paradigma atual da evolução regulatória para tratamento do tema.

Em meados de 2017, em decorrência da necessidade de se antecipar aos impactos das transformações em curso no setor energético brasileiro – as quais destacam-se: a transição energética, abertura de mercado, crescentes exigências de melhorias do serviço público e a proximidade do período de vencimento de 20 concessões de distribuição, com início em 2025 e término em 2031, representantes de aproximadamente 60% da base de clientes, mercado e receita bruta do total das concessionárias – a EDP Brasil identificou a necessidade de promover um ambiente de reflexões e criação de massa crítica em torno do tema, para o que lançou mão de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para tratar das concessões vincendas, considerando a lacuna de diretrizes e regulamentação.

Assim, em 2018 foi iniciado o Projeto P&D da ANEEL, que objetivou promover as discussões e reflexões sobre as concessões vincendas, a partir de 2025, tomando por base estudos acadêmicos de referência no País e experiência internacional, conduzidos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) ligada às áreas de Economia (CERI) e Direito (GVDireito). Diversas interações foram realizadas ao longo do Projeto para apresentar cenários internacionais e buscar questões a serem

estudadas, cujo resultado final culminou na produção e consequente publicação, em 2022, do livro "*Concessões no setor elétrico brasileiro - evolução e perspectivas*".

Considerando o acima exposto, a EDP, para além do supracitado P&D ANEEL que trouxe contribuição acadêmica valorosa para o aprofundamento do tema, vale-se da presente para, mais uma vez, contribuir para o tema.

Vale notar que as distribuidoras deverão atuar em um futuro desafiador no que tange à promoção da universalização do acesso à energia que se traduz em preços de mercado e também em eficiência energética, modernização das redes e na entrada de novos serviços com foco na satisfação dos clientes. A distribuição de energia é vetor da transição energética, no Brasil e no mundo.

A contribuição da EDP encontra-se dividida nos seguintes tópicos: após essa breve contextualização, discorre-se quanto à importância em se considerar as distribuidoras como vetor à transição energética, seguido de tópico a respeito das condicionantes à prorrogação. Após, faz-se considerações à promoção e incentivos ao desenvolvimento e modernização sustentável, seguido de tópico sobre a antecipação dos efeitos da prorrogação, extensão das contrapartidas sociais às demais concessionárias e, ainda, quanto ao rito processual da prorrogação das concessões e à interface com a Lei Geral de Proteção de Dados.

A EDP congratula o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa, fazendo votos para que o processo siga seu curso, com a tempestiva formalização do contrato de concessão da EDP ES, conforme previsão constante no Contrato de Concessão.

2. Contribuições

A seguir, a EDP passa às suas contribuições no tema.

2.1. As distribuidoras como vetor à transição energética

Dentro do contexto da transição energética, o segmento de distribuição de energia elétrica é figura essencial, uma vez que realiza a ligação entre a geração e a transmissão em alta tensão, de um lado, aos centros de consumo e à população, de outro. Pela sua estratégica colocação na cadeia produtiva da indústria elétrica, devem as distribuidoras possuir saúde econômico-financeira forte o suficiente para serem líderes em inovação e, assim, servirem de alavanca à transição, mais que obstáculo a ela.

Isso porque a transição energética no Brasil está sendo forjada não apenas com vistas à descarbonização, dada a condição da matriz de geração no País ser essencialmente renovável, apurada em 83% conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética[1], mas também em consideração à descentralização e à digitalização. O primeiro implicará novos papeis à distribuidora, para dar conta de fluxos multidirecionais de eletricidade, além de maior protagonismo dos consumidores, alçados à categoria de consumidores-geradores ou consumidores-clientes. Já o segundo refere-se ao uso de novas tecnologias para uma melhora na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, aumento da conscientização do consumidor quanto ao uso da eletricidade, mas também para destravar funcionalidades e criar novos serviços e modelos de negócio, de que é maior exemplo a abertura de mercado por meio do uso de medidores inteligentes de energia.

Nesse sentido, a prorrogação das concessões de energia elétrica se revela como oportunidade à atividade de distribuição para sua inserção definitiva no contexto da transição energética e da abertura de mercado.

Em maior detalhe, cabe destacar que o acesso à energia – cuja universalização em grande parte foi alcançada por meio da implementação, pelas distribuidoras, de políticas públicas governamentais, de que é exemplo o Programa Luz para Todos – se configura como pressuposto à cidadania. O primeiro desafio que se coloca ao Setor Elétrico Brasileiro guarda relação com a

[1] Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em: https://www.epe.gov.be/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica, Acesso em: 21/07/2023.

garantia de que todos sejam atendidos com qualidade e a preços justos, o que corresponde a um desafio muito relevante em um país como o Brasil, com dimensões continentais e realidades muito distintas em termos geográficos, ambientais, demográficos, socioeconômicos e culturais.

Por outro lado, vive-se em uma era de crescimento exponencial, em que a disponibilidade de informação, de processamento e de comunicação – inclusive entre objetos – contribui para alavancar os negócios e para promover ganhos de produtividade nunca imaginados. Essas mudanças estão substituindo negócios tradicionais – aparentemente robustos – por tecnologias digitais altamente dependentes da eletricidade, o que exige a reinvenção da própria forma de gerar, armazenar, transmitir, distribuir, comercializar e consumir energia elétrica. Atender a essas necessidades é uma obrigação do Setor Elétrico Brasileiro e se relaciona fortemente com o negócio de distribuidoras de energia elétrica, pela própria estruturação de todo o setor, sendo elas a ponte direta com o consumidor final.

Consumidores cada vez mais informados, exigentes e engajados querem saber como atuar para garantir o uso eficiente da energia, bem como serem propulsores da transformação energética, e essa atuação deve ser motivada por sinais de preço tanto da produção, quanto do uso da rede. A tecnologia para que os próprios consumidores possam contribuir para transformação energética e gerar sua energia vem ganhando escala e se tornando cada vez mais barata e acessível. Garantir sua participação na transição, de forma transparente e consistente, exige regras estruturadas com visão sistêmica e de longo prazo, além da observância das realidades em que estão inseridos.

Ainda que essas possibilidades de empoderamento dos consumidores, incluindo escolher supridor de sua preferência, de surgimento de novos negócios, a partir de novos serviços que podem ser disponibilizados pelas distribuidoras de energia elétrica, estejam sendo lançadas e se tornando realidade em outros países, tal qual a abertura do mercado, no setor elétrico brasileiro observa-se ainda campo a ser percorrido em direção à maior previsibilidade e segurança quanto à viabilidade dessas possibilidades, e especialmente, na exploração de novos negócios. Com isso, o desafio que se coloca para o Brasil guarda relação com a implementação de uma transição energética que não apenas descarbonize, digitalize e descentralize, mas que também seja justa e inclusiva às camadas menos favorecidas da população, dando conta dos problemas socioeconômicos que ainda persistem no País.

Nesse contexto, a transição energética deve contribuir para que todas as pessoas tenham acesso

a fontes de energia limpas de qualidade e a preços acessíveis. Isso se mostra especialmente importante em áreas com vulnerabilidade econômica e social, incluindo comunidades de baixa renda.

Assim, os agentes (Poder Concedente, Regulador, distribuidoras) têm uma grande responsabilidade, não apenas de preparar e planejar o futuro do Setor Elétrico Brasileiro, como também de possibilitar verdadeiramente o acesso à energia a todos os brasileiros.

2.2. Promoção do desenvolvimento e modernização sustentável do setor de distribuição

Bastante relacionado ao tema da transição energética e distribuidora do futuro é a criação de condições de investimento que garantam sustentabilidade ao negócio da distribuição. Nesse aspecto, a NT sugere incentivar a realização de investimentos em modernização de redes e serviços com possibilidade de remuneração parcial pela Base de Remuneração Regulatória (BRR), compatível com o serviço adequado. Quanto a esse tema, a EDP apresenta as seguintes contribuições.

Diante dos desafios do futuro, torna-se fundamental uma discussão ampla e coordenada com a sociedade sobre as possibilidades e os caminhos que melhor se adequam às realidades do País, em termos de modernização sustentável do setor de distribuição. Essa discussão pode ocorrer sem prejuízo de se avançar à prorrogação das concessões, cuja diretriz afeta à modernização pode ser parte integrante do contrato de concessão a ser assinado.

A proposta de contrapartidas sociais oferecida pela NT apresenta diretrizes concretas para tratar as questões de acessibilidade à energia, desenvolvimento socioeconômico das comunidades mais carentes, e das áreas com elevado nível de perdas não técnicas, a partir do direcionamento de recursos, nos próximos 5 anos, para programas de eficiência energética e investimentos de eficientização das áreas de concessão. Esse tema será detalhado no capítulo de contrapartidas, nada obstante desde já se congratula o Ministério pela iniciativa e proposta.

No que tange o tema de modernização das redes de distribuição, a NT menciona a possibilidade de implementação de incentivos de investimento em modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários. Ainda,

menciona que o novo papel das distribuidoras no futuro enseja um foco maior na prestação de serviços de rede, o que passa, necessariamente, pela modernização das infraestruturas existentes e de montantes expressivos de recursos.

Cabe ressaltar que a transformação energética também requer a modernização da infraestrutura existente, fato que inclui: (i) a expansão das redes de distribuição de energia elétrica; (ii) o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia; (iii) a implantação de medidores inteligentes e sensoriamento de redes; (iv) robustez das redes de telecomunicações; e (v) implementação de tecnologias avançadas de controle e monitoramento.

A modernização da infraestrutura é necessária para suportar a integração de fontes de energia renováveis intermitentes e a distribuição descentralizada de energia, como já se observa hoje com a problemática setorial trazida pela Geração Distribuída que está e continuará a se expandir. Em outras palavras, modernizar infraestrutura implica repensar a própria atividade das distribuidoras, as quais, a despeito de permanecerem responsáveis pelo fio, passarão também a atuar como prestadoras de outros serviços (*energy as a service*), além de operarem suas redes em formato despachável (modelo *Distribution System Operator*), vindo a contarem com recursos energéticos distribuídos – armazenamento, geração distribuída, soluções *vehicle-2-grid*, soluções *behind-the-meter*, dentre outras – em benefício de uma maior otimização da operação e segurança elétrica.

Para tanto, é razoável supor a necessidade de realização de expressivo volume de investimentos, de forma que se torna importante e necessária uma proposta com diretrizes bem definidas e sinalizações claras ao mercado de tal forma a minimizar as incertezas quanto à viabilidade de novos negócios e serviços que poderão ser explorados no futuro, bem como os riscos envolvidos quanto à garantia mínima do retorno dos investimentos a serem realizados.

Sendo assim, verifica-se como fundamental, para a modernização das redes convencionais atuais em redes inteligentes, que o Poder Concedente inaugure e busque coordenar amplo debate quanto aos investimentos a serem realizados nessa seara, considerando as especificidades e realidades econômicas de cada Estado da federação e, em conjunto com a ANEEL, estabeleça o marco regulatório para a implementação de, por exemplo: medição, telecomunicações, sensoriamento e gestão da rede.

Entende-se, ainda, que uma discussão madura quanto ao *roll out* de medidores inteligentes, por exemplo, além de considerar as especificidades e a realidade de cada concessão no País e

estabelecer os padrões mínimos de funcionalidades, deve abordar a realização dos investimentos em “ondas”/etapas, com garantia prévia de remuneração total, haja vista estar-se ante desafio inovador em ambiente novo, e portanto incerto quanto a sua viabilidade e operacionalização.

A inauguração desse debate visa, além de sinalizar com clareza as necessidades tecnológicas e regulatórias mínimas para todo o território nacional, garantir a remuneração dos investimentos realizados pela concessionária.

O incentivo para realização de investimentos em setores de capital intensivo é uma prática mundial. Verifica-se tal prática em países europeus, Estados Unidos e em outras geografias que já possuem uma infraestrutura mais robusta de redes de distribuição e telecomunicações, mas nunca sem incentivos regulatórios atuando como molas propulsoras aos investimentos. Portanto, os incentivos são parte indissociável do avanço tecnológico desejado, de forma a assegurar que o projeto seja economicamente viável para a concessionária, permitindo a realização de investimentos de longo prazo em infraestrutura e beneficiando a sociedade com a prestação de serviços e o desenvolvimento de ativos estratégicos para o país ou região.

Nesse sentido, a EDP, ante a proposta do MME de incentivar a realização de investimentos em modernização de redes e serviços com possibilidade de remuneração parcial pela Base de Remuneração Regulatória (BRR), compatível com o serviço adequado, entende necessário, como forma de incentivar robustamente os investimentos em redes inteligentes, que o Ministério: (i) inaugure discussão ampla com toda a sociedade para elaboração das premissas nacionais para a modernização em redes, respeitando as especificidades, características e realidade econômica e social de cada área de concessão; e (ii) apresente diretrizes no que diz respeito aos padrões e funcionalidades mínimas operativas que o Regulador deverá observar na regulamentação do tema.

É fundamental que as necessidades de investimento sejam devidamente alocadas no tempo, de forma que o seu necessário reconhecimento e remuneração sejam suficientes para garantir a modernização das redes e onerar os clientes apenas em patamar compatível com a renda e as necessidades.

2.3. Condicionantes à prorrogação das concessões de distribuição

Agora, adentra-se em capítulo próprio das condicionantes à prorrogação das concessões, onde a EDP se dispõe a comentar e propor ajustes às diretrizes elencadas pelo MME em sua NT.

2.3.1. Critérios mínimos de qualidade e gestão econômico-financeira (indicadores)

Em atendimento à cláusula atual dos contratos de concessão de distribuição, a qual dispõe que a prorrogação poderá ser efetuada, ao exclusivo critério do Poder Concedente, visando garantir a qualidade do atendimento a custos adequados, e em consonância com o disposto na Lei nº 8.987/1995, a qual por sua vez aduz que a avaliação quanto às concessões de serviço público devem ser motivados por critérios objetivos, anda bem o MME ao propor a avaliação de critérios mínimos de eficiência da concessão e qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica, a ser medido com base em indicadores que considerem a frequência (FEC) e a duração (DEC) média das interrupções, bem como a eficiência da gestão econômico-financeira da concessão.

Conforme citado na NT, esses critérios mínimos apresentados são os mesmos atualmente aplicados pela ANEEL para caracterizar a inadimplência contratual da concessionária e cujo descumprimento implica a abertura de processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º, todos do Anexo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 novembro de 2021.

Cabe registrar que esses critérios mínimos, além de já constarem na regulamentação do setor, já foram discutidos amplamente, em duas fases da Audiência Pública ANEEL nº 38/2015 e incorporados nos novos contratos de concessão celebrados a partir de 2015, de forma que a escolha desses critérios, além de demonstrar aderência à regulamentação vigente e de possibilitar uma avaliação pelo Poder Concedente de forma objetiva, contribui para um ambiente de segurança jurídica e previsibilidade do setor, bem como para preservação da isonomia entre as empresas do setor de distribuição.

Nesse sentido, a EDP corrobora com a escolha dos critérios mínimos propostos e congratula o MME pela proposta aderente aos princípios das boas práticas no que tange previsibilidade, segurança jurídica e preservação da isonomia, consequentemente contribuindo para o

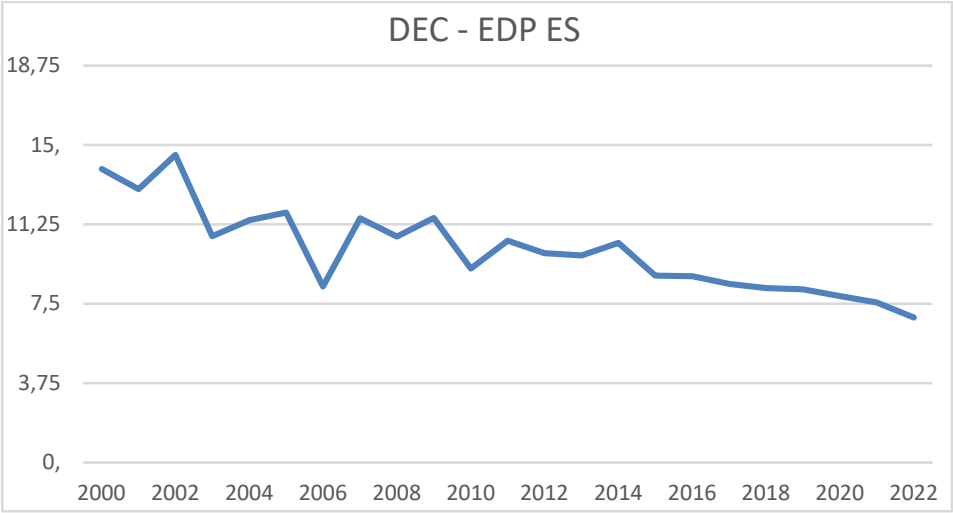
fortalecimento do ambiente institucional e, de modo geral, para o setor de energia elétrica brasileiro.

2.3.2. Investigação acerca de eventual excedente econômico

A Consulta Pública inclui a necessidade de investigar eventual excedente econômico nas distribuidoras, na condição que se trataria de uma hipótese investigativa plausível. No entanto, essa hipótese deve ser afastada pela mera aplicação do conceito de regulação por incentivos, adotado pela regulação brasileira. Ainda que se entenda pela necessidade de aperfeiçoamento no modelo, a possibilidade de evolução regulatória ao longo do contreato de concessão já garante o compartilhamento das eficiências trazidas pelas concessionárias de distribuição.

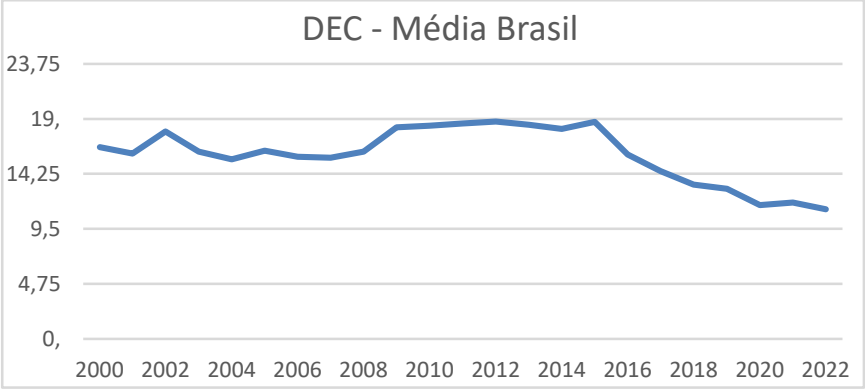
É preciso avaliar as particularidades do negócio de distribuição, a regulamentação a que o segmento está sujeita, os impactos diretos na vida dos consumidores, os desafios operacionais e de investimento das distribuidoras do futuro, bem como a necessidade de investimentos volumosos para o desenvolvimento do setor e suas potencialidades no futuro próximo.

A atual regulação por incentivos garante o tripé da continuidade, qualidade e modicidade tarifária, com foco na melhoria contínua da qualidade, conforme prevê os contratos de concessão. Vejamos, por princípio, a evolução nos indicadores aplicáveis à distribuição em termos de continuidade, utilizando dados da EDP ES, primeira concessão a ser prorrogada em 2025:

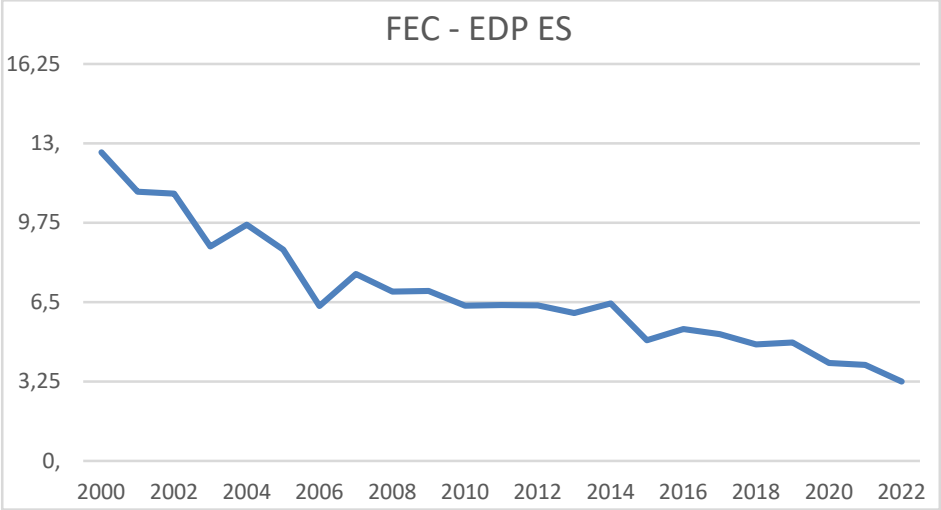


Quando se observa a nível Brasil, chega-se à mesma conclusão, qual seja, de que os mecanismos regulatórios postos em marcha ao longo das últimas décadas têm refletido em melhora na

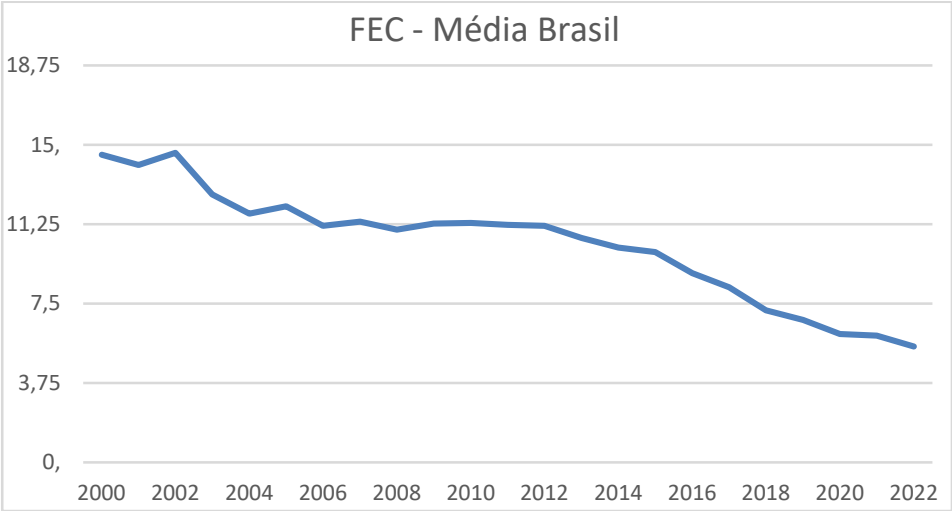
continuidade do serviço prestado pelas distribuidoras:



A qualidade da frequência do fornecimento também evoluiu de forma expressiva, como se evidencia com dados da mesma distribuidora:



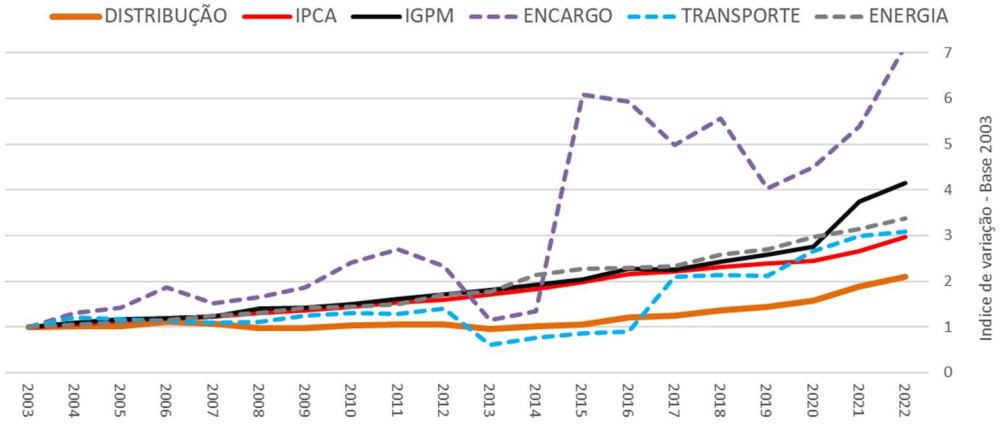
No mesmo sentido aponta o desempenho da média Brasil:



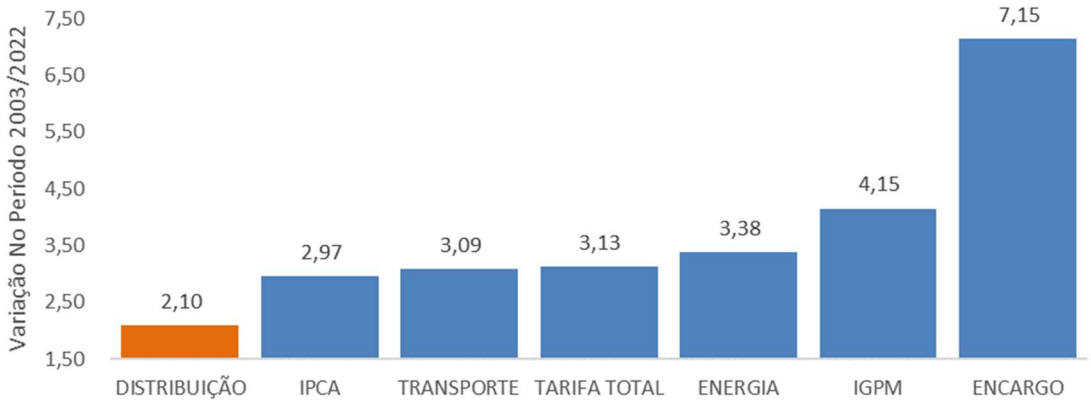
Em termos de modicidade tarifária, dados da ABRADEE indicam que o segmento de distribuição

é o que menos teve aumentos tarifários nos últimos 10 anos, fruto das previsões de compartilhamento de eficiências com o consumidor de energia elétrica, senão vejamos:

Tarifa Média de Parcela B, IPCA e IGPM – Setor[2]



Variação Acumulada no Período 2003/2022[3]



Importante destacar que o segmento emprega diretamente mais de 200 mil pessoas, havendo investido apenas no ano passado R$ 15,5 bilhões[4].

---

[2] Fonte: i4 para ABRADEE. Em função da indisponibilidade de dados para toda a série, a distribuidora Amazonas Energia não foi considerada no cálculo.

[3] Fonte: i4 para ABRADEE.

[4] Fonte: ABRADEE. Disponível em: https://abradee.org.br/distribuicao-em-numeros/, Acesso em: 21/07/2023.

Essas evoluções e a modicidade tarifária obtidas decorrem dos diversos mecanismos desenvolvidos pela regulação para o compartilhamento das eficiências ao longo do contrato de concessão com os consumidores. Diferentemente de outros segmentos que estão sujeitos às regras de mercado em termos de preço para a venda de energia, como a geração, a competição na distribuição resulta, de forma estruturada e periódica, numa sistemática de compartilhamento de receitas com os consumidores.

Destaque para os principais mecanismos regulatórios que garantem essa metodologia de incentivos e compartilhamentos: indicadores de desempenho de qualidade global e individual, pagamento de compensações, Fator Q, plano de resultados, restrição à distribuição de dividendos, regras de caducidade. Incluído nesse rol está ainda o compartilhamento de produtividade por meio do Fator X, o compartilhamento de ganhos no combate a perdas, o compartilhamento da eficiência com a redução de custos operacionais e a obrigatoriedade de investimentos para atendimento da carga.

Nesse sentido, mostra-se claro que as distribuidoras já têm contestação de custos e serviços que são reiniciados em cada processo de revisão tarifária e revertidos para modicidade tarifária. A regulação, ao invés de aguardar o término do contrato de concessão, efetua essa aferição e compartilhamento a cada 3, 4 ou 5 anos Assim, o arcabouço regulatório captura ganhos de produtividade a cada ciclo de revisão tarifária com redução da Parcela B visando a modicidade tarifária, não comportando, portanto, uma segunda captura dos ganhos via investigação sobre eventual excedente econômico.

Ainda, a regulação por incentivos se vale da metodologia do preço teto (*price cap*), a qual busca incentivar a eficiência e a redução de custos das empresas reguladas, estabelecendo um limite máximo para os preços cobrados. Essa abordagem cria um ambiente de competição entre as distribuidoras e permite que as empresas busquem maximizar seus ganhos de eficiência dentro desse limite regulatório, incentivando-as a buscar formas de oferecer produtos e serviços de qualidade a preços mais baixos.

Essa metodologia também incluiu os mecanismos de compartilhamento de ganhos de eficiência. Isso significa que se uma empresa consegue reduzir seus custos operacionais além do esperado, ela pode reter parte desses ganhos como um incentivo financeiro adicional (o que não é excedente econômico), sendo a outra parte compartilhada com o consumidor, em prol da modicidade tarifária. Adicionalmente, a remuneração das distribuidoras também é objeto de

regulamentação consolidada e amplamente utilizada mundo afora, por meio da atualização anual da taxa de remuneração ponderada (WACC), aplicada de forma isonômica para os agentes.

Cabe ressaltar que essa metodologia já é aplicada no setor de distribuição do Brasil há mais de duas décadas e, ao longo dos anos, a ANEEL tem realizado ajustes e aprimoramentos na metodologia de revisão e reajustes tarifários, levando em consideração as mudanças no setor elétrico, novas tecnologias e as necessidades dos consumidores. Assim, ainda que se discorde da metodologia, é inegável sua assertividade em estimular ganhos de eficiência e em capturar e distribuir ganhos obtidos intra-ciclos pelas distribuidoras.

Alguns dos principais aprimoramentos realizados pela ANEEL na metodologia de revisão tarifária incluem:

- Participação social: aumento da participação dos consumidores e da sociedade no processo de revisão tarifária, por meio de consultas públicas e audiências, permitindo que os interessados apresentem suas contribuições e sugestões.
- Incentivos à eficiência: incentivo às distribuidoras para que aumentem sua eficiência operacional, premiando aquelas que apresentam melhores indicadores de qualidade e redução de custos, a partir da metodologia de revisão tarifária.
- Transparência na composição tarifária: ações para tornar a composição das tarifas de energia elétrica mais transparente, facilitando o entendimento dos custos envolvidos e permitindo que os consumidores tenham maior controle sobre seus gastos.
- Inclusão de indicadores de qualidade: além dos aspectos econômicos, a regulamentação vem sendo aprimorada no sentido de estabelecer e garantir que as concessionárias, cada vez mais, se adequem aos limites dos indicadores de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, como a duração e a frequência das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Diante do exposto, evidencia-se que uma hipotética investigação acerca de eventual excedente econômico, além de infundada, não se mostra condizente com a regulação atual vigente no País, pois em havendo eventual obtenção de renda pelo agente, o Regulador dispõe de mecanismos para amplamente discutir, capturar e compartilhar tal renda, no âmbito dos processos de revisão e reajuste tarifários das concessionárias de distribuição.

Ademais, não se vislumbra qualquer fórmula ou mecanismo capaz de evidenciar eventuais

excedentes econômicos que possam ser avaliados fora do processo já existente da revisão tarifária periódica das concessões de distribuição do setor elétrico brasileiro. Pois, caso houvesse essa possibilidade de identificação, captura e tratamento diferenciado para as concessões vincendas, o processo de revisão tarifária atual seria desvirtuado, provocando efeitos nocivos à regulação, às concessões vincendas e ao ambiente de estímulo à eficiência operacional e promoção da competição das 53 distribuidoras, que resultam em melhoria da qualidade e preços mais baixos aos consumidores.

A despeito da (i) inexistência fática de excedente econômico; (ii) impossibilidade regulatória de investigação de eventual excedente econômico fora dos processos de revisões tarifárias; dado que (iii) já existente mecanismo regulatório consolidado que captura eventuais ganhos de eficiência, mostra-se importante valer-se da presente contribuição para adentrar, apenas a título argumentativo e como exercício meramente teórico – qual seja, demonstrar que a fórmula proposta não é adequada para investigar excedentes econômicos, estes, por sua vez, inexistentes no segmento de distribuição – na utilização do fluxo de caixa dos acionistas na apuração do indicador proposto na NT, e os efeitos da apuração do indicador de referência apenas com as 20 concessões vincendas (premissas equivocadas adotadas pelo MME).

Sobre a utilização do fluxo do acionista para investigação de eventual excedente econômico, cabe relembrar que o fluxo do acionista, também conhecido como fluxo de caixa do acionista ou *dividend flow*, é uma medida financeira que representa o fluxo de recursos recebidos pelos acionistas de uma empresa. Ele consiste nos pagamentos de dividendos e outras distribuições de lucros aos acionistas ao longo de um determinado período.

Diante disto, é importante observar que o fluxo do acionista pode variar de acordo com uma série de fatores e premissas – o que irá se desdobrar em elevado grau de volatilidade da fórmula proposta – dentre elas a própria política de distribuição de lucros da empresa. Algumas empresas podem optar por não pagar dividendos em determinado período ou podem ter uma política de distribuição mais conservadora, retendo parte dos lucros na conta de reserva, para reinvestimentos. Portanto, precisariam ser ponderadas na análise – não sem adentrar na esfera de exercício da liberdade empresarial das concessionárias – questões como políticas e estratégias empresariais no que tange: (i) à necessidade de volumes de investimentos diferentes ao longo da concessão, seja devido à maturidade dos investimentos, seja para expansão de sistemas e serviços; (ii) à escolha do melhor momento para investir; (iii) às políticas de distribuição de

dividendos; e (iv) ao grau de alavancagem das empresas.

As concessões de distribuição de energia vincendas têm realidades operacionais e necessidades de investimentos diferentes que oscilam ao longo do período da concessão. Assim, torna-se no mínimo difícil determinar um período temporal para comparar as empresas quanto ao seu eventual excedente econômico a partir dos fluxos de caixa, pois as distribuições de dividendos evidenciadas em um determinado momento podem ser decorrentes de um período longo de não distribuição, ou período de retenção de capital para investir, ou um período de alavancagem da empresa. Ou seja, a determinação do valor de uma empresa a partir da sua distribuição temporal de dividendos não guarda qualquer correlação com a saúde ou eficiência financeira, e nem tampouco com a sua capacidade e/ou necessidade de realizar investimentos.

A própria NT 14 admite essa dificuldade de definição do período temporal para análise, quando não estabelece o período na definição do indicador. Entretanto, a tentativa de correlacionar fluxo de caixa temporal com o eventual excedente econômico de uma concessão de distribuição de energia elétrica, sem estudo que possa evidenciar essa correlação ou definições de parâmetros capazes de demonstrar um cálculo com resultados consistentes, inviabiliza por completo a aplicação da fórmula proposta, além de avançar sobre limites do poder discricionário do Poder Concedente.

Sobre a possibilidade de apuração e aplicação de um indicador de referência apenas para as concessionárias vincendas, cabe ressaltar que essa segregação para análise de referência e aplicação de possíveis capturas econômicas, além de não encontrar amparo legal ou de racionalidade econômica, afetam fortemente o princípio da isonomia e podem acarretar efeitos de desequilíbrio em um mercado concorrencial, bem como nos demais parâmetros que utilizam indicadores de referência, ocasionando também instabilidade regulatória e insegurança concorrencial.

Assim, em vista da (i) inexistência de excedente econômico no negócio de distribuição de energia elétrica; (ii) existência de metodologia amplamente consolidada e largamente utilizada para captura de ganhos de eficiência eventualmente obtidos por distribuidoras de energia elétrica; (iii) ausência de correlação óbvia e direta entre fluxo do acionista, pagamento de dividendos, investimentos na concessão e eventual excedente econômico; e (iv) da fragilidade da fórmula e respectivos parâmetros propostos na NT 14, a EDP propõe que não se proceda à captura de valores para fins de prorrogação das concessões de distribuição.

Destaque-se que a proposta se baseia no fato de não existirem excedentes, sendo que, por hipótese, mesmo que eventualmente existissem, seriam devidamente capturados pela regulação em favor do consumidor ao longo dos processos de revisão tarifária conduzidos pela ANEEL, a partir das metodologias próprias, que possuem aprimoramento constante, de forma a preservar e garantir a qualidade na prestação de serviço em um ambiente competitivo, com incentivo constante à eficiência e à modicidade tarifária.

Por fim, cabe trazer consideração no que se refere à proposta do MME referente à necessidade de definição sobre o compartilhamento de resultados de pagamento por eventual alienação do controle societário, por algum período após a assinatura do aditivo contratual (e.g.: 5 anos).

A EDP entende que essa diretriz poderá resultar em efeito adverso ao desejado pelo Poder Concedente, no que tange a estímulos ao investimento. Além disso, poderia haver prejuízo às concessões, na medida em que a alienação de controle societário tem se mostrado um mecanismo de eficiência do setor. Nesse sentido, a EDP não identifica a necessidade da diretriz.

2.3.3. Contrapartidas sociais em eficiência energética

De forma a endereçar os desafios atuais do acesso à energia com qualidade e preço justo para todos, bem como a modernização das redes, etapa essencial à viabilização de novos negócios para o consumidor, o MME propõe como contrapartida à prorrogação o redirecionamento de recursos das distribuidoras para programas de eficiência energética e modernização das redes. Para fazer frente ao custeio desses investimentos são sugeridas as seguintes fontes de recursos:

- O eventual excedente econômico obtido;
- Os recursos hoje já destinados aos Programas de Eficiência Energética;
- Outras Receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa;
- Excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do País.

Conforme abordado nos tópicos desta contribuição que tratam da investigação sobre eventual

excedente econômico (tópico 2.3.2) e dos benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões (tópico 2.4.3 abaixo), não há possibilidade, fática e legal, de redirecionamento dessas fontes para os programas de eficientização e modernização das redes.

Assim, tal qual proposto na NT, apenas seria possível o redirecionamento dos recursos já destinados aos programas de eficiência energética e os referentes às Outras Receitas e Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo - UDEROR.

A EDP reconhece a necessidade de direcionamento de recursos para os temas de eficiência energética e modernização das redes de distribuição. A republicação da Lei nº 14.514/22, contendo a derrubada do Veto Presidencial nº 64/22, ao permitir o direcionamento, até 31 de dezembro de 2025, de recursos adicionais aos programas de eficiência energética, colabora sobremaneira nesse intuito. Trata-se de medida alinhada ao contexto ora discutido das prorrogações das concessões.

Assim, de forma a destinar recursos suficientes para os programas ora propostos, além dos recursos adicionais conquistados pelo Congresso Nacional, após a abertura desta Consulta Pública, a EDP entende que o Poder Concedente pode propor às concessionárias de distribuição que priorizem em seus planos de investimentos ações voltadas aos programas de eficientização e modernização das redes, principalmente nos 5 anos iniciais da prorrogação. Essa ação poderia resultar em um plano de investimento que seria proposto pela distribuidora ao MME, que caberia avaliar a aderência do plano às politicas públicas e à realidade e necessidade de cada concessão.

Cabe ressaltar que parte dos recursos sinalizados no plano de negócios da EDP já são direcionados à realização de investimentos em eficientização de áreas de concessão com elevado nível de perdas não técnicas e modernização da rede, de forma que obrigações adicionais nesse sentido podem catalisar e contribuir para uma aceleração da eficientização energética na área de concessão das distribuidoras da EDP

Ademais, entende-se oportuno sugerir que seja ampliada a abrangência do rol de destinação dos recursos, conforme segue:

Proposta NT	Sugestão EDP	Justificativa

programas de eficientização de prédios públicos	programas de eficientização de *instalações públicas*	ampliar a abrangência para incluir instalações públicas e não somente prédios. Incluir, por exemplo, estações de saneamento, mobiliário urbano etc.
realização de investimentos em eficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas	manter	
promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica	manter	

investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários	investimento na modernização de sistemas de medição *e smartgrids*, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários, *observando a prioridade e as necessidades regionais das concessões*	ampliar a abrangência para possibilitar investimentos diversos em redes inteligentes e soluções tecnológicas, em consonância com a realidade de cada concessão
investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica	investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica *em comunidades carentes*	desvincular os investimentos em paineis solares à operação de cisternas traz o potencial do uso da tecnologia em outras aplicações e necessidades

Por fim, a EDP corrobora e reconhece a necessidade de aprimoramento no direcionamento de recursos à temas de eficiência energética, modernização das redes de distribuição e/ou modicidade tarifária, cabendo ao MME a definição de diretrizes mínimas para direcionamento das ações a serem realizadas, tendo como elemento norteador a realidade regional de cada área de concessão.

2.3.4. Matriz de risco

O MME propõe em sua NT a inclusão nos contratos de concessão de cláusula dedicada à alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários.

Conceitualmente, a EDP entende que esse é um aperfeiçoamento importante, pois permitiria

uma compreensão mais clara dos riscos associados ao negócio de distribuição, identificaria quais riscos deveriam ser atribuídos ao concessionário, ao Poder Concedente, ou quais seriam compartilhados, mitigando os conflitos entre concessionários e o Poder Concedente, e diminuindo a percepção de risco do negócio.

Quanto ao tema, cabe ainda destacar que atualmente a regulamentação – notadamente o Submódulo 2.9 do PRORET – traz parâmetros excessivamente severos para disparar eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro pela via da revisão tarifária extraordinária, mesmo em caso de ocorrência de eventos não gerenciáveis pelas distribuidoras.

Com isso, há deterioração da busca pela eficiência e prejuízo ao consumidor quando a distribuidora precisa redirecionar recursos para fazer frente à eventos não gerenciáveis, no limite com deterioração de sua saúde econômico-financeira. Não à toa o negócio da distribuição precisou recorrer recentemente a financiamentos por meio da Conta-ACR, Conta-COVID e Conta-Escassez Hídrica.

Corrobora a necessidade de se avançar no desenho de uma matriz de risco no contrato de concessão a previsão trazida na NT do MME quanto à flexibilização contratual, desde que sempre respeitado o equilíbrio econômico-financeiro. É louvável a preocupação do MME com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição, mesmo ante cenário de flexibilidade dos contratos. Assim, em consonância com a preservação de tal princípio, e com vistas à eliminação de incertezas quanto ao que se pretende por "flexibilidade", razoável compreender que tal aspecto do contrato remanesceria na álea extraordinária e discricionária, sendo o risco associado alocado no Poder Concedente.

Ainda sobre o tema, importa ressaltar que o dilema a ser superado na elaboração da matriz de risco envolve delimitar ou não a quantidade e a especificidade dos riscos, pois está-se diante de contrato de concessão que valerá por 30 anos, isto é, atravessará ainda profundas transformações no setor elétrico. Assim, a matriz de risco deve ser abrangente o suficiente para oferecer previsibilidade, porém evitando ser abstrata. Por outro lado, deve ser específica o suficiente a ponto de ser aplicável, porém sem engessar sobremaneira o contrato. Pois, é necessário que o contrato preveja a possibilidade de que novos riscos sejam incluídos ao longo do tempo pela regulação. Como bem destacado na NT 14/2023, o setor de distribuição irá passar por grandes transformações nos próximos anos, e novos tipos de riscos poderão surgir ao longo do tempo. Portanto, o contrato deve também prever a possibilidade de que a lista de riscos seja

complementada ao longo do tempo pela ANEEL, após discussão com a sociedade.

Outrossim, além do prazo de vigência contratual, é preciso pontuar a constante evolução regulatória proposta pela ANEEL, com a publicação, apenas em 2022, de 53 Resoluções Normativas, das quais mais de 20 são aplicáveis ao segmento de distribuição e alteraram substancialmente o setor. Ademais, além das diferenças regionais no continental Brasil, o segmento está em transformação decorrente da transição energética e das redes, de forma que escrever uma matriz de risco assertiva e condizente com essas realidades, além de tarefa desafiadora, pode ser mais onerosa do que efetiva.

Conforme mencionado acima, há vários exemplos de situações ao longo dos anos que mudaram a relação de riscos entre distribuidoras e Poder Concedente, mostrando ser praticamente impossível de forma antecipada uma definição abrangente de riscos entre as partes.

Nesse sentido, considerando o complexo e grande desafio de: (i) identificar os riscos, (ii) convergir no entendimento dos impactos, probabilidade e, especialmente, a alocação de riscos entre as partes, (iii) prever os riscos, e (iv) ser flexível o bastante para incluir efeitos indesejados que possam ocorrem ao longo dos próximos 30 anos, a EDP sugere ao Poder Concedente, nesse momento, como ponto de partida, que dê diretrizes à ANEEL para trazer, na minuta do contrato, delimitação da responsabilidade das distribuidoras considerando riscos já conhecidos e identificados.

A título de exemplo, vale citar que já são de conhecimento da Agência os efeitos dos subsídios sobre o mercado, a impossibilidade de atuação em áreas com restrição operacional, prejudicando o combate às perdas e inadimplência, os riscos tributários, jurídicos (fatos da administração, fato do príncipe, “leis invasoras” e decisões judiciais que afetam custos e receitas), e outras alterações unilaterais do contrato que impacte as receitas e custos.

Além do tipo de risco, se entende pertinente que também o tamanho do impacto do risco, ainda em sendo este alocado ao negócio da distribuição, seja objeto de diretriz do MME à ANEEL. A intenção reside na manutenção da sustentabilidade econômico-financeira da concessão, em face do caráter não absoluto dos riscos. Assim, ciente da existência de riscos ao negócio da distribuição, que sejam conhecidos porém de efeitos imprevisíveis, propõe-se que o MME sinalize à ANEEL a recomposição financeira devida em caso de perdas econômicas associadas a eventos de efeitos imprevisíveis de riscos alocados às distribuidoras.

Por fim, cabe registrar que não parece razoável que uma parcela significativa dos contratos preveja uma matriz de riscos e outra parcela igualmente importante do negócio de distribuição (concessionárias prorrogadas em 2015) não preveja. Essa distinção de tratamento certamente se traduziria em riscos regulatórios diferentes às concessões, com consequente impacto na Taxa Regulatória de Remuneração do Capital.

A compatibilidade dos contratos de 2015 e os em atual processo de prorrogação é um dos fatos de simplificação do setor, um fator que auxilia na superação do desafio das referidas transições, em prol da regulação eficiente, na aplicação dos incentivos de forma competitiva entre todas as distribuidoras (com mesmo nível de risco) e no acesso do consumidor à energia.

2.3.5. Cláusulas econômicas

Em relação às cláusulas econômicas, a NT propõe quatro abordagens, quais sejam:

(i) modernização dos serviços compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição;

(ii) flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro;

(iii) permissão para a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico; e

(iv) utilização do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador para os reajustes tarifários anuais, a fim de trazer isonomia e uniformidade entre as concessões.

A EDP entende que essas quatro abordagens estão adequadas para abrigar as transformações que se espera do setor de distribuição de energia nos próximos trinta anos, conforme abordado nos tópicos 2.1. e 2.2.

A possibilidade de exploração de novos serviços pelas distribuidoras deve observar a propriedade e prerrogativa que estas detêm sobre o fio, devendo-se considerar que é a distribuidora quem melhor detêm a expertise para prestar serviços correlatos ou relacionados ao fio.

Ainda, essa possibilidade de exploração de novos serviços não pode impactar os avanços na

qualidade da prestação do serviço de distribuição alcançados nos últimos anos.

Em um ambiente em transformação, tal qual se está vivenciando, seja pelo ingresso de novas tecnologias, seja pelos consumidores que estão cada vez mais informados, exigentes e engajados em diversas causas, a EDP entende ser fundamental, desde que se preserve o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a flexibilização para permitir alteração de serviços que potencialmente poderão ser prestados pelas distribuidoras em prol da satisfação do consumidor.

No que tange à separação contábil dos serviços a serem prestados pela distribuidora, a EDP entende que este tema é importante, especialmente no contexto de abertura de mercado, e carece de aperfeiçoamentos setoriais. Tais aperfeiçoamentos, contudo, pela complexidade e profundidade do tema, devem ser endereçados de forma não açodada em momento posterior à prorrogação das concessões.

Essa complexidade se revela no fato de que, conceitualmente, há estágios da separação entre fio e energia, sendo a separação contábil apenas um dos estágios. Sinalizar pela separação contábil no contrato de concessão, sem ter-se consciência da visão do todo (estágio da separação contratual, seguida da desverticalização integral), traz o risco de falha na arquitetura normativa a ser desenhada para se chegar na separação total entre fio e energia.

Ainda, há que se enfrentar a questão de como alocar os custos dos serviços entre os agentes – notadamente distribuidoras e comercializadora regulada. Atividades de medição, corte, liga e religa e combate às fraudes, por exemplo, devem remanescer com as distribuidoras. Por outro lado, o movimento de separação entre as atividades fio e energia traz em si a necessidade de novos investimentos por parte das distribuidoras, como por exemplo, em sistemas de medição com determinados requisitos técnicos. A arquitetura normativa do tema deve dar conta também destes novos investimentos, consoante já sinalizado nesta contribuição.

Portanto, essa diretriz do Poder Concedente, em permitir a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem executados por outros agentes setoriais, carece de discussão mais aprofundada, em foro adequado, que não afete o processo de prorrogação das concessões em curso.

Já em relação à utilização do IPCA como indexador para os reajustes tarifários anuais, a EDP entende a alteração proposta pelo MME como medida para preservar a isonomia e uniformidade dos contratos de concessão de distribuição. Por outro lado, é digno de nota o fato de que a troca

do indexador poderá trazer impactos significativos, pois o IGP-M é indexador mais correlacionado com os preços dos insumos das distribuidoras. A troca, portanto, poderá aumentar a volatidade das margens em momentos de maior descolamento entre os dois índices, como vem ocorrendo nos últimos anos, aumentando o risco do negócio de distribuição.

Diante do exposto, a EDP reconhece os aperfeiçoamentos trazidos nas cláusulas econômicas, de forma a permitir: (i) inovações e modernização dos serviços compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição, na medida em que não causem prejuízo à prestação do serviço adequado; (ii) alteração/evolução dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando-se sempre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; (iii) em momento adequado, separação contábil dos serviços a serem prestados pela distribuidora, em relação às atividades da comercialização regulada; e (iv) utilização do IPCA como indexador para os reajustes tarifários anuais, em nome da isonomia entre as distribuidoras prorrogadas em 2015.

2.3.6. Inclusão de novos indicadores para aferir o serviço adequado

O MME propõe em sua NT que o novo contrato de concessão aperfeiçoe *"os indicadores de qualidade incluindo aspectos de dispersão entre os conjuntos elétricos, de modo a induzir a uma maior homogeneidade dos indicadores na concessão, mesmo em áreas com baixa densidade de carga, e que traga flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão".*

Sobre a inclusão de novos indicadores, cabe registrar que o negócio de distribuição de energia elétrica é constantemente monitorado pelo Regulador, por diversos indicadores, e pela sociedade em geral.

Os principais indicadores que avaliam a qualidade do serviço, sob a ótica da percepção do cliente e eficiência das distribuidoras, são os de continuidade, nas suas dimensões de duração e frequência das interrupções (DEC e FEC). Esses já são também os indicadores avaliados, também, para as hipóteses de abertura de processo de caducidade da concessão.

Adicionalmente, a regulação por incentivos define padrões para diversas dimensões e tipos de indicadores de qualidade do serviço e do produto. Esses indicadores são dinâmicos e estão sob constante aperfeiçoamento. A depender do tipo de indicador, é definida uma série de mecanismos de incentivos e penalidades. Por vezes, esses indicadores são objeto também de

metas específicas em planos de resultado/melhorias.

Dentre os principais mecanismos adotados destacam-se o Fator Q, que aumenta o sinal de incentivo para melhoria da qualidade, e podem ensejar em implementação e fiscalizações dos Planos de Resultados.

Nesse contexto, entende-se que o monitoramento da qualidade da prestação do serviço já se encontra garantida pelos: (i) indicadores de continuidade (DEC e FEC), os quais, na hipótese de descumprimento dos limites regulatórios, pode ensejar na abertura de processo de caducidade da concessão, e (ii) demais indicadores que são monitorados pelo Regulador e podem gerar penalidades às distribuidoras.

Assim, não se verifica a necessidade de inclusão de novos indicadores para abertura de processo de caducidade da concessão. Ressalta-se ainda que, caso houvesse necessidade, ou seja, caso os atuais indicadores não fossem capazes de avaliar a eficiência da concessão e a qualidade do serviço, a simples inclusão de novos indicadores, sem as motivações adequadas, poderiam apenas gerar a percepção de aumento de riscos para as distribuidoras e, consequentemente, instabilidade regulatória.

Adicionalmente, cabe ressaltar a importância da isonomia para o equilíbrio concorrencial do setor de distribuição. Nesse sentido, cabe destacar que a inclusão apenas nos contratos das concessões vincendas de indicadores que poderiam ensejar a abertura de processo de caducidade, em caso de descumprimento dos limites regulatórios, não é isonômica em relação aos contratos já prorrogados anteriormente.

Por fim, é importante considerar que, em vista do ponto de saturação de alguns indicadores, com expressivos resultados em aumento de qualidade, faz-se necessário avaliar não apenas a trajetória dos resultados dos indicadores, mas também se a qualidade esperada possui aderência às necessidades e capacidade de pagamento dos consumidores, observando-se o princípio da tarifa módica.

Diante do exposto, não se verifica a necessidade de criação ou estabelecimento de novos indicadores, para fins de eventual abertura de processo de caducidade das concessões de distribuição de energia elétrica.

2.4. Incentivos ao desenvolvimento e modernização sustentável

Visando promover o desenvolvimento e a modernização do setor elétrico em um contexto de prorrogação das concessões por 30 anos, alguns fatores são fundamentais para atração de investimentos, dentre os quais se destaca a segurança jurídica, desdobrada em garantia de estabilidade e previsibilidade dos regulamentos, isonomia do ambiente concorrencial e retorno dos investimentos.

Dentro desse contexto, na sequência a EDP aborda pontos trazidos na NT do MME merecedores de consideração no que tange à preservação e manutenção de um ambiente setorial propício ao fluxo de investimentos.

2.4.1. Isonomia para promoção de um ambiente concorrencial

A despeito de o negócio da distribuição se constituir em monopólio natural sujeito à regulação da ANEEL, em diversas passagens da NT o MME menciona a possibilidade de futura atuação das distribuidoras em um ambiente concorrencial, para prestação de certas atividades e entrega de certos serviços, tais como a oferta de serviços de flexibilidade e ancilares, instalação de medidores e estações de recarga elétrica, dentre outros.

Inicialmente, cabe relembrar que à distribuidora, enquanto proprietária do fio e das instalações elétricas, além de detentora de elevada expertise na prestação de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, especialmente em sua área de concessão, deve ser mantida prerrogativa de prestar serviços afetos ou relacionados ao fio, sem abertura destas atividades, a princípio, à concorrência.

Ainda, cabe destacar que, em um ambiente regulado, operado por diferentes empresas, e em que a legislação impõe incentivos a ganhos de eficiência com vistas à modicidade tarifária, a partir da metodologia de comparação (*benchmarking*) entre as concessionárias, a observância ao princípio da isonomia torna-se indispensável para o alcance e manutenção de um equilíbrio em um ambiente concorrencial e competitivo, dentro das especificidades afetas às distribuidoras de energia elétrica, respondendo ao sinal regulatório de aumento de eficiência e de atendimento ao interesse público.

Assim, para que se tenha requisitos e diretrizes justos e razoáveis, mostra-se fundamental que análises, estudos, imposição de medidas e/ou realização de comparações considere sempre todo

o universo de concessionárias de distribuição de energia elétrica, independentemente de quando vencerão seus respectivos contratos de concessão.

A título de exemplo, cabe mencionar que o uso de benefícios fiscais para reversão à modicidade tarifária, concedidos apenas a determinadas concessionárias – sem adentrar no mérito quanto à ilegalidade de tal uso –, beneficiaria apenas uma parcela dos consumidores brasileiros, além de colocar distribuidoras em diferentes regimes tarifários.

No mesmo sentido – isto é, na direção do respeito à isonomia – a investigação quanto à existência de eventual excedente econômico – inexistente, conforme demonstrado mais abaixo nesta contribuição – deveria considerar em sua fórmula não apenas o universo das distribuidoras com concessões vincendas, mas sim todas as distribuidoras do País. Com isso, ao menos ter-se-ia uma métrica isonômica, ainda que, no entender da EDP, tal métrica é ineficaz para responder se há ou não excedente econômico.

Outro fundamento que demanda o atendimento à isonomia consiste em evitar a existência de ônus e bônus distintos para cada uma das distribuidoras. Em sendo a prorrogação um direito – agora reconhecido pela NT do MME em seu exercício de discricionariedade – e a melhor opção em vista do interesse público, é natural que as regras, bases e parâmetros sejam os mesmos para todo o universo das distribuidoras e não só àquelas com contratos a vencer no curto prazo.

Inclusive, o próprio consumidor pode ser afetado negativamente caso as avaliações não considerem todo o universo das distribuidoras, com o potencial de gerar benefícios e vantagens para determinados consumidores em detrimento de outros.

Ressalta-se, ainda, que um ambiente regulatório com regras desiguais para diferentes tipo de empresas de um mesmo segmento gera desconfiança e insegurança para todos os agentes envolvidos, aumento do risco empresarial e perda da credibilidade jurídica e regulatória, inclusive quanto à própria metodologia que busca a modicidade tarifária.

Assim, visando manter a estabilidade e confiança do mercado, segurança jurídica e regulatória e a efetividade da regulação, sendo está última obtentora de resultados com altos níveis de eficiência ao longo dos último anos, a EDP propõe que na definição de diretrizes para a prorrogação das concessões, o Poder Concedente garanta em contrato a manutenção da isonomia de regras e cláusulas contratuais, para as 53 distribuidoras, bem como reflita nas metodologias regulatórias o mercado de todas as distribuidoras que operam no âmbito nacional.

2.4.2. Garantia de remuneração para incentivo e atração de investimentos

O negócio de distribuição de energia é intensivo em capital, portanto necessita volumes de investimentos expressivos e constantes para manter os ativos operando com o nível de qualidade adequado, e expandir o sistema, conforme o aumento da demanda. Mais recentemente, o anseio da sociedade por um meio ambiente preservado, uma maior inclusão digital e democratização quanto à produção de energia a partir de fontes renováveis tem direcionado os investimentos do setor elétrico para (i) modernização das redes, para possibilitar a transição energética e abertura do mercado; (ii) eficientização, para possibilitar o consumo a preços mais justos e maior ganho de eficiência; e (iii) digitalização, a qual poderá possibilitar novos serviços visando o aumento da satisfação do consumidor.

Assim, para incentivar investidores a alocarem capital nesse setor, é fundamental garantir a remuneração do capital investido. Sabe-se que a regulação do setor de distribuição de energia brasileiro é rigoroso no incentivo ao ganho de eficiência e a gestão eficiente dos ativos, porém tal rigor deve se mostrar equilibrado a ponto de não impactar a garantia da remuneração adequada dos investimentos necessários e almejados pela sociedade. Pois, caso contrário, faltaria razão e predisposição à realização dos investimentos necessários.

Garantia total dos investimentos

Verifica-se na proposta do MME a intenção de: "*incentivar a realização de investimentos em modernização de redes e serviços com possibilidade de remuneração parcial pela Base de Remuneração Regulatória (BRR), compatível com o serviço adequado*."

No tocante ao incentivo para realização de investimentos, dois fatores são essenciais: (i) garantia da remuneração adequada; e (ii) mitigação dos riscos.

Assim, conforme mencionado no tópico 2.2 desta contribuição, o ambiente de modernização em redes e desenvolvimento de novos negócios e serviços ainda se mostra incerto ante um contexto de concessões tão heterogêneas, fato contudo natural em um País com as dimensões e características do Brasil. No caso da modernização de redes, a incerteza decorre da ausência de um amplo debate sobre o investimento nacional, que aborde diretrizes de padrões técnicos e

especificações mínimas e que possa garantir a remuneração adequada dos investimentos realizados. No que se refere ao desenvolvimento de novos negócios e/ou serviços, ainda é incerto o modelo a ser praticado, sua forma de remuneração e sua relação com o regime do concessionário em si.

Nesse sentido, o incentivo que propõe o MME, para investimentos expressivos em ativos estratégicos que poderão alavancar o desenvolvimento do País, em benefício de toda a sociedade, deve garantir de forma prévia o retorno adequado dos investimentos que forem realizados em conformidade com as diretrizes do Poder Concedente e/ou do Regulador e em consonância com as políticas públicas. Esse arranjo deve, também, ter como premissa a realização dos investimentos de forma escalonada, visando a implementação e o amadurecimento de novos negócios e serviços e a sustentabilidade dos investimentos ao longo do tempo.

Ativos totalmente depreciados

Adicionalmente, cabe registrar a menção do MME sobre "*a consideração, quando for o caso, da utilização de ativos que estão depreciados contabilmente, mas que ainda sejam operacionais*". Essa citação pode possibilitar o redirecionamento ou a utilização de recursos escassos de forma mais aderente às necessidades da concessão. Por outro lado, sabe-se que manter ativos totalmente depreciados na rede de distribuição aumenta os riscos das distribuidoras de operacionalização do sistema e exige uma maior eficiência e esforço operacional das empresas para mitigar e/ou sanar as possíveis falhas desses ativos.

Atualmente, considerando a existência expressiva dos ativos 100% depreciados nas redes de distribuição, as concessionárias assumem o prejuízo da operação desses ativos sem qualquer remuneração associada. Essa falta de remuneração pela operação dos ativos totalmente depreciados tem duas grandes consequências para o desenvolvimento do negócio de distribuição. Primeiro, sinaliza ao investidor a substituição de ativos ainda operacionais, aumentando a base de remuneração. Segundo, desincentiva o interesse de investidores em concessões que possuem volume expressivo de ativos não remunerados.

Diante do exposto, a EDP entende importante e oportuno que as diretrizes do MME no âmbito da prorrogação das concessões considere a devida remuneração pela utilização de ativos que

estão depreciados contabilmente, mas que ainda sejam operacionais, sinalizando ao Regulador, em paralelo, o aprimoramento da regulação afeta ao tema.

Assim, sintetizando as contribuições trazidas neste tópico 2.4.2, para que o MME tenha êxito na criação de um ambiente favorável à manutenção dos investimentos necessários ao desenvolvimento do setor de energia elétrica e, consequentemente do Brasil, a EDP sugere a inclusão das seguintes diretrizes: (i) garantia prévia de retorno adequado dos investimentos que forem realizados em modernização das redes (não apenas remuneração parcial); e (ii) reconhecimento e remuneração adequada para o uso de ativos totalmente depreciados, conforme regulamentação a ser elaborada pela ANEEL.

2.4.3. Preservação dos benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do País

O MME propõe, na NT de abertura dessa Consulta Pública, o redirecionamento de recursos financeiros para investimentos em projetos de eficiência energética e modernização de redes, de modo a proporcionar energia de qualidade e a preço justo a toda a população e possibilitar o surgimento de novos serviços a serem prestados aos usuários. Como uma das fontes de recurso, a proposta do MME inclui: "*excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões do País*".

Embora não expressamente mencionado na NT, é de se supor que os benefícios fiscais citados correspondem àqueles concedidos às concessionárias distribuidoras de energia elétrica com atuação nas áreas abrangidas pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE e pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM.

O Programa SUDAM/SUDENE tem como objetivo estimular o desenvolvimento de certas áreas localizadas no Sudeste, Norte e Nordeste brasileiros, mediante a redução de imposto de renda sobre o lucro da operação explorada (somente), por prazo determinado, e condicionada à ampliação de investimentos. É um incentivo, portanto, condicionado a uma obrigação onerosa, nos termos do art. 178 do Código Tributário Nacional (CTN).

Além disso, a legislação de regência dos incentivos SUDAM/SUDENE ordena que o valor de redução do imposto de renda seja mantido em conta de reserva de subvenção específica, no

patrimônio líquido das empresas, a qual unicamente pode ser utilizada para (i) aumento de capital e (ii) compensação de prejuízos, sendo expressamente proibida qualquer forma de distribuição ou aplicação do benefício, conforme expresso nas Instruções Normativas nº 267/2002 e 1700/2017, da Receita Federal do Brasil (RFB). Ou seja, diferente do racional da NT, não há que se falar em "excedentes do custo regulatório de capital".

Na prática, o caixa de imposto de renda que a empresa deixa de recolher aos cofres públicos em razão do programa SUDAM/SUDENE serve para viabilizar os investimentos na área incentivada, além de estimular e fomentar o desenvolvimento regional. Os valores não recolhidos têm destinação certa e definida por Lei, não servindo para aumentar lucros ou dividendos a serem livremente distribuídos.

Importante notar que, no rigor da legislação de imposto sobre a renda, na hipótese de uso da reserva do incentivo por força de dispositivo regulatório, fora da previsão legal de sua destinação, a concessionária seria punida com o recolhimento integral dos imposto reduzido, acrescido de multa, juros e atualização monetária, sendo obrigada a constituir um ativo regulatório ou uma indenização, incluindo, além dos valores autuados pela RFB, todos os custos acessórios administrativos e jurídicos, o que ao final, resultaria em repasse às tarifas de energia elétrica e aumento do custo de energia para os consumidores, resultando em um movimento oposto à modicidade tarifária.

Ainda, deve ser registrado que o tema já foi objeto de judicialização[5] quando a ANEEL editou ato normativo com o objetivo de deduzir no cálculo das tarifas de energia elétrica o benefício fiscal ora indicado. No caso, o Poder Judiciário reconheceu a impossibilidade de o Regulador repassar à tarifa o benefício que o legislador destinou à pessoa jurídica que realizasse investimentos em determinadas regiões.

Além dos aspectos acima mencionados, deve-se observar que benefícios fiscais não podem ser destinados à finalidade diversa da que a Lei lhe atribuiu, sob pena de restar caracterizado o desvio de finalidade e outras questões de caráter legal e constitucional.

<u>Entrave adicional no caso da EDP ES</u>

[5] Mandado de Segurança nº 0001640-38.2012.4.01.3400.

Adicionalmente, cabe destacar que, no caso da EDP ES, a persistir o uso do benefício fiscal SUDAM/SUDENE para as eventuais contrapartidas sociais, haveria violação adicional do texto constitucional. Isso porque, apenas a região norte do Estado do Espírito Santo (área de concessão da EDP ES) encontra-se na área da SUDENE.

Assim, caso as contrapartidas sociais sejam destinadas a todos os consumidores da concessionária, seria criada uma situção de subsídio indevido e contrária à intenção do benefício fiscal, em que a região norte do Estado (dentro da área da SUDENE) estaria subsidiando programas sociais das demais regiões da concessão da EDP ES (fora da área da SUDENE), em flagrante violação do objetivo constitucional de desenvolvimento das regiões da SUDAM e SUDENE.

Por fim, a apropriação do benefício fiscal indicado por meio da taxa de retorno, ou outra forma, como por exemplo Decreto inferior à Lei ou assinatura de termo aditivo obrigatório à prorrogação dos contratos de concessão, além de ilegal, conferiria tratamento não isonômico entre as concessionárias que obtiveram o diploma do benefício fiscal, uma vez que a prorrogação das concessões ocorre em momentos distintos entre as empresas.

Em conclusão, a proposta de transferência do benefício fiscal de redução do imposto sobre a renda das empresas, geridos pela SUDAM e SUDENE, se mostra absolutamente inviável por diversos fundamentos legais, jurídicos, fiscais e até mesmo contratuais.

Nesse sentido, a EDP propõe a eliminação desta fonte de recursos para as contrapartidas sociais.

2.4.4. Escolha pela prorrogação das concessões

Finalizando o capítulo sobre incentivos ao desenvolvimento e modernização sustentável, cabe destacar alguns pontos quanto à (acertada) escolha do MME pela prorrogação das concessões de distribuição, em oposição ao caminho da relicitação.

A escolha pela prorrogação das concessões, em oposição à relicitação, se impõe como medida que melhor atende aos interesses dos consumidores. Isso porque a regulamentação vigente avançou e se desenvolveu de tal maneira a universalizar o acesso à eletricidade e realizar o princípio do serviço adequado, satisfazendo as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade tarifária.

A concretização destes elementos, inclusive, consta do Anexo III dos Contratos de Concessão, o qual prevê o atendimento de indicadores de qualidade do serviço, de atendimento comercial e relacionamento com os consumidores e de segurança dos serviços prestados.

Ainda sob a ótica do consumidor, vale mencionar que o setor de distribuição se diversificou e se consolidou com grupos nacionais e internacionais, sendo que a manutenção dos bons operadores afasta o risco de descontinuidade do serviço, eliminando a possibilidade potencial de desabastecimento ou deterioração do serviço aos consumidores. A mera expectativa quanto à imposição de onerosidade ou de não prorrogação traria incertezas e retiraria o incentivo do atual concessionário em continuar investindo na melhoria contínua do serviço, gerando fuga de capital e afugentando investidores, em prejuízo aos consumidores.

Adicionalmente, em prol do consumidor também merece ser citado o fato de que a prorrogação reduz os custos de transação para o Poder Concedente, regulador e mercado. Diminui-se o risco de um novo concessionário não executar o serviço adequadamente e/ou ter condições de prestar o serviço, desistindo do certame ou elevando as tarifas para cobertura de novos investimentos em plano descontinuado com o da concessão anterior, evitando ainda risco de judicialização.

Além do mais, os novos contratos já foram amplamente discutidos garantindo um processo eficiente, previsível e com segurança jurídica. Nesse sentido, a decisão de onerosidade ou troca de operadores eficientes não possui racionalidade econômica, implicando em destruição de valor com a desmobilização da atual concessionária, em prejuízo dos consumidores. Sendo assim, outra solução que não fosse a de dar continuidade à prestação do serviço por quem lá já está – prestando-o adequadamente – tornaria o processo muito mais oneroso, com perda de valor para a sociedade.

Agora sob as óticas legal e contratual, cabe ressaltar que o caminho da prorrogação das concessões encontra amparo na Lei nº 9.074/1995. Isso porque seu art. 4º, § 3º, estabeleceu que *"as concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato"*.

Ainda, o § 4º do mesmo artigo determinou que *"as prorrogações referidas neste artigo deverão ser requeridas pelo concessionário ou permissionário, no prazo de até trinta e seis meses anteriores à data final do respectivo contrato, devendo o poder concedente manifestar-se sobre*

o requerimento até dezoito meses antes dessa data".

O art. 22, por sua vez, autorizou a prorrogação de todas as concessões de distribuição de energia elétrica, atendidos critérios de racionalidade operacional e econômica, por meio da assinatura de contratos de concessão que observassem os demais critérios do serviço adequado previstos na Lei nº 8.987/1995. Esse dispositivo é válido às concessões preexistentes à Constituição Federal de 1988, as quais firmaram contratos de concessão com datas de vencimento por volta de 2015. Tais contratos continham possibilidade de prorrogação por mais 20 anos (e assim o foram, por meio da Lei nº 12.783/2013, porém por 30 anos adicionais).

Já o art. 27 da Lei nº 9.074/1995 inseriu a possibilidade de nova outorga ou prorrogação das concessões, associada à privatização de estatais, admitindo prazo de 30 anos para o novo contrato, com prorrogação.

Os Contratos de Concessão deste segundo grupo também trazem a possibilidade de prorrogação da concessão, geralmente na cláusula segunda ou terceira, as quais tratam do prazo da concessão e do contrato.

As prorrogações de 2015, regulamentadas pelo Decreto nº 8.461/2015, traziam em seu bojo a definição de contrapartidas caracterizadas por critérios de desempenho fixados pela União, cujo descumprimento implicaria abertura de processo de caducidade da concessão e plano de transferência de controle.

O Tribunal de Contas da União, no Voto do Ministro-Relator José Múcio Monteiro, que resultou no Acórdão nº 2.253/2015, sinalizou pela prevalência da continuidade do serviço, mesmo com a previsão de licitação de nova outorga a partir da Constituição Federal de 1988:

> "*26. Quanto à carência de informações para justificar a decisão, realmente, não se encontram nos autos parâmetros e variáveis que demonstrem com precisão que a prorrogação seria a melhor solução. Não obstante, vejo que os argumentos e dados apresentados são bastantes para se concluir que* ***a realização da licitação de todas as concessões na atual conjuntura econômica e política traz riscos significativamente maiores à continuidade dos serviços e à própria segurança energética do que a opção pela prorrogação****.*"

Ainda, vale destacar a necessidade de atendimento à isonomia de tratamento no que tange à prorrogação das concessões alcançadas pelo art. 27 da Lei nº 9.074/1995, quando em

comparação às concessões alcançadas pelo art. 22 da mesma Lei, já prorrogadas pela Lei nº 12.783/2013.

Portanto, a EDP consigna sua concordância com o embasamento jurídico desenhado pelo MME em sua NT que aponta em direção à prorrogação das concessões, em oposição à realização de nova licitação para o negócio da distribuição. Essa acertada escolha corrobora o atendimento do desenvolvimento sustentável dos negócios no setor de energia elétrica, premiando a capacidade operativa e de investimento das empresas atualmente incumbentes do serviço, além da larga experiência adquirida em cada área de concessão ao longo dos quase 30 anos de concessão.

Assim, a EDP corrobora com a prorrogação das concessões para as concessionárias que atendam requisitos mínimos de qualidade na prestação do serviço, bem como na sua gestão econômico financeira.

2.5 Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões

O MME propõe na NT que no caso de interesse das distribuidoras em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o pedido de requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas. Tal requerimento pode ser protocolado até mesmo antes do prazo de 36 meses do termo final do contrato (consoante art. 4º, § 4º, da Lei nº 9.074/95). Acrescenta, ainda, que o aditivo contratual conterá as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do termo final do contrato então vigente.

Dentro de sua esfera de discricionariedade, o Poder Concedente pode previamente anuir à prorrogação, ainda que condicionando a implementação da medida ao atendimento dos indicadores e/ou outras medidas. Importante ressaltar que esse ato antecipado reduz o risco da perda de atratividade de concessões em estágio final e permite ao concessionário obter recursos financeiros mais atrativos disponíveis no mercado, uma vez que a formalização do prazo de exploração reduz o risco para terceiros. Além disso, a separação entre a decisão da prorrogação em si mesma e seus efeitos práticos oferece resposta uniforme, concomitante e isonômica para as prorrogações de 20 contratos de concessão que vencerão entre 2025 e 2031.

Diante disso, para o caso concreto, afigura-se legítimo que o Poder Concedente e as concessionárias, em vista do cenário fático brasileiro e em cumprimento às diretrizes de política

pública (a ser harmonizadas em todas as distribuidoras), negociem e pactuem a prorrogação dos contratos em momento prévio, celebrando antecipadamente os respectivos termos aditivos. Assim, obediente à legislação em vigor, a decisão de prorrogar terá existência e validade, porém sua eficácia experimentará início na data prevista no contrato original.

É preciso que a operacionalização desse processo de prorrogação seja definido na regulamentação a ser emitida pelo MME, de forma a permitir a avaliação prévia das empresas e o atendimento aos prazos necessários para viabilizar todos os contratos, em especial o primeiro vinculado à EDP ES.

2.6 Extensão das contrapartidas sociais às demais concessionárias

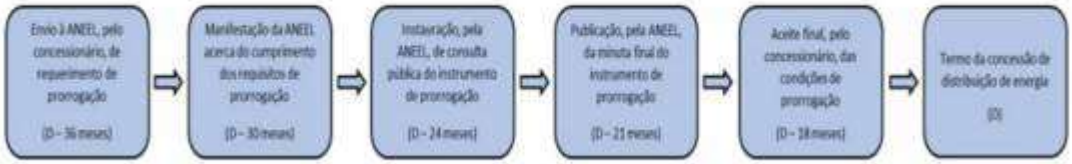
O MME entende que as flexibilizações, decorrentes do processo de modernização do Setor Elétrico, e as obrigações relacionadas às contrapartidas sociais, com recursos já disponíveis, podem ser estendidas às demais distribuidoras que passaram pelo processo de prorrogação anteriormente.

Considerando a situação socioeconômica do país e a política pública que o MME pretende realizar com a proposta de investimentos em contrapartidas sociais, a EDP reconhece que o efeito da política pública pretendida apenas será possível se for realizada e percebida em âmbito nacional. A obrigação de realização das contrapartidas sociais, apenas para as concessões vincendas, além de caracterizar falta de isonomia setorial, poderia acentuar as desigualdades regionais do País. Nesse sentido, a EDP reconhece a possibilidade de extensão das contrapartidas sociais às demais concessionárias que optarem, ou conforme regulação federal.

2.7 Rito processual da prorrogação das concessões

O MME apresenta na NT uma síntese do rito proposto para a prorrogação das concessões de distribuição vincendas, conforme figura abaixo:

Figura 2 - Síntese do rito proposto para a prorrogação das concessões de distribuição vincendas.



A proposta do rito processual geral, em essência, atende os prazos de prorrogação previstos em Lei e no contrato de concessão e prevê a instauração de consulta pública, pela ANEEL, acerca das condições de prorrogação, com a disponibilização da minuta de contrato, em até 24 meses antes do advento do contrato. Ressalta-se, ainda, que a versão final do instrumento contratual, já considerando os subsídios da referida consulta, deverá ser publicado até 21 meses antes do termo contratual.

Adicionalmente, a NT dispõe que para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026, serão flexibilizados os prazos desde que a empresa se manifeste quanto ao aceite das condições finais de prorrogação em até 30 dias após a ANEEL publicar a versão final do contrato de concessão e as contrapartidas de investimentos.

Por fim, no que tange à antecipação contratual a NT é expedita ao definir que a concessionária pode apresentar o requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas até mesmo antes do prazo de 36 meses do termo final do contrato.

Diante do exposto a EDP entende importante ponderar, inicialmente, sobre o rito processual geral das prorrogações. Verifica-se que os prazos apresentados atendem a legislação vigente e, portanto, estão devidamente motivados. Entretanto, no que tange à necessidade de consulta pública individual para cada concessão, a EDP entende desnecessário tal rito, considerando os custos para a Administração Pública versus sua efetividade e possibilidade de ajustes e aperfeiçoamentos contratuais. Além disso, a intenção da consulta pública a ser inaugurada pela ANEEL é fixar a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, a qual deve ser uma única para todas as distriuidora com concessão próxima ao seu termo final.

Assim, considerando que: (i) os critérios e condicionantes deverão ser definidos para as concessões vincendas entre 2025 e 2026, com flexibilização dos prazos; e (ii) as condicionantes, após discusssão com a sociedade do novo termo contratual, não deverá sofrer alterações, de forma a manter a isonomia entre as concessões, não se verifica na prática motivação para

realização individual de Consulta Pública.

Nesse sentido, a EDP propõe, de forma a preservar a eficiência e economicidade da Administração Pública, que o MME estabeleça diretrizes para que o Regulador discuta de forma ampla e geral a proposta do aditivo contratual das concessões vincendas, de forma a evitar a replicação do processo sem motivação que justifique os custos processuais.

Cabe registrar, também, a preocupação da EDP com o atendimento ao prazo de **17/01/24**, data em que, pelo Contrato de Concessão da EDP ES, o novo contrato deveria estar assinado. Cabe destacar que a observância aos prazos contribui sobremaneira à segurança jurídica setorial, oferecendo previsibilidade e compromisso com as cláusulas contratuais.

Por fim, considerando que à EDP ES não se aplicará o rito processual regular proposto na NT, em vista da proximidade do prazo de vencimento de sua concessão, a EDP requer do MME que apresente em forma mais detalhada o rito processual das concessões com vencimento mais próximo bem como o rito processual para a prorrogação antecipada das concessões.

2.8 Cláusula afeta à Lei Geral de Proteção de Dados

A NT do MME sinaliza a possibilidade de inclusão de cláusula de proteção de dados dos usuários e compartilhamento com terceiros, com o intuito de rebater para dentro do contrato de concessão os termos da Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, Lei Geral de Proteção de Dados ("LGPD"). Inobstante, a NT é vaga ao não definir a extensão e condições do compartilhamento de dados.

Como se sabe, a LGPD regula o tratamento de dados pessoais, que são quaisquer informações que identificam imediatamente ou possam vir a identificar uma pessoa natural (art. 5º, inciso I). A LGPD se aplica a quaisquer setores e empresas que tratem dados pessoais, devendo ser observada concomitantemente a demais leis ou regulamentação setoriais, conforme aplicável.

Ainda, a LGPD estabelece princípios basilares que regem todo e qualquer tratamento de dados, os quais, em conjunto, garantem que dados pessoais sejam tratados de forma adequada e segura, dentro das expectativas dos titulares de dados, que terão direitos em relação às suas informações (art. 6º). Além dos princípios, a LGPD estabelece que dados pessoais somente podem ser tratados se uma das hipóteses estabelecidas pela lei se aplicar ao caso concreto (art. 7º). A obtenção do

consentimento do titular é uma das hipóteses que permitem o tratamento (art. 7º, inciso I), mas existem outras que podem ser adotadas no caso a caso.

Os agentes de tratamento (controlador e operador)[6] devem implementar os requisitos estabelecidos pela LGPD em todas as suas práticas, documentos e procedimentos internos que envolvam o tratamento de dados pessoais, sob pena de violação da legislação aplicável. Isso inclui atividades de compartilhamento de dados pessoais com terceiros em que se deve analisar (i) a finalidade de tal compartilhamento e quais dados devem ser compartilhados; (ii) como o compartilhamento será realizado, de modo a garantir a segurança dos dados; e (iii) como garantir o cumprimento dos princípios, inclusive no tocante ao envolvimento do terceiro que receberá os dados.

Como se vê, a LGPD se constitui em marco regulatório bastante completo em termos de proteção de dados. A experiência internacional de compartilhamento de dados, bem como recentes experiências nos setores financeiro e de seguros sinalizam para uma complexidade tal do assunto, reforçada pela especificidade regulatória de cada setor, que desautoriza uma inserção de cláusula em contrato de concessão sem, primeiro, um amplo debate no setor.

Nesse sentido, considerando que o tema ora posto já é tratado em Lei geral, inclusive sobre as possibilidades de compartilhamento dos dados, a EDP reconhece a diretriz do MME quanto à necessidade de observância aos termos da citada Lei.

3. Posicionamento EDP

Por fim e a título de síntese, com base na proposta de diretrizes lançadas pelo MME em sua NT, a EDP resume seu posicionamento da seguinte forma:

N	Diretriz MME	Posicionamento EDP
1	A todas as concessões vincendas será oferecida prorrogação contratual por 30 anos, desde que atendidos os condicionantes.	Corrobora com a diretriz
<u>Condições mínimas para a prorrogação das concessões</u>		

[6] Controlador é a pessoa natural ou jurídica, de direito público ou privado, a quem competem as decisões referentes ao tratamento de dados pessoais (art. 5º, inciso VI), enquanto operador é a pessoa natural ou jurídica, de direito público ou privado, que realiza o tratamento de dados pessoais em nome do controlador (art. 5º, inciso VII).

2	A prorrogação das concessões de distribuição fica condicionada à demonstração da prestação do serviço adequado, bem como de expressa aceitação por parte da concessionária das condições estabelecidas no termo aditivo ao contrato de concessão.	Corrobora com a diretriz, à exceção da captura de eventual excedente econômico e algumas das fontes de recurso para contrapartidas sociais
3	A concessionária poderá apresentar plano de transferência de controle societário, conforme regulação da ANEEL, como alternativa ao não cumprimento das exigências para prorrogação contratual	Corrobora com a diretriz
Diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão		
4	A ANEEL definirá a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão contendo cláusulas que assegurem, no mínimo: a. sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, inclusive por meio de aporte de capital; b. o atendimento de seu mercado, nos prazos regulamentados, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal; c. a satisfação dos usuários; d. a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da apuração de indicadores que contemplem as diversas agregações possíveis; e. a eficiência energética; f. a modicidade tarifária; g. incentivos à gestão eficiente dos ativos; h. autorização para o concessionário exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária; i. alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos.	Corrobora com a diretriz, considerando os ajustes propostos nessa contribuição

5	Cláusulas econômicas: a. modernização dos serviços compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição. b. flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro. c. permissão para a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico. d. utilização do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador para os reajustes tarifários anuais, a fim de trazer isonomia e uniformidade entre as concessões.	Corrobora com a diretriz, considerando os ajustes propostos nessa contribuição
6	Flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão.	Corrobora com a diretriz, respeitado o equilíbrio econômico-financeiro do contrato
7	Cláusula de Proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros.	Corrobora com a diretriz, considerando a limitação proposta nessa contribuição
8	Transferência do controle como alternativa à caducidade e futura licitação.	Corrobora com a diretriz
Contrapartidas sociais		
9	Como contrapartida à prorrogação das concessões, haverá obrigação de investimento, a contar da data de assinatura dos contratos, segundo diretrizes do Poder Concedente.	Corrobora com a diretriz, contudo sinaliza revisão das fontes de recursos

10	Os investimentos devem ser realizados nas seguintes ações, conforme diretrizes a serem estabelecidas pelo MME: a. Programas de eficientização de prédios públicos; b. Realização de investimentos em eficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas; c. Promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica; d. Investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários; e. Investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.	Sugere aperfeiçoamentos
11	Investimentos serão realizados dentro de um período de 5 anos, a partir da assinatura do novo contrato de concessão.	Corrobora com a diretriz
12	Em etapa prévia à assinatura do Termo Aditivo Contratual, a concessionaria enviará Plano de Investimentos para aprovação do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANEEL.	Corrobora com a diretriz
13	Caso o investimento anual seja inferior ao estipulado, a diferença será atualizada pela taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) e somada ao montante como obrigação de investimento.	Corrobora com a diretriz
14	O requerimento de prorrogação do prazo da concessão será dirigido à ANEEL, com a antecedência de, no mínimo, 36 (trinta e seis) meses do advento do termo contratual, acompanhado dos documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial e das qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica da concessionária.	Corrobora com a diretriz, observada a particularidade da EDP ES, com vencimento da concessão em julho de 2025, bem como necessidade de rito próprio para antecipação das prorrogações

15	Rito processual	Corrobora com a diretriz, observada a particularidade da EDP ES, com vencimento da concessão em julho de 2025
16	Licitação	Corrobora com a diretriz