

Rio de Janeiro, 21 de julho de 2023

Ao

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Secretário Nacional de Energia Elétrica – SE/MME

Esplanada dos Ministérios, Bloco U – 5º andar

CEP: 70.065-900 - Brasília - DF

Atenção: **Sr. Gentil Nogueira Sá Junior**
Secretário Nacional de Energia Elétrica

Assunto: **Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023**: Concessões vincendas de distribuição.

Referências: **(i)** Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, de 22 de junho de 2023; e,

Senhor Secretário,

A **ORDEM DOS ADVOGADOS DO BRASIL - SEÇÃO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO**, por sua **Comissão Especial de Energia Elétrica (CEELE – OAB/RJ)** e por sua **Comissão de Direito Administrativo (CODA – OAB/RJ)**, vem, perante a **SECRETARIA DE NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA** do **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (“SE/MME”)**, apresentar suas contribuições à Consulta Pública nº 152/2023.

Para fins de contextualização, em 22 de junho de 2023 foi publicada a Portaria nº 737/2023/GM/MME, que instaurou a Consulta Pública nº 152/2023 que apresenta proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 e 2031. O período de contribuição pelos agentes se encerra em 24 de julho de 2023.

Resumidamente, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE instruiu a referida Consulta Pública, relatando a consolidação das informações encaminhadas pelo Operador Nacional do Sistema – (“ONS”) e pela Empresa de Pesquisa Energética – (“EPE”) e a oitiva da Agência Nacional de Energia Elétrica – (“ANEEL”).

Nesse sentido, considerando a importância do tema, apresentamos abaixo as contribuições específicas à referida Consulta Pública.

I - DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA

I.a – Excedentes econômicos, incentivos fiscais e base de remuneração regulatória

A Nota Técnica 14/2023/SAER/SE, elaborada por técnicos e formuladores de política pública do Ministério de Minas e Energia, tem como propósito, conforme indicado em seu sumário executivo, submeter à Consulta Pública diretrizes a serem observadas na condução do

processo das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 e 2031.

Como muito bem destacado, no item 4.2.1.8 da Nota Técnica, “é preciso observar a divisão de papéis entre as instituições do setor, de modo que o MME, em seu papel de Poder Concedente, deve fornecer diretrizes para a ANEEL elaborar os novos contratos de concessão de distribuição, sem um nível de detalhamento que possa limitar o trabalho da Agência, mas sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis. Da mesma maneira, as diretrizes do Poder Concedente devem se preocupar em estabelecer a política pública, não adentrando em questões regulatórias.”

Conquanto escoreto o apontamento, verificamos que a Nota Técnica, no afã da legítima preocupação em buscar a preservação da modicidade tarifária, não seguiu à risca a sua própria diretriz. Afinal, preocupada em justificar a ausência de licitação, prevê sejam apurados excedentes econômicos que possam ser transferidos aos consumidores, em face da remuneração regulatória do capital próprio. Nessa linha, todavia, verifica-se uma imprecisão do conceito da regulação por incentivos, fundamental para assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a própria modicidade tarifária, a partir do atendimento de critérios de racionalidade operacional e econômica.

Como sabido, a Constituição reserva à lei a fixação da “política tarifária” (art. 175, parágrafo único, III), o que significa que atribuiu ao legislador legitimidade específica para eleger, entre os diversos regimes tarifários existentes, aquele que lhe parecesse mais conveniente e oportuno.

No exercício dessa competência atribuída pela Constituição, o Congresso Nacional editou, entre outras, a Lei Geral de Concessões (Lei n. 8.987/95) e a Lei de Criação da ANEEL (Lei n. 9.427/96).

Por meio do art. 9º da Lei n. 8.987, o legislador estabeleceu, como política tarifária, o regime do serviço pelo preço (arts. 9º da Lei n. 8.987/95), e ao instituir a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Lei nº 9.427/1996, especificamente no art. 14, inciso IV¹, compreendeu a apropriação de ganhos de eficiência empresarial dentro da estrutura do regime econômico e financeiro das concessões de energia elétrica.

1 “Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos em obras e instalações que reverterão à União na extinção do contrato, garantida a indenização nos casos e condições previstos na Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nesta Lei, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica;

III - a participação do consumidor no capital da concessionária, mediante contribuição financeira para execução de obras de interesse mútuo, conforme definido em regulamento;

IV - **apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade**;

V - indisponibilidade, pela concessionária, salvo disposição contratual, dos bens considerados reversíveis.”

Segundo tal regime tarifário, a concessionária encontra-se sujeita a preços máximos (cuja fixação não corresponde aos custos efetivamente verificados pela concessionária) e a um conjunto de riscos, o que implica o recebimento de receita total inferior ou superior ao conjunto de seus custos.

Como contrapartida desse incentivo à eficiência e dessa imposição de risco ao concessionário, assegurou-se a absorção inicial de seus ganhos de produtividade (eficiência) a serem futuramente compartilhados com os consumidores. Para estabelecer os momentos e parâmetros de absorção temporária e de compartilhamento com o consumidor dos ganhos de produtividade, vinculou-se a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão à fixação dos parâmetros para as revisões tarifárias.

Com isso, cabe à ANEEL apurar a metodologia e os critérios gerais para definição da estrutura e do custo de capital regulatórios a serem utilizados no cálculo da remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica. Estabelece-se, na revisão tarifária, a taxa de remuneração dos ativos de distribuição, que deve refletir o retorno que o investidor exige, ou espera ter, para, em vez de ter liquidez corrente ou aportar recursos em ativo livre de risco, realizá-los no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro.

A base de remuneração regulatória, a ser fixada pelo órgão regulador, visa a remunerar, criteriosamente, os investimentos da concessionária e compartilhar, na sua formação, os ganhos econômicos com o consumidor. Logo, não há que se falar em excedente econômico. Trata-se da apropriação de ganhos de eficiência e da competitividade, na forma já definida previamente pelo regulador e cuja alteração seria extremamente sensível aos concessionários, podendo impactar, inclusive, no interesse pela prorrogação e nos investimentos a serem realizados como citado por **Frederico Accon** e **Mariana Saragoça** em artigo intitulado “A proposta para prorrogação das concessões de distribuição”²:

“Outro ponto de destaque que deverá ser objeto de amplo debate no âmbito da Consulta Pública é o chamado excedente econômico a ser avaliado pelo Poder Concedente para eventual captura para modicidade tarifária ou para a realização de investimentos em contrapartidas sociais.

Com efeito, a questão da avaliação e destinação do chamado excedente econômico demanda uma definição muito bem fundamentada, por ser extremamente sensível tanto sob a ótica do equilíbrio econômico-financeiro das concessões como do retorno esperado dos acionistas, o que pode impactar de forma significativa o interesse na prorrogação e os investimentos a serem realizados nos próximos anos.

Nesse contexto, a coexistência de tal metodologia frente às regras vigentes pelo menos até 2045 para as demais concessões de distribuição é um dos grandes desafios a serem enfrentados, em especial, por ser um setor em que regulação

² ACCON, Frederico e; SARAGOÇA, Mariana. *A proposta para prorrogação das concessões de distribuição* em: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/a-proposta-para-prorrogacao-das-concessoes-de-distribuicao/>

econômica, custos operacionais e indicadores, por exemplo, também são baseados no benchmark entre as diferentes distribuidoras.”

Nessa linha, ainda manifestamos nossa preocupação com a intenção de se apropriar de “excedente do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do País.” Essa tentativa já ocorreu no passado e foi veementemente rechaçada pelo Poder Judiciário, diante do grave desvio de finalidade que jamais poderia ser promovido, ainda que de forma consensual entre poder concedente, regulador e concessionário.

Os incentivos fiscais concedidos para redução da desigualdade regional possuem amparo na Constituição da República e em lei federal. Não se pode desvirtuá-los para, em contrariedade ao ordenamento jurídico, promover política tarifária, por mais nobre que seja sua intenção.

A Constituição Federal, em norma programática, prevê a “concessão de incentivos fiscais destinados a promover o equilíbrio do desenvolvimento socioeconômico entre as diferentes regiões do País” (art. 151, I), pois a redução das “desigualdades sociais e regionais” é um dos objetivos fundamentais da República (CF, art. 3º, III).

Os referidos benefícios fiscais têm como finalidade imediata incentivar a distribuidora de energia elétrica a investir numa região carente, sem infraestrutura nem condições socioeconômicas adequadas.

O regulador possui diversos instrumentos a serem utilizados em prol da modicidade tarifária. Por outro lado, existem subsídios cruzados implementados pelo Governo Federal, para que se obtenha a redução da tarifa de energia elétrica. Logo, nada justifica a subversão do incentivo fiscal, como subterfúgio para reduzir a tarifa de energia elétrica fora do arcabouço legal e regulatório que já existe para esse fim. Tal ato infringe os princípios constitucionais preconizados pela política pública, seja quanto à redução da desigualdade regional.

I.b – Objetivo fundamental da república - redução das desigualdades regionais

O art. 3º, III, da Carta Magna, prevê ser a redução das desigualdades regionais um dos objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil.

A redução das desigualdades regionais também é fixada pelo texto constitucional como um princípio geral da atividade econômica (art. 170, VII, da CF).

Para conferir efetividade aos referidos preceitos, o inciso I do art. 151 da Lei Maior admite a concessão de incentivos fiscais destinados a promover o equilíbrio do desenvolvimento socioeconômico entre as diferentes regiões do país.

No mesmo sentido, dispõe o parágrafo único do art. 176 do Código Tributário Nacional:

“Art. 176.
(...)”

Parágrafo único. A isenção pode ser restrita a determinada região do território da entidade tributante, em função de condições a ela peculiares.”

Segundo **Kiyoshi Harada**, “incentivo fiscal é um conceito da Ciência das Finanças. Situa-se no campo da extrafiscalidade e implica redução da receita pública de natureza compulsória ou a supressão de sua exigibilidade. É um instrumento do dirigismo econômico; visa desenvolver economicamente determinada região ou certo setor de atividade.”³

Consoante a lição de **Ricardo Lobo Torres**, a concessão estatal não será um privilégio odioso se se apoiar na necessidade do crescimento econômico do País e de desenvolvimento do equilíbrio regional:

“A concessão estatal não será um privilégio odioso se se apoiar na necessidade do crescimento econômico do País. Toda a legislação das décadas de 60 e 70 se fundamentou em tal princípio, coincidindo com o próprio predomínio da teoria keynesiana e do intervencionismo estatal, segundo os quais a isenção era a panaceia para o desenvolvimento econômico. [...]

Embutido no princípio do desenvolvimento econômico encontramos o do equilíbrio regional. A isenção estará plenamente justificada se contribuir para o equilíbrio econômico entre as diversas regiões do País, como está previsto nos arts. 151, I, e 165, § 7º, da CF 88.”⁴

A Constituição Federal prevê a possibilidade da concessão de isenções tributárias para fins extrafiscais. Esses benefícios podem consistir na eliminação ou redução da obrigação de pagamentos de tributos, com o objetivo de estimular determinadas condutas pelos contribuintes. Assim, é possível e recomendável a redução da carga tributária daqueles que se prontificam a empreender em algumas regiões do país, que, por apresentarem menores índices de desenvolvimento, precisam de maior atenção estatal, com o objetivo de reduzir as discrepâncias regionais.

Historicamente, as regiões Norte e Nordeste do país sofrem de grande carência de serviços públicos essenciais, além de escassa presença da iniciativa privada, especialmente no que concerne à infraestrutura.

A solução é alcançada pelo Poder Público por meio de incentivos fiscais concedidos para os particulares, os quais, como contrapartida, são obrigados a realizar os investimentos de infraestrutura considerados relevantes. Em decorrência desses investimentos é que se vê hoje, no que interessa para o presente caso, o êxito de projetos de universalização do acesso à energia elétrica no País.

³ http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=10645. Acessado em 16.11.2011.

⁴ RICARDO LOBO TORRES, Curso de Direito Financeiro e Tributário, 11ª ed., Renovar, Rio de Janeiro, 2004, p. 307.

I.c – Judicialização inevitável

Muito se critica acerca da grande judicialização no setor de energia elétrica, sobretudo quando se trata do questionamento do arcabouço jurídico e regulatório, fragilizando as bases estruturais do segmento, que podem ensejar discussões longas, insegurança jurídica, com graves repercussões para a sociedade. O maior problema é quando a controvérsia surge das próprias diretrizes emanadas pelo poder concedente ou de norma editadas pelo órgão regulador.

Sobre o tema em exame, a título de exemplo, vale citar o art. 2º da Lei 8.393/91, posteriormente revogado pela Lei 9.532/97, mediante o qual se concedeu a isenção do pagamento de IPI, calculado sob alíquota de 18%, sobre as saídas de açúcar de cana ocorridas na área de atuação da SUDAM e da SUDENE. Confira-se o inteiro teor do dispositivo legal:

“Art. 2º Enquanto persistir a política de preço nacional unificado de açúcar de cana, a alíquota máxima do Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI incidente sobre a saída desse produto será de dezoito por cento, assegurada isenção para as saídas ocorridas na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM.”

A constitucionalidade do referido dispositivo foi afirmada em diversos precedentes do Supremo Tribunal Federal.

O Ministro **Celso de Mello**, em voto proferido no AI-AgR 360.461, assentou que “o critério de ordem espacial adotado pelo legislador para justificar a outorga da isenção tributária em exame apoiou-se, para efeito de sua concessão, em pressupostos lógicos e objetivos legitimadores do tratamento normativo diferenciado estabelecido pelo art. 2º da Lei nº 8.393/91”.

Daí a razão pela qual afirmou que a União, ao fixar a isenção regional do IPI para as saídas de açúcar ocorridas na área da SUDAM e da SUDENE, “pôs em relevo a função extrafiscal desse tributo, utilizando-o como instrumento de promoção do desenvolvimento nacional e de superação das desigualdades sociais e regionais.” Vale observar o trecho da ementa do precedente em que o assunto foi tratado:

“E M E N T A: AGRAVO DE INSTRUMENTO - IPI - AÇÚCAR DE CANA - LEI Nº 8.393/91 (ART. 2º) - ISENÇÃO FISCAL - CRITÉRIO ESPACIAL - APLICABILIDADE - EXCLUSÃO DE BENEFÍCIO - ALEGADA OFENSA AO PRINCÍPIO DA ISONOMIA - INOCORRÊNCIA - NORMA LEGAL DESTITUÍDA DE CONTEÚDO ARBITRÁRIO - ATUAÇÃO DO JUDICIÁRIO COMO LEGISLADOR POSITIVO - INADMISSIBILIDADE - RECURSO IMPROVIDO. CONCESSÃO DE ISENÇÃO TRIBUTÁRIA E UTILIZAÇÃO EXTRAFISCAL DO IPI.

- A concessão de isenção em matéria tributária traduz ato discricionário, que, fundado em juízo de conveniência e oportunidade do Poder Público (RE 157.228/SP), destina-se - a partir de critérios racionais, lógicos e impessoais estabelecidos de modo legítimo em norma legal - **a implementar objetivos estatais**

nitidamente qualificados pela nota da extrafiscalidade. A isenção tributária que a União Federal concedeu, em matéria de IPI, sobre o açúcar de cana (Lei nº 8.393/91, art. 2º) objetiva conferir efetividade ao art. 3º, incisos II e III, da Constituição da República. Essa pessoa política, ao assim proceder, pôs em relevo a função extrafiscal desse tributo, utilizando-o como instrumento de promoção do desenvolvimento nacional e de superação das desigualdades sociais e regionais.[...]”(AI 360461/AgR, Segunda Turma, Rel. Min. Celso de Mello, j. 06.12.05, DJ 27.03.08 PUBLIC 28-03-2008 EMENT VOL-02312-06 PP-01077- grifou-se)

Na mesma linha, a 1ª Seção do Superior Tribunal de Justiça, em julgado em que se debateu a legitimidade de incentivo fiscal a produto industrializado (resina PET) na Zona Franca de Manaus, reconheceu a legalidade do benefício, destacando que o seu alijamento afetaria não só a indústria nacional do setor, mas a própria concepção jurídico-constitucional da Zona Franca, “que a um só tempo propicia o desenvolvimento nacional e regional”⁵.

No caso específico das distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL, no 3º Ciclo de Revisão Tarifária, tentou se apropriar ilegitimamente do incentivo fiscal, concedido por lei, às concessionárias distribuidoras de energia elétrica com atuação nas áreas de influência da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM.

Visando à redução da desigualdade regional, atrair empresas, desenvolver a região e aumentar a capacidade instalada de energia nas áreas das antigas SUDAM e SUDENE, o Governo Federal editou as Leis 3.692/59, 3.995/61, 4.239/63, 9.532/97 e, finalmente, a Medida Provisória nº 2.199-14, de 24.8.01, com a redação dada pela Lei 11.196 de 21.11.05, e concedeu benefício fiscal para as empresas que se instalassem, ampliassem, modernizassem ou diversificassem seus investimentos e infraestruturas nas áreas de atuação da SUDAM e da SUDENE, desde que atendessem a certas exigências legais.

De acordo com a Lei 11.196/05, as empresas teriam direito “à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais, calculados com base no lucro da exploração (...)”, pelo prazo de 10 (dez) anos, “contado a partir do ano-calendário de início de sua fruição”.

Considerando esse benefício, várias companhias investiram sobremaneira nessas áreas, na atividade de distribuição de energia elétrica, e ampliaram e modernizaram os serviços prestados.

⁵ Trecho do item ‘13’ da ementa. STJ, MS 11.862/DF, Rel. Ministra ELIANA CALMON, Rel. p/ Acórdão Ministro LUIZ FUX, PRIMEIRA SEÇÃO, julgado em 22/04/2009, DJe 25/05/2009.

Em contrapartida, após terem demonstrado à Secretaria da Receita Federal que preenchem os requisitos legais (cf. art. 3º do Decreto nº 4.213/2002), essas associadas da impetrante obtiveram o benefício da redução da alíquota do imposto de renda.

A legalidade desse benefício fiscal foi reconhecida e respeitada nos Ciclos de Revisão Tarifários. No entanto, no 3º Ciclo de Revisão tarifária, a ANEEL editou a Resolução 457, de 08.11.11, visando a transferir o incentivo fiscal concedido às distribuidoras de energia elétrica para a modicidade tarifária. Alegou a ANEEL na ocasião que buscava “assegurar que a taxa de remuneração líquida da concessionária corresponda àquela que a Agência definirá como adequada e necessária”.

A Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica, contudo, se insurgiu contra a iniciativa da ANEEL e obteve a cassação da norma, em sede de mandado de segurança. Naquele processo, assim decidiu o Tribunal Regional Federal da 1ª Região:

“E isso, na prática, é o que ocorre na hipótese dos autos: a ANEEL, ao deduzir o benefício fiscal concedido às distribuidoras de energia situadas nas regiões das extintas SUDAM e SUDENE no cálculo da chamada taxa de retorno, com a intenção de reduzir as tarifas a serem por elas cobradas, torna sem efeito, ainda que parcialmente, a isenção onerosa instituída pela Medida Provisória n. 2.199-14/01, não sendo relevante para o caso concreto perquirir-se acerca da natureza do ato emanado da Agência Reguladora, se tributária ou meramente regulatória. Se desse ato resulta, ainda que por via oblíqua, a exclusão – ou mesmo redução – dos efeitos da isenção concedida por prazo certo e sob determinadas condições, há violação ao artigo 178 do CTN e ofensa ao enunciado da Súmula n. 544 do STF. (...)

De ressaltar, também, que a ANEEL patrocina, na espécie, verdadeiro desvio de finalidade, ao pretender promover, de forma ilegal, a conversão, em subsídio, de incentivo fiscal concedido com o objetivo de incrementar a geração de energia elétrica em determinadas áreas, sob o pretexto de beneficiar, com redução tarifária, os consumidores daquelas localidades. Ora, ainda que a atuação da Agência Reguladora possa ser considerada, se analisada isoladamente, plenamente justificável sob o ponto de vista regulatório, não é dado àquela entidade simplesmente desconsiderar os motivos que levaram à concessão do benefício fiscal e utilizá-lo para finalidade distinta daquela para qual foi instituído. (...)

Consigne-se, ainda, que não prospera a sustentação da ANEEL de que apenas pretendeu, com a edição da Resolução n. 457/11, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, considerando que tal medida administrativa, que visa a preservar, sob tais aspectos, as condições da época da celebração da avença, não pode ser levada a efeito à custa de evidente desvio de finalidade e com a supressão de incentivo fiscal oneroso concedido por ato normativo com força de lei.”

Diante disso, mostra-se imperioso que seja preservado o regime das concessões de serviço pelo preço, em que se busca a regulação por incentivos, com a apropriação do ganho da

eficiência e da competitividade, inclusive com o compartilhamento na modicidade tarifária, definidos na base de remuneração regulatória e na revisão quinquenal das tarifas de energia elétrica.

Deve-se afastar a apropriação de suposto excedente econômico, inerente à atividade empresarial, que não tenha correlação com os ativos da concessão, definidos pelo órgão regulador, sobretudo benefícios fiscais, atrelados a política pública distinta, visando, assim, à estabilidade do ordenamento jurídico, sobretudo em face dos preceitos constitucionais.

I.d – Cláusulas gerais para o aditivo

Como se sabe, o Brasil adotou para a regulação dos serviços públicos um regime contratual. O art. 175 da Constituição estabelece que atividades econômicas qualificadas como serviço público poderão ser prestadas pela iniciativa privada, sob regime de concessão ou permissão, devendo a lei dispor sobre **“o caráter especial do seu contrato e de sua prorrogação”**.

Ao estabelecer o regime contratual, impõe-se, ao mesmo tempo, a realização de um procedimento licitatório para a escolha do concessionário. Para **Lucas Navarro Prado e Luís Felipe Valerim Pinheiro**, *“a licitação é o mecanismo que mais se aproxima de um funcionamento de mercado”, pois “tende a gerar melhores resultados que uma negociação direta (sem licitação)”*. Por essa razão, *“é conveniente, pois, que, de tempos em tempos, as concessões sejam relicitadas, para que se possa checar sua aderência aos parâmetros de mercado”*⁶. O mercado, como recorda **César Matos**, é, por excelência, o *“mecanismo de revelação da informação sobre o preço ótimo do serviço regulado para o regulador (uma preciosidade em um contexto de assimetria de informação sobre custos)”*⁷.

É de se notar, contudo, que a própria Constituição afirmou a possibilidade de prorrogação dos contratos de concessão, na esteira da prática jurídica tradicionalmente adotada no Brasil, desde a época do Império. Embora a Lei Geral de Concessões (Lei 8987/95) não fixe prazo máximo de vigência dos contratos de concessão e sua prorrogação, em geral, adota-se a cláusula da possibilidade de prorrogação por uma vez e por igual período. Deste modo, fixa-se um tempo máximo, correspondente a duas vezes o período determinado originalmente, a partir de quando será obrigatório recorrer-se a uma nova licitação, ou seja, à renovação da concessão. No meio desse período, concede-se, tanto ao concessionário como ao Poder Concedente, uma oportunidade para reavaliar se aquele modelo contratual deve ou não prosseguir.

Havendo intenção do concessionário de manter a prestação do serviço e sendo identificado pelo Poder Concedente interesse público que o justifique, o contrato poderá ser

⁶ (PRADO, Lucas Navarro e PINHEIRO, Luís Felipe Valerim. O tempo nas concessões de infraestrutura: prazo de vigência de sua prorrogação. In: MARCATO, Fernando S. e PINTO Jr., Mario Engler (coords.). Direito da Infraestrutura, vol. 1. São Paulo: Saraiva, 2017, pp. 416 e 417)

⁷ MATTOS, César. Concessões de rodovias e renegociação no Brasil. In: OLIVEIRA, Gesner e OLIVEIRA FILHO, Luiz Chrysostomo (org.). Parcerias Público-Privadas: experiências, desafios e propostas. Rio de Janeiro: LTC, 2013, p. 68.

prorrogado, observadas as condições nele previstas (art. 23, XII, Lei 8.987/95). Do ponto de vista do Poder Público, esse momento serve para uma avaliação quanto às vantagens e desvantagens entre recorrer novamente ao mercado, com todos os custos de transação e riscos inerentes à organização de uma nova licitação, ou manter a relação contratual já estabelecida. É também uma oportunidade de revisar as condições contratuais e negociar um regime contratual mais ajustado à nova realidade, já que os serviços públicos são dinâmicos e os contratos de concessão são incompletos⁸ e firmados por longos prazos.

A Nota Técnica 14/2023/SAER/SE trata dessa questão e faz expressa menção a uma série de alterações e transformações que os aditivos de prorrogação, caso firmados, deverão implementar no teor dos contratos atuais. Não se questiona, portanto, em absoluto, a possibilidade de prorrogação dos contratos atuais. Há, inclusive, uma série de considerações contidas nos itens 4.4.3 a 4.4.8 da Nota Técnica expondo variadas razões que podem justificar a conveniência e oportunidade da opção pela prorrogação, especialmente no segmento de distribuição. **As considerações que se pretende fazer dizem respeito aos limites a serem observados quanto às adaptações e alterações dos termos contratuais que se façam necessárias para o próximo período, após uma eventual prorrogação.**

Como se sabe, tramita atualmente, na Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei 414/2021, originado do Projeto de Lei do Senado 232/2016, cujo objetivo principal é instituir um Novo Modelo do Setor no Brasil, marcado por uma orientação para a expansão do mercado livre de energia elétrica, empoderando o consumidor final com a ampliação dos instrumentos que lhe permitam maior liberdade para a escolha do seu fornecedor. Não se pode negar que tal transformação de modelo terá especial impacto sobre as distribuidoras. Há, ainda, muitas dúvidas a serem respondidas ao longo da tramitação do Projeto de Lei: haverá desverticalização dos serviços de fio e de varejo? Será mantido, em alguma medida, um segmento de clientes cativos? Como se dará a remuneração das distribuidoras neste caso? Havendo migração significativa de clientes para o mercado livre, como serão tratados os custos e perdas hoje alocados no mercado regulado e inseridos nas tarifas pagas pelos clientes cativos?

Nesse sentido, **Fábio Amorim da Rocha**, em artigo intitulado “A renovação das concessões que se avizinha - pontos de atenção e oportunidades”⁹, destaca:

“Mas, pensando nesta modernização e ampliação do mercado de energia, quer me parecer que algumas pontas estão soltas e merecem maior debate e profundidade jurídica e regulatória.

⁸ “(...) o inacabamento contratual é a resposta pragmática a um contexto económico e jurídico eivado de imperfeições e incertezas — é o fruto da constatação de que talvez não valha a pena alongar as negociações quando as resultantes estipulações não erradicariam ou cobririam eficiente os riscos subsistentes, ou quando elas se tornassem insusceptíveis de desencadear reacções tutelares adequadas.” (ARAÚJO, Fernando. Teoria económica do contrato. Coimbra: Almedina, 2007, p. 151)

⁹ AMORIM, Fábio. *A renovação das concessões que se avizinha - pontos de atenção e oportunidades*, disponível em: <https://megawhat.energy/news/148173/fabio-amorim-escreve-renovacao-das-concessoes-que-se-avizinha-pontos-de-atencao-e-oportunidades>. Acessado em 20.07.2023

De que forma iremos efetivamente desverticalizar os serviços de fio e de varejo e ter dois agentes setoriais, um com monopólio natural e outro não? Como o Supridor de Última Instância, aquele que atenderá os clientes cativos, será remunerado? Subsídios e encargos que sobrecarregam as faturas serão drasticamente reduzidos? Quem migrar para o ACL deixa os custos de perdas e inadimplência no ACR? Para se dar o avanço tecnológico e a digitalização da medição serão necessários cerca de 80 milhões de medidores inteligentes ou avançados (o que estamos longe demais de atingir e nunca ocorrerá até 2026) e como será definido e remunerado tamanho investimento?

Enfim, para a distribuidora do futuro ser uma provedora de serviços, custos hoje alocados no ACR deverão ser divididos no ACL, fontes alternativas que foram criadas pela Lei 10.438/2002 e com os subsídios pós 2012, hoje fazem parte considerável da matriz energética do país e não mais necessitam destes subsídios. Não podemos repetir os erros e açodamentos dos vários modelos que convivemos no setor desde a década de 90 e acima foram citados, devemos sim, ter atenção com as restrições hidráulicas que tivemos de 2000, 2014 e 2021 e estamos sempre sujeitos. Modelos politizados e que deixam custos para o futuro não podem ser repetidos. Nunca é demais recordar que para ajustar o modelo de 2013 foi necessário, via revisão tarifária extraordinária em março de 2015, uma tarifaço de quase 50%. Quem pagou esta conta? Consumidores e distribuidores, que por obvio, viram a inadimplência e perdas comerciais crescer consideravelmente. Seria razoável uma Intervenção em razão destes impactos e dos que virão para as distribuidoras?"

A Nota Técnica, embora sem maior profundidade, enfrenta esse problema. Menciona, em seu item 4.2.1.4, que **as distribuidoras de energia elétrica tendem a desempenhar “um novo papel nos próximos anos”**, pois haverá um novo ambiente de negócios para esse segmento do Setor Elétrico, destacando-se “(i) a oferta descentralizada e ambientalmente sustentável de energia baseada em fontes renováveis; e (ii) o papel protagonista do consumidor, que busca a redução de gastos e ganhos de eficiência”. Menciona, ainda, que empresas distribuidoras de energia elétrica enfrentarão, no futuro próximo, **um “cenário novo e tecnologicamente disruptivo”**.

A esse propósito, não há dúvida de que o Poder Concedente tem o poder de reordenar o serviço de tempos em tempos. Como já se reconheceu, o momento da prorrogação é, inclusive, uma das melhores oportunidades para esse fim. Deve-se atentar, no entanto, que há um núcleo essencial do contrato que não pode ser violado. Não se deve admitir uma ruptura do regime contratualmente estabelecido, a ponto de transformar o seu objeto e descaracterizar o contrato original. Como adverte **Alexandre Aragão**¹⁰, “a alteração do contrato ou do marco regulatório não pode chegar a fazer com que o próprio objeto do contrato passe a ser outro”. No

¹⁰ ARAGÃO, Alexandre Santos de. Revisão tarifária substitutiva da modelagem econômica licitada. In: MOREIRA: Egon Bockmann (coord.) Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a taxa interna de retorno. Belo Horizonte: Fórum, 2016, p. 39.

mesmo sentido, **Egon Bockmann Moreira**¹¹ deixa claro que *“a ampliação do prazo não pode implicar outro contrato, que desrespeite o objeto e o conteúdo do original”*. Como muito bem sumarizado pela Ministra do e. Supremo Tribunal Federal Carmen Lúcia, em obra doutrinária, *“a prorrogação não pode mascarar uma nova concessão, para cuja outorga há que se passar pelas fases obrigatórias, inclusive escolha impessoal da concessionária”*¹². Para **Márcio Reis**¹³, a extensão de prazo, quando possível, deve se dar com o cuidado de não deturpar a equação econômico-financeira original, de modo que não é legítima a transformação do contrato em um contrato inteiramente novo, *“não se vislumbrando juridicidade na completa transformação do regime contratual por ocasião de sua prorrogação”*.

O Tribunal de Contas da União já enfrentou esse tema, tendo afirmado, em seu Acórdão 2.200/2015 a necessidade de se evitar o *“risco de que a repactuação desses contratos, para compatibilizá-los aos novos regramentos, implique alterações de tal monta que acabem por transfigurar os contratos originais, configurando, assim, burla à licitação”*¹⁴. Seguindo essa mesma linha de entendimento, no Acórdão nº 2.247/2018 rejeitou, por ocasião da prorrogação do contrato de concessão da rodovia Via Dutra, a pretensão de se inserir no aditivo de prorrogação determinadas alterações dos termos contratuais por entender que sua natureza configuraria *“burla ao processo licitatório, uma vez que levaria a profundas mudanças nas relações contratuais vigentes, transfigurando um contrato primordialmente de operação rodoviária para um essencialmente de execução de obra pública”*¹⁵.

Também o Superior Tribunal de Justiça já afirmou que a prorrogação de um contrato não pode transformá-lo em um contrato novo, sob pena de nulidade¹⁶:

3. Prorrogar contrato é prolongar o prazo original de sua vigência com o mesmo contratado e nas mesmas condições. Termo aditivo ao contrato administrativo que fixa novo período de prestação de serviço, mas mediante novas condições, não previstas no contrato original, introduzidas mediante negociação superveniente à licitação, constitui, não uma simples prorrogação de prazo, mas um novo contrato. Nas circunstâncias do caso, considerada sobretudo a especificidade do objeto contratual (que não é de simples prestação de serviços), o Termo Aditivo representou uma contratação sob condições

¹¹ MOREIRA, Egon Bockmann. Direito das concessões de serviço público: inteligência da Lei 8987/95. São Paulo: Malheiros, 2010, p. 132.

¹² ROCHA, Cármen Lúcia Antunes. Estudos sobre concessão e permissão de serviço público no direito brasileiro. São Paulo: Saraiva, 1996, p. 60.

¹³ REIS, Márcio Monteiro. Implantação do regime de cotas para as concessões de usinas de geração hidrelétrica (Lei nº 12.783/2013: prorrogação ou nova contratação? In: Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica – Tomo IV (Coord: Fábio Amorim da Rocha). Rio de Janeiro: Synergia, 2015, pp. 349 a 351.

¹⁴ BRASIL. Jurisprudência administrativa. Tribunal de Contas da União. Acórdão 2.200/2015. Plenário. Min. Relatora Ana Arraes, processo nº 024.882/2014-3.

¹⁵ BRASIL. Jurisprudência administrativa. Tribunal de Contas da União. Acórdão nº 2.247/2018. Plenário. Relator Min. Augusto Nardes, processo nº 031.581/2015-3.

¹⁶ BRASIL. Jurisprudência. Superior Tribunal de Justiça. Primeira Turma. RMS 24.118/PR, Relator Ministro Teori Albino Zavascki, julgado em 11/11/2008, DJe de 15/12/2008.

financeiras inéditas, não enquadrável na exceção prevista no pelo art. 57, II da Lei 8.666/93 e por isso mesmo nula por violação às normas do processo licitatório.

Ao estabelecer as diretrizes para o novo contrato, a Nota Técnica indica a necessidade de “haver adequação com o novo papel das distribuidoras”, que requererá “maior flexibilidade para exploração de novos modelos de negócios”. Menciona-se a necessidade de inserir nos novos termos contratuais “autorização para o concessionário oferecer novos serviços aos consumidores, por sua conta e risco”, desde que “favoreçam a modicidade tarifária”; assim como a intenção de “permitir a oferta, por parte das distribuidoras, de serviços acessórios, podendo a ANEEL autorizar maiores ou menores repasses a depender do grau de competição”. Para assegurar tal implementação, indica, ainda, que seja permitida “a separação contábil dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato”.

Veja-se que, ao tratar da “flexibilidade para a alteração dos serviços”, a Nota Técnica, no seu item 4.3.0.9, ressalta igualmente a necessidade de assegurar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Aí reside um dos pontos de cuidado mais sensível, pois esse é certamente um limite intransponível. Qualquer alteração contratual que possa desequilibrar a equação econômico-financeira originalmente pactuada imporá providências para o reequilíbrio de tal equação. É imprescindível, portanto, que tal equação continue identificável ao cabo das alterações que se pretende implementar nos termos contratuais. Caso as alterações sejam de tal monta que impeçam o reconhecimento da mesma equação econômico-financeira, não será mais possível promover o reequilíbrio. Nesses casos, portanto, a modificação não deve ser autorizada.

Compreende-se — como já destacado acima, no item I.a destas contribuições —, o quanto consignado no item 4.2.1.8 da Nota Técnica, no sentido de que o Poder Concedente “deve fornecer diretrizes para a ANEEL elaborar os novos contratos de concessão de distribuição, sem um nível de detalhamento que possa limitar o trabalho da Agência”. Contudo, recomenda-se que, dentre as diretrizes transmitidas à Agência reguladora, esteja a necessidade de que, após avaliar quais alterações serão necessárias introduzir nos contratos de concessão para o período pós-prorrogação, realize uma análise cuidadosa quanto à ausência de uma transfiguração tamanha, que acabe por desfigurar o objeto contratual, o que inviabilizaria a prorrogação. Especialmente, deve-se avaliar se tais transformações não impedirão que continue sendo identificável a equação econômico-financeira original do contrato, que deve ser sempre preservada, inclusive após a prorrogação.

Tendo em vista que o Projeto de Lei 414/2021, atualmente em discussão na Câmara, originou-se no Senado em 2016 e tem suscitado intenso debate e polêmicas desde então, há que se considerar a efetiva possibilidade de que a definição dos novos termos contratuais tenha que ser finalizada antes mesmo da aprovação legislativa do Novo Modelo para o Setor. Surge, então, um risco significativo de que as modificações que venham a ser finalmente aprovadas pelo Legislador inviabilizem, em momento posterior à efetivação das prorrogações que ora se discute, a regular continuidade do regime contratual, indicando a necessidade de se empreender a licitação para um novo modelo contratual, mais compatível e adequado com o

modelo regulatório que sobrevenha para o Setor. De outro lado, poderão ser levantados questionamentos quanto à existência de ato jurídico perfeito nos aditivos contratuais de prorrogação já assinados, alegando-se que não seriam alcançáveis por lei superveniente. Face ao cenário de insegurança jurídica, investimentos em modernização e melhorias dos sistemas poderão ser postergados (em prejuízo, ao final, dos consumidores e da sociedade) e é possível que empresas do setor recorram ao Poder Judiciário. Dessa forma, o ideal é que sejam realizados esforços pelo Poder Legislativo para concluir as discussões em torno do novo marco legal do setor, medida que conferiria às prorrogações e/ou à relicitação, conforme venha a ser a escolha final do poder concedente, a necessária segurança jurídica aos instrumentos contratuais. Nesse sentido, recomenda-se que o MME envie esforços no sentido de sensibilizar o Poder Legislativo quanto à urgência do tema. De todo modo, dada a incerteza do momento em que será encerrado o processo legislativo no âmbito do qual os representantes da sociedade, no momento, discutem a abertura do mercado, recomenda-se que haja diretriz para a ANEEL no sentido de realizar as análises e estudos necessários para incluir na matriz de risco do contrato, por ocasião da prorrogação, a previsão da necessidade de pôr término antecipado à sua vigência, caso as transformações do Novo Modelo para o Setor Elétrico que venha a ser aprovado pelo Congresso Nacional sejam tão disruptivas e impactantes para as distribuidoras que inviabilizem a manutenção do regime contratual atual, conforme as prorrogações então em vigor, impondo novas licitações para a renovação das concessões de distribuição. Recomenda-se também como diretriz a realização de estudos pela Agência Reguladora com a finalidade de buscar instrumentos contratuais, a serem inseridos no Aditivo de prorrogação, aptos a resguardar tanto o interesse público — de permitir a rescisão de contratos recém prorrogados, com vista à renovação das concessões segundo um Novo Modelo legal superveniente, do modo mais eficiente possível — quanto à segurança jurídica dos concessionários que optem pela prorrogação, mesmo em um cenário de incertezas.

I.e – Definição da metodologia para a transferência dos bens, considerando a ausência de reversão prévia dos bens

Dentre os pontos elencados na NT nº 14/2023/SAER/SE, o MME foi categórico ao prever que se houver licitação, esta será realizada *sem a reversão prévia dos bens*. E, em seguida, dispôs sobre o cálculo e as formas de pagamento da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados. Vejamos:

Licitação

XXIV - A licitação será realizada sem reversão prévia dos bens.

XXV - A indenização a ser paga à antiga concessionária, em função do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não depreciados, será calculada pela ANEEL com base na metodologia vigente de apuração de Base de Remuneração Regulatória.

XXVI - A indenização também considerará os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de faturamento ou ressarcimento pela tarifa em

decorrência da licitação da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos

regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

XXVII - A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão deverá ser paga pelo vencedor do certame à antiga concessionária.

XXVIII - Caso o valor a ser pago pelo vencedor do certame não seja suficiente para quitar a indenização, o saldo remanescente será pago pela Reserva Global de Reversão – RGR, com forma de pagamento definida em ato do MME.

A reversão dos bens pode ser definida como a entrega, pelo concessionário ao poder concedente, dos bens vinculados à concessão, por ocasião do fim do contrato, em virtude de sua destinação ao serviço público, de modo a permitir sua continuidade. Tal devolução constitui um corolário do contrato em que o concessionário se coloca transitoriamente no lugar do Poder Público Concedente para a prestação de um serviço que é de sua titularidade.

Este instituto não é algo novo em nosso ordenamento jurídico, tendo sido regulado pelo Código de Águas (Decreto nº 24.643/1934) em 1934. Contudo, foi por meio da Constituição Federal de 1988 e das leis subsequentes que os contornos definitivos sobre a reversão foram dados.

Neste contexto, a Lei nº 8.987/1995¹⁷, conhecida como Lei Geral de Concessões (LGC), que tem como finalidade regulamentar o art. 175 da atual Constituição Federal, aduziu regras para a reversão dos bens, sendo categoricamente prevista a reversibilidade dos bens ao ente concedente. Vejamos:

Art. 35. Extingue-se a concessão por: (...)

*§ 1º Extinta a concessão, **retornam ao poder concedente** todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao concessionário conforme previsto no edital e estabelecido no contrato.*

Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. (Grifou-se).

Com base nos dispositivos acima mencionados, pode-se concluir que com o advento do termo contratual e, conseqüentemente, com a extinção da concessão, todos os bens reversíveis

17 BRASIL. Lei nº 8.897, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm>. Acesso em: 20 out. 2016.

devem retornar ao poder concedente. E, caso esses bens reversíveis não tenham sido amortizados ou depreciados quando do termo contratual, uma indenização deverá ser paga ao antigo concessionário.

Entretanto, a referida lei não dispôs sobre os critérios de cálculo e formas de pagamento das indenizações devidas ao concessionário. A Lei deixa implícito que, no caso de advento do termo contratual, o pagamento deverá ser feito após a extinção (§ 2º do art. 35), mas silencia totalmente quanto à forma. Este assunto somente foi objeto de redação legislativa em 2013, por meio da Lei nº 12.783/2013.

Sobre o tema, **Gustavo De Marchi** e **Andreu Wilson** citam o entendimento do professor Sérgio Guerra em artigo publicado no livro “Temas relevantes no direito de energia elétrica. Tomo VI”¹⁸, veja-se:

“Manifestando-se mais propriamente com relação aos bens reversíveis, Sérgio Guerra aduz que as disposições dos contratos de concessão do setor elétrico foram recentemente alteradas por força da Lei nº 12.783/2013, que regula especificamente as cláusulas referentes aos critérios de cálculo e formas de pagamento das indenizações devidas ao concessionário.

Aponta muito adequadamente o citado autor que a classificação cotidiana dos bens como sendo reversíveis ou não para fins de regular inserção no inventário é causadora de dúvidas. Ainda, a reversão de bens constituiria um preceito tradicional nas leis brasileiras referentes às concessões de serviços públicos, sendo a regra atual que, extinta a concessão, todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao retornariam para o poder concedente.

Sérgio Guerra conclui inexistir uma regra clara na legislação em vigor sobre os chamados bens reversíveis, não obstante sejam referidos bens ordinariamente conceituados como aqueles diretamente vinculados e necessários ao serviço público, apontando também que a divergência sobre se todos os bens que entraram no acervo da concessão de geração, transmissão e distribuição são reversíveis decorre, sobremaneira, da falta de precisão dos editais de licitação e das cláusulas contratuais.”

Nomeadamente quanto à licitação das concessões que não forem prorrogadas, o §1º do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 dispõe que a licitação poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação de serviço. Note-se:

¹⁸ SILVA, Gustavo De Marchi e; LEANDRO, Andreu Wilson P. Aspectos legais, doutrinários e práticos dos ativos indenizados, revertidos e licitados sob a égide da lei nº 12.783/2013 in ROCHA, Fábio Amorim da. Temas relevantes no direito de energia elétrica. Tomo VI. p. 158-182.

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.

§ 1º A licitação de que trata o caput poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

Contudo, essa autorização legislativa para licitar previamente sem que tenha ocorrido a reversão dos bens ao poder concedente não pode e não deve ser confundida como algum tipo de autorização para se excluir a obrigação constitucional de reversão para o poder concedente ao término da concessão.

Em outras palavras, defende-se que a reversão dos bens vinculados à concessão não precisa ser prévia, até mesmo para dar celeridade ao processo licitatório, dada a essencialidade do serviço público a ser novamente concedido, mas ela deve ocorrer em algum momento. Compreender os termos do artigo 8º, §1º, da Lei 12.783/2013 e a redação prevista no conjunto de diretrizes previstas no item 4.7. da NT nº 14/2023/SAER/SE como uma autorização para que ocorra a transferência dos bens da concessionária antiga diretamente ao novo concessionário é inadequado, sendo tal entendimento incompatível com o marco legal vigente.

Neste contexto, o tema da ausência de reversão prévia de bens merece atenção e deve ser tratado com cautela. Isso porque os novos concessionários ficariam sujeitos a uma série de ônus os quais não são legalmente cabíveis, tais como o pagamento de impostos sobre a transferência dos bens vinculados à concessão, eventuais responsabilidades por obrigações de caráter ambiental e tributários, dentre outros.

Defende-se, portanto, que, em caso de licitação como tratamento de concessão vincenda, deve-se considerar o instituto da reversão quando da definição da metodologia a ser utilizada, de modo a caracterizar a nova licitação como uma forma de aquisição originária dos bens e direitos vinculados ao serviço pelo novo concessionário. Isso porque a reversão dos bens ao poder concedente tem o condão de diminuir sumariamente ou até neutralizar completamente os riscos expostos acima, propiciando um adequado tratamento dos ativos que serão assumidos pelo novo concessionário.

Caso a sugestão acima não seja acatada, entendemos que, ao considerar os efeitos da reversão dos bens vinculados à concessão, a metodologia a ser proposta deverá delimitar a responsabilidade dos novos concessionários em relação às obrigações inadimplidas pelos seus antecessores, propiciando-se, assim, um adequado tratamento dos ativos que serão assumidos pelo novo concessionário.

I.f – Critérios mínimos para a prorrogação e possibilidade de apresentação de plano como alternativa ao não atingimento dos critérios

Inicialmente, vale notar e elogiar que a Nota Técnica 14/2023/SAER/SE traz significativo aprimoramento em referência aos critérios de prorrogação avaliados em 2015, com a indicação de critérios mínimos a serem avaliados previamente como condicionante à prorrogação das

concessões, como bem destacado no item 4.5.1.1: “Para a prorrogação dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, inicialmente, devem ser apreciados dois critérios mínimos. O primeiro corresponde à verificação do serviço prestado com base na eficiência da qualidade do fornecimento de energia a ser medido com base em indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica. O segundo refere-se à eficiência da gestão econômico-financeira da concessão”.

Por óbvio, numa ótica de garantir a continuidade e eficiência na prestação do serviço público de distribuição, entende-se não ser razoável autorizar a prorrogação da concessão cujo concessionário, mesmo operando a concessão por quase 30 (trinta) anos, não logrou êxito em cumprir requisitos mínimos de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira.

Ainda assim, entende-se relevante que os referidos critérios mínimos sejam claros o suficiente para garantir a segurança jurídica do processo de prorrogação das concessões bem como também não perca de vista a isonomia com os demais agentes de distribuição, como destacado por **Frederico Accon** e **Mariana Saragoça** em artigo intitulado “A proposta para prorrogação das concessões de distribuição”¹⁹:

“Para tanto, trazendo uma inovação quanto às prorrogações ocorridas em 2015, sugeriu que a prorrogação estaria vinculada à comprovação prévia do cumprimento, pelos atuais concessionários, dos já conhecidos indicadores de continuidade e de sustentabilidade econômico-financeira o que, do ponto de vista do interesse público, entende-se totalmente pertinente, visto que não faria sentido prorrogar concessões cujo atual gestor não logrou êxito em atender tais requisitos mesmo após quase 30 anos de vigência da concessão.

Neste ponto, ainda que a Nota Técnica faça referência às disposições da Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021, acredita-se ser necessário que o resultado da Consulta Pública traga um maior detalhamento sobre o tema, estabelecendo de forma objetiva, por exemplo, o período de análise do cumprimento dos referidos indicadores ou mesmo se o indicador de sustentabilidade econômico-financeira poderá ser considerado cumprido mediante aporte de capital dos atuais acionistas.”

Para tanto, a Nota Técnica 14/2023/SAER/SE sugere a utilização dos indicadores de qualidade DECI e FECI bem como os critérios de sustentabilidade econômico-financeira utilizados quando da prorrogação das concessões em 2015 e, posteriormente reproduzidos no Módulo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021:

4.5.1.2. Propõe-se que os critérios para prorrogação sejam os mesmos atualmente aplicados pela ANEEL para caracterizar a inadimplência contratual da concessionária e que implica a abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da

¹⁹ ACCON, Frederico e; SARAGOÇA, Mariana. *A proposta para prorrogação das concessões de distribuição* em: <https://energiahoje.editorabrazilenergia.com.br/a-proposta-para-prorrogacao-das-concessoes-de-distribuicao/>

concessão, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021, da ANEEL.

Ainda sobre o tema, a Nota Técnica sugere que "o descumprimento dos condicionantes será constatado, para cada critério, de forma independente, com base na violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, isoladamente ou em conjunto, por mais de 1 (um) ano no período de apuração; e na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por mais de 1 (um) ano no período de apuração."

Neste aspecto, de forma a manter a isonomia com os demais agentes de distribuição bem como compatibilizar o critério mínimo de prorrogação com a regulamentação atualmente vigente, sugere-se adotar os mesmos critérios temporais utilizados no âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, de modo a estabelecer que o descumprimento do critério mínimo será constatado, para cada critério, de forma independente, com base (i) na violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos; e (ii) na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos.

Adicionalmente, a fim de ampliar a segurança jurídica, sugere-se ainda que os períodos a serem avaliados sejam referentes aos anos civis imediatamente anteriores ao ano em que ocorrer a formalização do pedido de prorrogação.

Por fim, tal como previsto nos §§ 3º, 4º e 5º do Art. 4º do Módulo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, sugere-se também prever, de forma expressa, que descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira poderá ser revertido mediante aportes de capital.

Na sequência, a Nota Técnica 14/2023/SAER/SE indica alternativas à eventual descumprimento dos critérios mínimos de prorrogação com a "possibilidade de prorrogação dessas concessões, desde que: (i) haja plano de recuperação e correção das falhas e transgressões aprovado pela ANEEL; ou (ii) haja a troca do controle acionário e que o novo controlador comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição, a partir de critérios definidos pela ANEEL, com a devida homologação do MME, analogamente ao que ocorreria na hipótese de uma nova licitação."

Neste ponto, embora constante dos critérios mínimos, entende-se que o plano de recuperação e correção das falhas e transgressões, tal como o plano de transferência de controle acionário, seria alternativa válida e eficaz a ser considerada e incluída nas "Diretrizes para o Tratamento das Concessões Vincendas".

Isto porque, considerando que própria normativa vigente permite a apresentação de plano de correção de falhas e transgressões e plano de transferência de controle acionário como alternativa à decretação de caducidade, não seria razoável que a prorrogação das concessões estivesse sujeita a critérios mais rigorosos.

Neste contexto, reforça-se a sugestão de que tanto a apresentação de plano de correção de falhas e transgressões como de plano de transferência de controle acionário em caso devidamente aprovados pela ANEEL sejam consideradas alternativas válidas para a prorrogação da concessão em caso do descumprimento dos critérios mínimos.

Ainda, a Nota Técnica estabelece que os planos estariam sujeitos à aprovação a partir de critérios técnicos a serem definidos pela ANEEL e à homologação pelo Ministério de Minas e Energia.

Neste aspecto, é forçoso reconhecer que certo grau de indefinição normativa pode contribuir para a inovação e eficiência na elaboração desses planos que poderiam ser avaliados e/ou limitados segundo a discricionariedade técnica do Poder Concedente ao analisar cada caso concreto, permitindo soluções específicas que atendam as especificidades de cada área de concessão.

Este modelo mais amplo, sem a definição de critérios objetivos, tem se mostrado exitoso em precedentes recentes do setor elétrico que culminaram na aprovação de planos de transferência distintos e específicos que contribuíram para recuperação de concessões de distribuição do Grupo Rede Energia, Eletrobras e mais recentemente nos casos da CEEE-D, CEA e CELG.

Todavia, em benefício da previsibilidade, isonomia e segurança jurídica, é indesejável que as análises necessárias ao pedido de prorrogação sejam realizadas sem as diretrizes mínimas acerca dos procedimentos e condições para a aceitação destes planos.

Destaca-se que situação semelhante foi observada quando da prorrogação das concessões de distribuição corridas no ano de 2015, quando os concessionários se viram obrigados a assumir o compromisso de cumprir com a futura regra a ser estabelecida acerca da governança corporativa²⁰ o que, de todo, não é desejado.

Neste aspecto, vale observar ainda que a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 36/2021, que tinha por objetivo obter a subsídios à Nota Técnica nº 55/2021-SFG/SCT/SFE/SCG/ANEEL, ao Relatório de Análise de Impacto Regulatório - AIR nº 1/2021-SFG/SCT/SFE/SCG/ANEEL e à minuta de resolução, os quais consolidam proposta de

²⁰ CLÁUSULA OITAVA – GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA

A DISTRIBUIDORA se compromete a empregar seus melhores esforços para manter seus Níveis de Governança e Transparência alinhados às melhores práticas e harmônicos à sua condição de Prestadora de Serviço Público Essencial. Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA obriga-se a observar a regulação da ANEEL sobre Governança e Transparência que poderá compreender, entre outros, parâmetros mínimos e deveres regulatórios relacionados ao Conselho de Administração, à Diretoria, ao Conselho Fiscal, à Auditoria e à Conformidade.

Subcláusula Segunda – Na elaboração da regulação, a ANEEL observará: (i) o estado-da-arte da Governança Nacional e Internacional, privada e pública, balizando-se pelos mais elevados Níveis de Governança do Mercado de Capitais e exigidos por Órgãos Reguladores, além de Estudos de Instituições Acadêmicas ou relacionadas ao desenvolvimento, (ii) o nível de desenvolvimento e as especificidades do Setor Elétrico Brasileiro, inclusive a segregação de atividades e a necessária blindagem e individualização das Distribuidoras, (iii) o porte das Concessionárias; (iv) o lapso temporal para adequação às obrigações regulatórias, entre outros aspectos pertinentes, sempre observando a legislação societária.

regulamentação do artigo 4º-C da Lei nº 9.074/1995, que trata exatamente da possibilidade de apresentação de plano de transferência como alternativa a revogação das outorgas.

Todavia, mesmo que direcionada para os segmentos de geração e transmissão, a referida Consulta Pública ainda não foi concluída, evidenciando o vácuo normativo sobre o tema.

Diante do exposto, tendo em vista a ausência de definição clara acerca dos critérios mínimos para a aprovação dos planos de recuperação das falhas e transgressões bem como de transferência do controle acionário bem como a necessidade de definição destes parâmetros em benefício da segurança jurídica, sugere-se ainda seja estabelecido prazo, a ser contemplado no rito processual da prorrogação da concessão e não superior à data limite para que as concessionárias de distribuição formalizem ou ratifiquem os pedidos de prorrogação da concessão, para que a ANEEL regulamente as diretrizes e critérios mínimos a serem avaliados no âmbito dos referidos planos.

I.g – Da Possibilidade de Antecipação da Prorrogação da Concessões de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica

Ao lançar as diretrizes na Nota Técnica 14/2023, o MME foi claro ao prever o interesse em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão. Vejamos:

Diretrizes para o novo contrato

(...)

4.3.0.17. Por fim, havendo o interesse do Poder Concedente e da atual concessionária em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o 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. Nesse caso, o aditivo contratual incorporará as novas diretrizes e as eventuais contrapartidas sociais a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do seu termo final.

(...)

4.5.4. Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões

4.5.4.1. Conforme já destacado anteriormente, havendo o interesse do Poder Concedente e da atual concessionária em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o 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. Nesse caso, o aditivo contratual conterá as novas diretrizes e as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do seu termo final.

Resta claro que a intenção é no sentido de antecipar a decisão e não o ato de prorrogação em si. Desse modo, restariam preservados, *a priori*, os prazos previstos para o termo dos atuais contratos de concessão.

Por meio de um levantamento preliminar que fizemos nos casos análogos envolvendo antecipação de renovação de contrato de concessão em setores de infraestrutura, constatamos que todos eles endereçam diversos objetivos de forma simultânea, sempre havendo: i) compromissos com metas de atendimento ao mercado (investimentos na expansão, modernização e manutenção da infraestrutura, com modicidade tarifária), ii) condições mínimas para a continuidade da prestação do serviço público adequado (universalização e segurança energética), além da iii) estabilidade regulatória necessária para preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

No caso das concessionárias do Estado do Rio de Janeiro, o desafio para a definição da renovação dos contratos de concessão ainda é maior em virtude de suas respectivas áreas de concessão estarem parte dominadas pelo tráfico e milícias, o que gera um impacto direto na prestação do serviço público de distribuição. Dados publicados pela ANEEL demonstram que, de 2008 até 2020, as perdas comerciais só aumentaram.

Por isso, entendemos que estamos diante de uma oportunidade única para tratar as áreas de concessão críticas de modo mais aderente, considerando as particularidades e dificuldades dessas regiões. Não é razoável que essas provedoras de serviço público de distribuição sejam maleficiadas na execução do escopo previsto nos seus respectivos contratos de concessão.

Sobre o tema, **Fábio Amorim da Rocha** e **João Paulo Menna Barreto**, em artigo intitulado “Concessão de distribuição - tratar diferentes como diferentes”²¹, destacam o entendimento de que os novos contratos devam contemplar o cenário vivenciado nessas áreas, veja-se:

“Nesse cenário, as distribuidoras enfrentam o desafio de garantir a prestação do serviço, manter o padrão de qualidade, combater irregularidades no consumo e a inadimplência em sua área de concessão. Claramente, essa conta não fecha e este pode ser um momento de se contemplar nos contratos a serem renovados estas peculiaridades. Não há como termos contratos de adesão para realidades tão descoladas de todo o país. (...)”

E, neste momento, entendemos oportuno que os novos contratos contemplem expurgos de interrupções do serviço e de perdas comerciais nas áreas de risco, neutralidade para perdas em prazo a ser definido e subconcessões para refletir a realidade de cada área.

²¹ AMORIM, Fábio e; BARRETO, João Paulo Menna. *Concessões de distribuição – tratar diferentes como diferentes*, disponível em: <https://megawhat.energy/news/149282/fabio-amorim-e-joao-paulo-escrevem-concessao-de-distribuicao-tratar-diferentes-como-diferentes>. Acessado em 20.07.2023

Com um modelo totalmente novo, cláusulas estabelecidas nos anos 90 e seus aditivos deverão ser revistas, contemplando uma realidade atual e aderente à cada concessão.”

Nesse sentido, a antecipação da prorrogação do contrato de concessão dessas provedoras de serviço público de distribuição de energia elétrica pode ser um mecanismo indutor de solução, desde que as condições operativas para os concessionários estejam vinculadas à antecipação de benefícios para os seus usuários.

Assim, os fatores que justificariam, *a priori*, a antecipação da decisão quanto à prorrogação seriam, dentre outros, os seguintes: i) possibilidade de obtenção de financiamentos de longo prazo, necessários à viabilização dos novos investimentos; ii) possibilidade de o poder concedente, após a renovação antecipada da concessão, impor novas metas à concessionária; iii) mitigação do risco fiscal de, ao final do término da concessão original, restar elevado saldo a ser compensado à concessionária, devido a investimentos realizados na rede sem tempo hábil para a plena amortização ou depreciação; iv) possibilidade de incorporação imediata de avanços tecnológicos aos serviços cujos prazos de maturação excedam o prazo remanescente do contrato em vigor; e v) maior vantajosidade, diante deste cenário, de a decisão pela prorrogação ocorrer antecipadamente em comparação à postergação da decisão para os meses finais da outorga.

Importante ressaltar que, caso seja levado adiante o processo de antecipação da prorrogação das concessões do Estado do Rio de Janeiro, deverá ser observada como uma das condicionantes a manutenção do ritmo dos investimentos para ampliar a escala e eficiências derivadas do conhecimento acumulado, que agora podem ser potencializadas em benefício da prestação do serviço público.

A título colaborativo, como referência, vale citar a antecipação da prorrogação das concessões *upstream* do Pré-Sal que vem sendo realizada pela ANP desde 2014, cujo prazo inicial se encerraria em 2025. Essa medida teve como propósito a redução do declínio da produção/extensão do ponto de abandono dos campos, além de garantir prazo para a amortização dos investimentos intensivos realizados.

Os setores de Ferrovias e Rodovias também possuem precedentes relevantes no que respeita à prorrogação antecipada, sobretudo com análises feitas pelo Tribunal de Contas da União.

Adicionalmente, pela ótica do custo de capital, as captações voltadas para a realização de infraestrutura têm prazos de amortização alongados, o que comprometeria a possibilidade de captação das concessionárias para o último ciclo dessas linhas mais eficientes, aumentando seu custo de capital de terceiros. Em contrapartida, a redução de incerteza quanto ao tema da

prorrogação levaria a uma redução do custo de capital, por conta da diminuição do risco, conforme *paper* da *Coopers & Lybrand* sobre incerteza no setor elétrico²².

Por fim, resta o interesse público de um ciclo virtuoso diante dos desafios do Estado do Rio de Janeiro onde a distribuição de energia se coloca como meio vital nesse desenvolvimento.

I.h – Previsão de digitalização das redes

Dentre os pontos elencados na NT nº 14/2023/SAER/SE destaca-se a questão da digitalização de redes, tendo sido ressaltado seu potencial de incremento de serviços potencialmente ofertados por parte das distribuidoras, bem como de se tornar um vetor de simplificação na relação entre as concessionárias e os consumidores finais:

4.5.6.1. O processo de digitalização no setor de energia elétrica pode trazer grande oportunidade, em diversas áreas, trazendo mais eficiência ao sistema, permitindo atuação mais ativa dos consumidores.

4.5.6.2. Os sistemas digitais aplicados ao setor elétrico facilitarão e simplificarão a relação dos consumidores com os provedores de serviços de energia elétrica.

4.5.6.3. Também é esperada ampliação da gama de serviços de utilidades que podem ser prestadas pelos concessionários, alterando a relação hoje existente entre concessionário e consumidor de energia elétrica.

4.5.6.4. Em termos práticos, serviços simples poderão ser ofertados no âmbito da relação entre concessionário e consumidor, tais como informação em tempo real sobre o seu consumo, gestão financeira e novas possibilidades de arranjos tarifários, mais condizentes com as necessidades dos consumidores.

O tema em questão se alinha com algumas das diretrizes delineadas para as contrapartidas sociais da renovação indicadas na NT (item 4.7.1,X,), especialmente a efficientização das áreas de concessão com elevado nível de perdas não técnicas (diretriz 'b') e a modernização de sistemas de medição, com a finalidade de propiciar soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários (diretriz 'd').

Sabe-se que o setor elétrico tem papel crítico na transformação da sociedade e que o atual contexto de transição energética amplia os desafios e os dilemas em torno da renovação ou licitação das outorgas vigentes, sobretudo para o segmento de distribuição, que vem passando por um processo de transformação.

Considerando que as distribuidoras de energia elétrica são as responsáveis pelo último elo do processo de oferta de energia, mostra-se natural o aproveitamento desse contato direto com os consumidores para a oferta e prestação de serviços que tenham sinergia com as atividades já exercidas pelas concessionárias no cumprimento regular de seus deveres.

²² COOPERS & LYBRAND. Working Paper n. B2: Regulatory Map Rio de Janeiro: MME/SEN/ELETOBRÁS. dec./1996.

Nesse esteio, ressalta-se que a digitalização do relacionamento entre os consumidores e a distribuidora abre espaço para a oferta de novos serviços além dos já ofertados atualmente, viabilizando o auferimento de receitas pela concessionária.

Na medida em que essa oferta de serviços foi possibilitada/facilitada pela condição de concessionária de serviço público, entendemos razoável que parte da receita auferida com essas atividades seja revertida para a atividade fim da concessão, com o objetivo de contribuir na modicidade tarifária.

Além do potencial de proporcionar a expansão de serviços oferecidos aos consumidores, quando se fala em digitalização de redes merece destaque o auxílio da tecnologia no processo de descarbonização – chave para enfrentar os desafios da deterioração do meio ambiente – e na superação dos atuais desafios relacionados à alteração do perfil do sistema de distribuição.

Se na década de 1990 o setor elétrico brasileiro era caracterizado pela geração de energia elétrica centralizada em grandes empreendimentos e por um fluxo de potência unidirecional, o contexto atual é de um mundo descentralizado e digitalizado. Nele, as distribuidoras passam a ter um novo papel tendo em vista a difusão de tecnologias que possui o condão de transformar os sistemas elétricos e impactar os serviços de distribuição de energia elétrica – tais como as microrredes, usinas virtuais, medição inteligente, veículos elétricos, uso de baterias, entre outros.

Para fazer frente a estes desafios, as empresas de distribuição de eletricidade irão atuar cada vez mais como Operadores de Sistemas de Distribuição –DSO's, da sigla em inglês. Se hoje elas estão no segmento de *Utilities*, nos próximos anos a tendência é que também se tornem *Facilities*, o que demandará não só uma certa flexibilidade em seus contratos de concessão como também novos serviços para o adequado gerenciamento de um ambiente que combina recursos energéticos distribuídos.

Interessante notar que, em consonância com as ações mundiais, o Brasil vem buscando formas de possibilitar a criação de um ambiente experimental para testar novos produtos, serviços e modelos de negócios, sem a aplicação das regras e regulamentos usuais. Um exemplo recente é a Nota Técnica nº 33/2023-STD/SGM/STE/STR/ANEEL, veja-se:

38. No setor de energia, a Alemanha identificou a necessidade de testar soluções inovadoras para um sistema de energia do futuro que se baseia cada vez mais em fontes renováveis de energia e maior eficiência energética, e que também é altamente digitalizado. Em resposta, o Ministério dos Assuntos Econômicos (então BMWi, atual BMWK) criou, em 2016, o sandbox regulatório de grande escala intitulado “Mostras de Energia Inteligente – Agenda Digital para a Transição Energética”⁹ (SINTEG), oferecendo espaços temporários em que soluções para problemas técnicos, desafios econômicos e regulatórios relacionados para a transição energética podem ser desenvolvidos e demonstrado.

39. Além disso, estabeleceu as “caixas de proteção regulatórias para a transição energética” como um novo pilar de financiamento no 7º Programa de Pesquisa em

Energia. O objetivo é experimentar inovações técnicas e não técnicas na realidade e em escala industrial em principais áreas da transição energética. O foco do primeiro concurso de ideias para os “sandboxes regulatórios para a transição energética”, para projetos a serem realizados de 2019 a 2022, foi nos segmentos de “acoplamento setorial e tecnologias de hidrogênio”, “armazenamento de energia em larga escala no setor elétrico” e “bairros energeticamente otimizados”. (...)

61. Nos casos de flexibilização regulatória, a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 9.224/2020, autorizando a Companhia Paranaense de Energia – Copel a realizar projeto-piloto de chamada pública para contratar energia elétrica proveniente de geração distribuída, nos termos dos arts. 14 e 15 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, e formar microrredes, para melhorar a confiabilidade e continuidade do suprimento aos consumidores integrantes dos conjuntos elétricos relacionados no edital da chamada pública.

Nesse sentido, entendemos que a renovação proposta pelo MME é de extrema importância, pois além de permitir que os contratos da década de 90 se adequem a esta nova realidade que traz a necessidade da modernização das infraestruturas existentes e de investimento de montantes expressivos de recursos, também potencializa a inclusão social na medida em que com a digitalização das redes, as comunidades passam a ter um maior e melhor acesso à energia elétrica em suas residências. Conseqüentemente, abre-se a possibilidade de os consumidores terem um maior acesso à internet e ao uso de equipamentos básicos como geladeira, televisão e celular.

Na linha exposta e buscando trazer embasamento de quem conhece o setor elétrico nacional e internacional, veja-se o entendimento de **Joisa Dutra**, diretora do FGV CERI, doutora em economia pela FGV EPGE e ex-diretora da ANEEL e **Romário Batista**, pesquisador do FGV CERI e ex-secretário de Parcerias em Energia, Petróleo, Gás e Mineração do PPI. Ambos são referências técnicas no setor elétrico e publicaram em 22/08/2022 no Portal – “**Brasil Economia e Governo**” o artigo “**Efeito Fim de Jogo nas Concessões de Eletricidade**”.

Importante destacar alguns entendimentos, conforme abaixo:

“Os investimentos para adaptar as redes de distribuição ao conceito DSO são vultosos e não meramente incrementais. Isso é ilustrado em artigo recente de Anna Brockway e coautores, que foca na companhia PG&E, uma das três grandes utilities que operam na Califórnia. A análise mostra que a penetração dos veículos automotores elétricos em patamar coerente com os compromissos climáticos para aquele estado demandaria aumentar muito os investimentos nos sistemas de distribuição. Para ilustrar, os investimentos requeridos para aquele fim até 2025 correspondem ao triplo do projetado pela empresa no período. Análises semelhantes ainda não estão disponíveis por aqui. Mas são essenciais para pactuar as condições entre Poder Concedente e concessionário para viabilizar investimentos consistentes com a almejada ‘transição energética’ para fontes limpas nas próximas décadas. Anna Brockway (2022) et al. ‘Can Distribution Grid Infrastructure Accommodate Residential Electrification and Electric Vehicle

Adoption in Northern California?’ Energy Institute at Haas Business School Working Paper 327.” (grifou-se).

Buscando, ainda, embasar nossa contribuição, importante trazer ensinamentos dos ilustres **Acacio Barreto**, que é Mestre em Engenharia de Produção na área de Sistemas de Gestão, pela UFF - Universidade Federal Fluminense e T.U. Braunschweig-Hannover (2008), graduação em Engenharia Elétrica pela UCP - Universidade Católica de Petrópolis (1980) e 5 (cinco) Especializações, e **Felipe Gonçalves**, que é Doutorando em Sistemas Computacionais da Engenharia Civil e Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ. Esses autores publicaram em **setembro de 2022, pela FGV ENERGIA**, Opinião embasada e que reforça esta contribuição. Senão vejamos:

“Passados 10 anos da publicação dos resultados do P&D Estratégico CP 011/2010 da Aneel que analisou o arcabouço regulatório, e os custos e benefícios de um plano de implantação das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, pouco evoluiu no que se refere aos medidores. Todavia, no contexto atual de abertura do mercado, de necessidade urgente de recursos de flexibilidade, de mudança aguda no comportamento e expectativa dos consumidores, a medição inteligente se torna fator crítico. Pensar a modernização das estruturas de mercado e das relações entre agentes sem adoção de uma interface mais inteligente com o consumidor é aproveitar somente uma ínfima parte do potencial de transformação e otimização disponível.

A participação ativa dos consumidores no mercado de energia e a consequente evolução dos modelos de negócio da distribuição dependem sobremaneira da digitalização. Isso precisa acontecer mesmo diante dos desafios impostos pelas diferenças regionais e a complexidade das distintas áreas de concessão das distribuidoras. Em particular, os medidores são essenciais para a eficácia do consumo de energia (eficiência energética) e para otimização dos recursos econômicos, além de facilitarem a promoção de uma economia de baixo carbono. A medição inteligente conecta o consumidor de eletricidade às oportunidades trazidas pela modernização do setor.

A transparência na composição da tarifa se dá principalmente, pela discriminação das parcelas de energia e da remuneração do fio, ou seja, da remuneração dos ativos da rede de distribuição. De forma direta, a separação dessas parcelas permite a alteração do fluxo monetário entre os agentes do setor. No caso brasileiro, a mudança no caminho percorrido pelo dinheiro tem consequências no financiamento da expansão, alterando sobremaneira o papel das distribuidoras na função garantidora dos investimentos. Por outro lado, a transparência na tarifa, em conjunto com o poder de seleção de seus fornecedores, leva o consumidor a um comportamento mais elástico (incentivado a responder às variações de preço). Por esse motivo, a abertura de mercado é vista como gatilho para a introdução de estratégias no gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Dependentes da medição inteligente, essas estratégias são capazes de postergar investimentos e

otimizar a utilização do sistema, com externalidades econômicas para a sociedade como um todo. (...)

Além do GLD, a medição inteligente também é fundamental para a integração de outros recursos energéticos distribuídos (RED) capazes de suportar a variabilidade de fontes renováveis, como os armazenadores de energia (baterias e veículos elétricos). Além de ser fundamental para a introdução sustentável da geração distribuída (GD), uma vez que registra de forma temporal e granular os fluxos de consumo e geração.

Na perspectiva do mercado, a mudança no comportamento do consumidor – associada aos medidores inteligentes e à inserção dos RED – abre a oportunidade de novos modelos de negócio e da entrada de novos agentes (maior competitividade). Medidores digitais munidos de dispositivos de comunicação permitem a prestadores de serviços gerenciarem remotamente o consumo de residências e seus dispositivos de geração (placas solares), eletrodomésticos, ar-condicionado e outros. Permitem a implantação de fato da figura do agregador de carga (e/ou de medição) e a criação de um novo serviço de venda de flexibilidade para o sistema e/ou para a distribuidora fio. Com isso, viabilizam-se modelos de negócio baseados em serviços conjugados ao fornecimento de energia (*energy as a service*), onde a internet das coisas e as redes inteligentes criam possibilidades imensuráveis. Esse novo mundo, no entanto, acontece exclusivamente com a implantação da medição inteligente e sua contínua inovação tecnológica.

Para que todos esses benefícios sejam apropriados pelo consumidor é preciso mapear os custos globais e definir uma estratégia de substituição para os mais de 80 milhões de medidores existentes, com menor impacto para todos. A substituição em massa (*rollout*) de medidores não pode acontecer a qualquer custo. É prudente que os reguladores – atentos à modicidade tarifária – definam racionalmente como selecionar e remunerar os investimentos. Os custos do processo de *'metering'* não se restringem ao medidor. A implantação da medição inteligente também considera custos com sistemas de comunicação, suporte e logística, *hardware e software* - motivo pelo qual a sua implantação tem custos elevados em modernização de rede, considerando que o reconhecimento tarifário adequado é somente uma das possibilidades. Uma melhoria das regras de fomento, reconhecimento e remuneração dos investimentos em modernização tem o condão de destravar o estímulo das distribuidoras, podendo acelerar o processo de modernização do setor. (...)

Como desafio adicional para a regulação, destaca-se a velocidade da obsolescência tecnológica esperada pelos ativos de medição, para os quais se espera que a depreciação contábil não seja mais lenta que a depreciação física (vida útil). Além disso, a depreciação anual dos ativos relacionados à digitalização é bastante superior à da média dos ativos da concessão e, pelas regras atuais, o ativo é incorporado à base de remuneração regulatória por seu valor depreciado até o

momento da revisão tarifária, o que incentiva instalação massiva no último ano do ciclo, fato não ideal e não sustentável. O reconhecimento dos investimentos prudentes do *metering* e sua incorporação nas tarifas nas revisões, bem como a adequação de sua depreciação ao seu ciclo de vida são fatores críticos para a implantação incremental e continua a baixos custos da medição inteligente. Sugere-se o reconhecimento do investimento do medidor de forma integral no primeiro ano do ciclo tarifário subsequente o rollout do medidor. Outra sugestão, seria enquadrar esse investimento de modernização no REIDE (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura).

Ainda sobre a questão tecnológica, sem a intervenção do regulador é mais provável que haja uma proliferação de padrões e funcionalidades de equipamentos de medição inteligente com o foco maior nos benefícios para fornecedores e concessionários, em detrimento do consumidor ou do sistema de energia. Existe ainda o risco de que a falta de critérios e definições leve a uma implantação mais cara e menos segura, pois é improvável que todos os fornecedores sigam as mesmas especificações, resultando em economias de escala.

Outro ponto de atenção para a regulação está relacionado a remuneração dos medidores mecânicos em operação e ainda não amortizados. Uma substituição massiva desses equipamentos leva ao aumento dos ativos irrecuperáveis a serem financiados por meio das tarifas do serviço de distribuição.”

Enfim, os pontos mencionados por 4 especialistas de notório e reconhecido saber setorial precisam ser levados em consideração. O tema da digitalização de redes precisa considerar as nuances deste tema com relação a ativos da distribuidora, vida útil, impacto na tarifa, diferenças regionais e entre distribuidoras para uma melhor visão e análise.

Nesta linha, importante trazer a esta contribuição dados publicados recentemente no **Anuário Estatístico de Energia Elétrica, EPE, 2023, ano base 2022**, que demonstra a existência oficial de aproximadamente 90,5 milhões de consumidores distribuídos entre as classes residencial, comercial, rural e demais classes em todo país (sem incluir o ACL).

Se fizermos uma conexão entre a existência de 90,5 milhões de consumidores (cada unidade consumidora com seu medidor de consumo) e pensarmos que estes pertencem às concessionárias de distribuição, fazem parte de seu ativo imobilizado e estão ao longo do tempo sendo depreciados, estamos diante de um sério problema.

É sabido que a legislação metrológica e a Resolução Normativa Aneel nº 674/2015 atribuem vida útil de 25 anos a medidores eletromecânicos e de 13 anos aos demais medidores.

Portanto, como trocar em 5 anos, via Plano de Investimentos, os 90,5 medidores já instalados pelo mesmo número de medidores inteligentes que serão a base de sustentação da modernização e soluções tecnológicas e outros serviços a serem apresentados aos usuários, como a própria NT disciplina?

Por tudo descrito e transcrito neste item, registre-se que nossa contribuição se alinha à necessidade de digitalização de redes, mas está a mesma intimamente associada aos pontos levantados e transcritos, produzidos academicamente pelos especialistas acima citados. Temos inúmeros pontos de atenção e esta contribuição e este momento são extremamente oportunos para definirmos a distribuidora do futuro, seu mercado, tarifa, novos negócios, tempo de maturação e como este serviço e o agente serão preservados e apoiados para realizar tudo que a sociedade espera e com o olhar para a modicidade tarifária, prevista no artigo 6º da Lei nº 8987/1995 e em cláusulas de todas as distribuidoras de energia, não só as 20 que deverão ser prorrogadas.

A título de provocação e finalizando este tema, algumas perguntas para as quais esperamos respostas, a saber: Quem arcará com o ônus de um custo de milhões de medidores inteligentes em restrito espaço de tempo? Consumidor ou via tarifa? Acionistas? Estas perguntas precisam estar claras e definidas, até porque guardam total relação com o termo aditivo a ser assinado, o novo modelo setorial que se avizinha e que deverá ser aderente a realidade e sustentação do segmento de distribuição.


II - DOS PEDIDOS

Assim, diante do exposto, a CEELE e CODA, comissões vinculadas à OAB/RJ, apresentam suas contribuições à referida Consulta Pública nº 152/2023, instituída por meio da Portaria MME nº 737/2023.

Sendo o que nos cumpria para o momento, a CEELE e CODA, vinculadas à OAB/RJ, se colocam à disposição.

Atenciosamente,

Fábio Amorim
Presidente da Comissão Especial de Energia
Elétrica (CEELE – OAB/RJ)



Márcio Monteiro Reis
Presidente da Comissão de Direito
Administrativo (CODA– OAB/RJ)