

O PROCESSO DE PRORROGAÇÃO DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO CASO BRASILEIRO SOB A PERSPECTIVA DOS
PAÍSES LATINO-AMERICANOS





AUTORES E COLABORADORES:

David Felipe Acosta Correa, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca, Sandra Marcela Quijano López, Andrea Perez, Romina Aguillar, Lucía González, Larissa Cunha, Horacio Nadra, Claudio Bulacio, Gastón Blanquet, Hilario Bistoletti, Edgardo Volosín, María José Pérez Vanmorlegan, Jose Luis Marinelli, Luiz Felipe Falcone De Souza, Lucas Noura De Moraes Rego Guimarães, Fabiano Carvalho da Rosa, Talita Darwiche, Guilherme Lencastre, Anna Paula Pacheco, Aldo de Jesus Pessanha, Vanderlei Martins, Cristiano De Lima Logrado, Enio da Cunha Leal, Francisco Mualim, Víctor Alejandro Tavera, Pablo Antonio Jofré, Daniel Ignacio Gómez Sagner, Patricio Molina, Gina Constanza Pastrana Silva, Yohana Galvis Silva, Patricio Quituisaca, Vicente Barrera, Sergio Zambrano, Lissette Barrios Pinzón, Dimas Carranza, Mónica Cataldo, Jorge Ponce, Javier Alexander Muro Rosado, Giancarlo Pérez Salinas, Walter Sciutto Brattoli, Ernesto San Miguel Lynch.

Data:
Maio de 2024



SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	5
01	EXPERIÊNCIAS LATINOAMERICANAS	11
	ARGENTINA	12
	CHILE	14
	COLÔMBIA	16
	EQUADOR	18
	GUATEMALA	20
	PERU	22
	EUROPA	24
02	CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CASOS DE PRORROGAÇÃO APLICADOS NO BRASIL	26
	CONTEXTO HISTÓRICO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL	27
	PROCESSO DE PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES VINCENDAS NO BRASIL NO PERÍODO DE 2025 A 2031	29
03	CONSIDERAÇÕES FINAIS	36
04	REFERÊNCIAS	38



INTRODUÇÃO

A atividade de distribuição de energia elétrica, por se tratar de um monopólio natural e um serviço público, tem como objetivo a eficiência, o acesso universal e opera sobre o que se denomina regime regulado, em que a remuneração e a tarifa são reguladas por uma normativa, à diferença do que seria um regime de mercado livre. Em alguns países se aplica um modelo baseado em concessões, que tem como objetivo estabelecer a base jurídico-regulatória para fornecimento do serviço de distribuição, bem como os direitos e os deveres das partes envolvidas.

A região da América Latina apresenta uma pluralidade de modelos regulatórios, ao mesmo tempo em que conserva como objetivo comum promover a qualidade no fornecimento, a satisfação do consumidor, a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das partes, e o desenvolvimento sustentável do setor energético.

O desenvolvimento da atividade de distribuição foi pautado na expansão da rede e na integração de novas unidades consumidoras ao sistema. Porém, atualmente, além de manter este atendimento, é também desafiada a suprir a crescente demanda por eletrificação e por incorporação de recursos energéticos distribuídos.

Tendo por objetivo contribuir com o debate em curso no Brasil acerca do processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, estruturou-se o presente trabalho em três partes. A primeira parte traz uma análise que descreve os modelos regulatórios de

prestação do serviço de distribuição existentes nos países membros da ADELAT – Associação das Distribuidoras de Energia Elétrica na América Latina. A segunda parte contextualiza o regime brasileiro e analisa a discussão em torno das diretrizes propostas pelo Ministério de Minas e Energia brasileiro para o processo de prorrogação em curso no país. A terceira parte apresenta as considerações finais para contribuir com a discussão acerca do modelo a aplicar ao processo de renovação das concessões que melhor atenda ao interesse público.

Conforme Tabela 1, são abordados objetivamente seis tópicos chave ao processo de avaliação estratégica dos contratos de distribuição na Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, Equador, Guatemala e Peru. São eles: 1) o modelo contratual; 2) o prazo e duração dos contratos; 3) as condições de prorrogação; 4) as obrigações contratuais; 5) a caducidade dos contratos e 6) indenização pela reversão dos ativos. Adicionalmente, se apresenta uma caracterização resumida dos modelos de distribuição europeus.

Tabela 1. Avaliação Estratégica dos Regimes Contratuais para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nos países membros da ADELAT.

AVALIAÇÃO ESTRATÉGICA		ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLÔMBIA	EQUADOR	GUATEMALA	PERU
Modelo Contratual		Concessão	Concessão	Concessão	Autorização	Autorização	Autorização	Autorização
	Prazo e Duração	95 anos	30 anos	Prazo indeterminado nas antigas concessões e temporário nas novas operadoras	Prazo indeterminado	Prazo de vigência estabelecido no título habilitante	50 anos	Prazo indeterminado
Condições de Prorrogação		Se estabelece um período de gestão a cada 10 anos (atualmente suspensão)	Pode ser prorrogado por mais 30 anos	Não se aplica para as antigas concessões e nas novas não há previsão de prorrogação	Não há previsão contratual, pois o prazo é indeterminado	Pode ser prorrogado se for conveniente ao interesse do Estado	Não há previsão de prorrogação	Não há previsão contratual, pois o prazo é indeterminado
	Obrigações Contratuais	Aplicação Tarifas Reguladas, Qualidade, Plano de Investimento, Atendimento Consumidor	Aplicação Tarifas Reguladas, Qualidade, Segurança, Controle Patrimonial, Atendimento Consumidor	Aplicação Tarifas Reguladas, Qualidade, Acesso a Terceiros, Plano de Investimento, Atendimento Consumidor	Aplicação Tarifas prazo é indeterminado Reguladas, Qualidade, Plano de Investimento, Atendimento Consumidor, Prevenção de Perdas de Energia	Aplicação Tarifas Reguladas, Expansão do Sistema, Qualidade, Atendimento Consumidor	Aplicação Tarifas Reguladas, Qualidade, Manutenção do Sistema, Acesso a Terceiros	Aplicação Tarifas Reguladas, Expansão e Manutenção do Sistema, Qualidade, Atendimento Consumidor, Acesso a Terceiros
Caducidade dos Contratos		Quando as multas anuais superarem em 20% a receita anual da distribuidora	Quando não cumprir os requisitos de qualidade e gestão econômico-financeira	Quando 2/3 das obras do plano de investimento não forem realizadas	De forma geral, quando não cumprir os requisitos de conformidade regulatória	Casos previstos conforme LOSPEE - “ <i>Terminación de la autorización de operación</i> ”	Quando as multas anuais superarem em 20% a receita anual, se a distribuidora nega permissão de acesso a terceiros, se é verificada má qualidade do serviço, ou por mútuo acordo	Quando não forem cumpridos os requisitos de qualidade, o abastecimento da demanda regulada ou o pagamento aos geradores
	Indenização pela Reversão dos Ativos	Por meio da venda das ações majoritárias deduzidas das dívidas	Por meio do cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida (não depreciados)	Por meio do cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida	Por meio do cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida	Não é prevista indenização por se tratar do próprio Estado	Por meio da valoração dos ativos leiloados deduzidos dos custos incorridos	Por meio da valoração dos ativos leiloados deduzidos dos custos incorridos



O desenvolvimento da **atividade de distribuição** foi **pautado na expansão da rede e na integração** de novas unidades consumidoras ao sistema.

Constata-se que, no segmento da distribuição, muitos países não adotam um prazo para as concessões de distribuição de energia elétrica ou, quando o adotam, o período de vigência é consideravelmente longo, exatamente porque os preços já são continuamente regulados e a qualidade do serviço é permanentemente observada e avaliada. De todo modo, corrobora-se que o interesse público deve sempre pautar a discussão sobre o melhor modelo e condições a serem traçadas ao firmar os contratos de prestação do serviço de fornecimento de energia.

Oportunamente, complementa-se com uma exposição da discussão em curso no Brasil acerca do processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. De forma resumida, a contextualização mostra que existem dois grupos de concessões de distribuição no Brasil:

(i) o primeiro grupo de concessionárias, composto por estatais e privadas, teve, em 1995, seu contrato de concessão prorrogado por 20 anos e, entre 2015 e 2018, novamente prorrogado por mais 30 anos. Em ambos os

casos, a prorrogação ocorreu sem contrapartida financeira, exigindo-se apenas o cumprimento das cláusulas econômico-financeiras e de qualidade; e (ii) o segundo grupo contempla as concessionárias que foram privatizadas por meio de leilões realizados entre 1995 e 2001, com prazo do contrato de 30 anos. Para essas empresas, a aquisição do direito de exploração da concessão ocorreu via licitação.

A partir de 2025, tem-se o término dos contratos de 20 concessões de distribuição de energia elétrica, pertencentes ao segundo grupo mencionado acima, ou seja, cujas empresas foram privatizadas após 1995, sob a égide da Lei nº 9.074, a qual normatiza a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Há previsão legal e contratual quanto à possibilidade de prorrogação desses contratos, a critério do poder concedente, ou seja, do Ministério de Minas e Energia (MME), uma vez verificado o atendimento do serviço adequado.

Assim, de forma a contribuir com a discussão

do tema, as distribuidoras e outros agentes do setor submeteram suas contribuições no âmbito da Consulta Pública 152/2023 do MME registrando particulares alinhamentos e ressalvas com a proposta originalmente apresentada pelo Ministério, conforme Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE (NT 14). Ressalta-se que o referido processo de prorrogação segue em curso, tendo sido publicada uma segunda nota técnica pelo MME, a Nota Técnica nº 19/2023/SAER/SE (NT 19), a qual analisa as contribuições formuladas pelos agentes na Consulta Pública supracitada. Como próximos passos, são aguardadas a publicação das diretrizes finais pela Casa Civil via decreto, e a posterior regulamentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A título de síntese, a seguir, são expostos quatro pontos-chave desse debate em curso no Brasil.

Critérios mínimos para prorrogação das concessões vincendas: são dois os critérios apresentados pelo MME a serem atendidos pelas empresas de distribuição de modo a viabilizar a prorrogação da concessão. O primeiro critério corresponde à qualidade do fornecimento com base em indicadores de frequência e duração média das interrupções (FECi e DECI). O segundo refere-se à eficiência da gestão econômico-financeira da concessão (EBITDA maior que a soma de QRR – Quota de Reintegração Regulatória e Juros da Dívida). A escolha dos referidos critérios demonstra aderência à regulamentação vigente e possibilita uma avaliação pelo Poder Concedente de forma objetiva, contribuindo, assim, para um ambiente de segurança jurídica e previsibilidade do setor, bem como para preservação da isonomia entre as empresas do setor de distribuição.

Contrapartidas sociais e os recursos financeiros atrelados: o MME recomenda

que a prorrogação das concessões vincendas deve ser acompanhada de contrapartidas sociais que atendam questões voltadas à melhoria do segmento de distribuição, na forma de investimentos direcionados à eficiência energética e à modernização das redes de distribuição. Em relação às fontes de recursos financeiros para aplicação nas contrapartidas sociais, o MME apresentava quatro possibilidades em sua NT 14: (i) Eventual excedente econômico obtido pelas concessionárias; (ii) Recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética; (iii) Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa; e (iv) Excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões do país. Após contribuições do setor quanto à inadequação da cobrança de contrapartidas a partir de mensuração de excedente econômico e de benefícios fiscais da SUDAM/SUDENE, em função de questões legais, fiscais e regulatórias, a origem dos recursos inicialmente propostos para aplicação nas contrapartidas sociais gerou a necessidade de uma análise crítica por parte do MME. Em recente NT 19, o MME expõe sua concordância quanto à inadequação da cobrança de contrapartidas a partir de mensuração de excedente econômico e à impossibilidade jurídica de captura dos benefícios fiscais da SUDAM/SUDENE.

É preciso reconhecer que o modelo regulatório vigente já inclui o compartilhamento de benefícios de eficiência obtidos pelas empresas concessionárias ao longo do tempo com os consumidores e que estes benefícios são deduzidos das tarifas a ciclo tarifário, tornando-a mais acessível e gerando benefícios ao consumidor. A ANEEL contempla, em vários

aspectos da metodologia de revisão tarifária, elementos que buscam refletir estes valores eficientes, cuja referência regulatória se estabelece em função da observação dos custos reais das empresas. De fato, o modelo atual aplica o Fator X (fator de compartilhamento dos ganhos de produtividade) sobre os custos totais, a incidência do custo ponderado de capital (WACC regulado) sobre a Base Regulatória de Ativos Amortizados e Depreciados (BRR líquida) da empresa real, e modelos de competição de referência e benchmarking para definir níveis eficientes para os custos de operação e manutenção, as perdas elétricas e a qualidade do serviço prestado. É reconhecido que a regulação por incentivos aplicada pela agência tem gerado resultados significativos aos consumidores em termos de acessibilidade tarifária nos custos gerenciáveis pela distribuidora (Parcela B).

Digitalização e modernização das redes: o MME sinaliza a digitalização das redes como oportunidade de ganhos ao consumidor e à concessionária, apontando como tema a ser considerado no processo de prorrogação das concessões. Contudo, o tema da digitalização das redes é deveras importante para ser apenas “acoplado” nas discussões em curso sobre prorrogação das concessões, merecendo uma discussão apartada e aprofundada quanto às suas diretrizes. Além disso, seus efeitos devem ser sentidos de maneira isonômica e uniforme por todas as concessões e não apenas por uma parcela. Entende-se que no fórum adequado será possível investigar e debater com a sociedade, inclusive, como a digitalização será adequadamente remunerada e, ao fim, contribuirá à transição energética. Nesse sentido, um novo papel a ser desempenhado pelas distribuidoras no contexto da transição energética requer que (i) a regulação se adeque tempestivamente com incentivos adequados às mudanças previstas,

conciliando modicidade tarifária, melhoria da qualidade e equilíbrio econômico-financeiro; e que (ii) o poder concedente confira maior flexibilidade nos instrumentos contratuais para que a regulação possa ser adaptada às mudanças tecnológicas ao longo do tempo, visto o processo evolutivo da tecnologia prevalente.

Remuneração dos investimentos em tecnologias modernas: o MME também sinaliza a realização de investimentos em modernização de redes e serviços. 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, uma discussão mais aprofundada sobre o tema é desejada, sem que, para isso, haja prejuízo no prazo afeto à prorrogação das concessões. É fundamental que as necessidades de investimento sejam devidamente alocadas no tempo, de forma que o seu necessário reconhecimento e remuneração sejam suficientes e oportunos para garantir a modernização das redes, de forma sustentável aos negócios, onerando os clientes apenas em patamar compatível com a renda e as necessidades.

Pode-se constatar que o modelo regulatório brasileiro, baseado na regulação por incentivos, tem possibilitado a evolução dos indicadores de qualidade de atendimento, ampliando a expansão dos sistemas, universalizando os serviços de fornecimento de energia elétrica e, ao mesmo tempo, repartindo com a sociedade os ganhos de eficiência dos agentes.

Dentro do contexto da transição energética, o

segmento de distribuição de energia elétrica é figura essencial, pela sua estratégica colocação na cadeia produtiva da indústria elétrica. Desse modo, as distribuidoras devem possuir saúde econômico-financeira forte o suficiente para serem líderes em inovação e, assim, servirem de alavanca à transição.

A modernização das redes perpassa correspondente modernização dos esquemas regulatórios, de modo a fornecer previsibilidade e garantia às distribuidoras no que tange a remuneração dos investimentos, e transmitir sinais de preço eficientes aos consumidores. Contudo, compreende-se que tais aperfeiçoamentos regulatórios resultam de um processo de revisão contínuo, sendo factível e recomendado que aconteça de forma aprofundada e apartada de qualquer discussão pertinente ao regime contratual aplicado à distribuição de energia elétrica e ao processo de prorrogação dos contratos, quando aplicável.

O desenho dos modelos contratuais deve manter como premissa a sustentação dos requisitos mínimos capazes de garantir qualidade no fornecimento, satisfação do consumidor, equilíbrio econômico-financeiro das partes e desenvolvimento sustentável do setor, além de agregar a flexibilidade necessária para evolução e adequação dos marcos regulatórios frente os desafios da transição energética.

No caso brasileiro, cumprindo com os requisitos de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, a prorrogação é a alternativa que mais atende ao interesse público, já que evita a interrupção ou a deterioração na prestação do serviço e os riscos de frustração em possíveis licitações.

01

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS



Nos mercados de eletricidade na América Latina, espera-se encontrar padrões de similaridade em relação ao modelo organizacional das atividades no setor elétrico e sua abertura à iniciativa privada.

Nos mercados de eletricidade na América Latina, espera-se encontrar padrões de similaridade em relação ao modelo organizacional das atividades no setor elétrico e sua abertura à iniciativa privada.

Nesse sentido, deve-se lembrar que a indústria de eletricidade latino-americana passou por ciclos de desenvolvimento, sendo o último caracterizado por reestruturações e abertura a capitais privados nas décadas de 1980 e 1990. Essas transformações induziram a celebração de contratos com o Poder Concedente para reger a exploração das concessões.

No caso das atividades de distribuição, por se

tratar de indústrias de rede (monopólios naturais), prevalece o objetivo da eficiência na prestação de serviço público, com destaque para a garantia de acesso universal e modicidade tarifária. Nesse caso, nestes contratos a preocupação principal reside na capacidade de o agente privado realizar investimentos, operar instalações e prover serviços com qualidade.

Portanto, o objetivo deste estudo é avaliar o estado de desenvolvimento jurídico-regulatório nos contratos de distribuição, compreendendo o contexto dos países latino-americanos Argentina, Chile, Colômbia, Equador, Guatemala e Peru, que possuem empresas associadas à Associação das Distribuidoras de Energia Elétrica na América

Latina (ADELAT), assim como uma caracterização resumida dos modelos de distribuição europeus. Além disso, este trabalho complementa com uma exposição detalhada da realidade brasileira, apoiando o processo em curso de prorrogação das concessões brasileiras.

Assim, foi realizada uma avaliação da legislação e foram entrevistadas algumas distribuidoras de cada país, sobre os principais atributos no modelo de contrato da distribuidora de energia elétrica: o modelo contratual, prazo e duração, condições de prorrogação, obrigações contratuais, caducidade dos contratos e indenização pela reversão dos ativos.

Esse trabalho também apoiará a avaliação do ambiente regulatório, decorrente do regime jurídico adotado nestes países latino-americanos, que pode provocar insegurança jurídica, em maior ou menor grau, no que se refere à avaliação do desempenho da distribuidora ao longo da vigência das concessões. Isso considerando que, nos momentos de prorrogação dos contratos, a instabilidade das regras e dos critérios de aplicação pode repercutir em negociação ineficiente, assim como em decisões pelos entes públicos que não consideram adequadamente os impactos no setor elétrico e nos agentes econômicos.

De modo a contribuir com o debate acerca do regime de contrato para exploração das concessões de distribuição de energia elétrica, apresenta-se a seguir um retrato descritivo com informações chave dos países já mencionados. Com base nisso, serão abordados de forma objetiva seis temas importantes para o processo de avaliação estratégica dos regimes contratuais para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.



1.1. ARGENTINA

1.1.1

Modelo Contratual

O serviço de distribuição de eletricidade é realizado por meio de uma concessão pública. A principal legislação que regula o mercado elétrico na Argentina é a Lei nº 24.065/91, que estabeleceu o regime de concessão pública de energia elétrica no país, juntamente com os Decretos nº 1398/92 e nº 1289/19. O poder concedente é Secretaria de Energia, e se espera que em um futuro próximo passem a ser responsabilidade das jurisdições da Ciudad Autónoma e da Província de Buenos Aires (CABA-PBA). Atualmente, a agência reguladora é a ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad).

1.1.2

Prazo e Duração

A concessão é válida por 95 anos, sendo aplicado o mesmo período sem distinção entre as distribuidoras, desde a data inicial desse modelo em 1992. Contudo, a duração total da concessão pode ser dividida em vários períodos de gestão: o primeiro de 15 anos e os seguintes de 10 anos cada. Todavia, apenas no fim da gestão e início do próximo período de 10 anos, poderá ocorrer troca do controle acionário da distribuidora, mediante autorização do Poder Concedente.

1.1.3.

Condições de Prorrogação

O contrato poderá ser prorrogado uma única vez por 10 anos a partir do pedido pela distribuidora, pelo menos, 18 meses antes da data de expiração. E após os 10 anos, incorre obrigatoriamente um novo processo de licitação da concessão, sobre o qual destacam-se os seguintes pontos:

- a) Pelo menos 6 meses antes do período final, o regulador poderá realizar licitação,

indicando as disposições tarifárias a serem aplicadas durante os próximos 5 anos.

.....

b) O atual responsável pela distribuidora poderá participar da nova licitação. Caso a proposta seja igual ou superior à melhor oferta econômica dos demais participantes, o atual operador continua com a propriedade dos ativos. Caso a oferta seja inferior, o atual operador receberá adjudicação paga pelo proponente que ganhar a licitação. Assim, o atual operador receberá a indenização dos ativos no prazo de até 30 dias pelo novo concessionário.

.....

c) Além disso, o regulador nomeará durante o período de 2 anos, sendo 1 ano antes e 1 ano após a licitação, um supervisor responsável por assegurar os fluxos de informação no processo de licitação e transferência dos ativos.

Esse mecanismo, devido à situação macroeconômica e diversas regulamentações de emergência, está suspenso em sua aplicação.

1.1.4.

Obrigações Contratuais

A distribuidora deverá atender o serviço de distribuição nas áreas de concessão de acordo com os níveis de qualidade estabelecidos pelo regulador, de forma a aplicar a tarifa em vigor. Para isso, deverá realizar investimentos em alguns casos previamente aprovados pelo regulador, para manter o nível de qualidade exigido ao serviço de distribuição e não constituir perigo para a segurança pública.

Também deverá realizar atendimento à população para serviço público de eletricidade. Não poderá realizar hipoteca ou penhor sobre os bens de distribuição, bem como apresentar envolvimento

em atos que envolvam concorrência desleal ou abuso de posição dominante no mercado.

1.1.5. Caducidade dos Contratos

A rescisão do contrato de concessão é possível quando o montante total das penalidades anuais exceder 20% das receitas anuais da distribuidora.

1.1.6. Indenização pela Reversão dos Ativos

No caso de perda da concessão, todos os bens pertencentes à concessionária e relacionados à distribuição de serviços públicos serão avaliados pelas ações majoritárias do atual operador e adquiridos pelo novo proprietário. Detalhadamente, o que acontece é o seguinte:

(i) Como as ações majoritárias (Classe A) possuem uma garantia (artigo 35º) a favor do Estado Nacional, este procede à execução da garantia e à venda dessas ações (artigo 38º).

.....

(ii) O valor obtido com a venda dessas ações será deduzido das diferentes dívidas da concessionária (artigo 9º) e também de uma indenização por danos e prejuízos para a concedente, que varia entre 30%, se ocorrer no primeiro terço do período de gestão, e 10%, se ocorrer no último terço do período de gestão (artigo 38).

Se a parte inadimplente for a concedente, ocorrerá uma rescisão do contrato (artigo 39), ativando o referido procedimento de venda e dedução das dívidas. Nesse caso, a indenização por danos e prejuízos será somada ao valor correspondente à concessionária.

Além disso, os operadores também devem elaborar uma apólice de seguro sobre seus bens para minimizar os riscos operacionais.



1.2. CHILE

1.2.1.

Modelo Contratual

O serviço de distribuição de eletricidade é estipulado de acordo com o modelo de concessão pública, podendo ser alocadas múltiplas concessões, a depender da área geográfica do atendimento à população. A principal legislação que rege o mercado de eletricidade chileno é a Lei Geral dos Serviços Eléctricos (D.F.L nº 4/20.018) e seu regramento anexo. O poder concedente é o Ministério de Energia e a autoridade reguladora é a Comissão Nacional de Energia (CNE).

No Chile, podem ser concedidas concessões sobre áreas já concedidas total ou parcialmente a uma empresa. Ao novo concessionário serão concedidos os mesmos direitos e obrigações do concessionário já existente na referida área, com quem compartilhará o território. Portanto, o concessionário não possui um direito exclusivo ou de caráter monopolista legal sobre a área concedida.

1.2.2.

Prazo e Duração

Apesar de ter iniciado o modelo em 1988, já se seguiram alterações na extensão das concessões territoriais. O período de uma “concessão definitiva” pode ser sem prazo final definido, o que tem sido usualmente aplicado, bem como a lei também permite a possibilidade de implementar concessões temporárias.

1.2.3.

Condições de Prorrogação

De forma geral, no contrato não há termos de prorrogação, pois não há prazo final acordado. Logo, não há condições de prorrogação estabelecidas previamente.

Nos últimos 20 anos, não houve casos de rescisão contratual. Contudo, nesta situação o Poder Concedente deverá identificar quem executará provisoriamente o serviço. E no caso de retirada da concessão, o Presidente da República lançará, no prazo de um ano, uma nova licitação para a adjudicação do serviço. No regramento da nova licitação, o Poder Concedente estabelecerá as seguintes condições:

a) Definição do Plano de Investimento por meio da indicação das novas atividades de reforço, de manutenção e de melhoria das infraestruturas existentes, por meio de cronograma de execução, com indicação da compra de novos bens e o prazo que será realizado;

b) Para participar da licitação, as empresas deverão depositar uma fiança garantia, que não poderá ser inferior a 10% do valor de todos os bens e direitos, que serão adquiridos no processo licitatório da concessão, indicada por meio da avaliação do Poder Concedente. Caso não tenham participantes interessados, a licitação será reaberta, sujeita à alteração das condições econômicas de participação.

c) Do montante obtido pela adjudicação, serão deduzidos todos os custos incorridos e o saldo será destinado ao antigo concessionário. No caso de dívidas sobre as infraestruturas, o saldo será depositado junto do Tribunal de Santiago.

1.2.4.

Obrigações Contratuais

As concessões de serviço público de distribuição concedem o direito de utilizar bens nacionais de uso público para instalar linhas aéreas e subterrâneas destinadas à distribuição na respectiva zona de concessão.



“

As distribuidoras deverão apresentar plano de investimento para a autoridade reguladora e executá-lo em acordo com a deliberação final governamental. Além disso, deverão cumprir todas as normas legais e regulamentares relacionadas às concessões, em particular as normas técnicas de qualidade e continuidade do fornecimento.

As distribuidoras deverão respeitar os termos e as condições da concessão pela Lei Geral chilena, de forma a atender todos os consumidores dentro da sua área de concessão. As empresas distribuidoras de serviço público serão obrigadas a fornecer serviço a quem o solicitar, esteja o usuário localizado na área de concessão, ou conectado às instalações da empresa por meio de linhas próprias ou de terceiros.

Para os sistemas com tamanho superior a 1.500 quilowatts em capacidade instalada, as empresas distribuidoras devem garantir uma qualidade conforme os padrões e limites máximos de variação estabelecidos pelos regulamentos. Nos sistemas com tamanho igual ou inferior a 1.500 quilowatts em capacidade instalada, a qualidade do serviço será definida por acordo entre o concessionário e a respectiva prefeitura (Municipalidade).

As distribuidoras deverão apresentar plano de investimento para a autoridade reguladora e executá-lo em acordo com a deliberação final governamental. Além disso, deverão cumprir todas as normas legais e regulamentares

relacionadas às concessões, em particular as normas técnicas de qualidade e continuidade do fornecimento.

De acordo com o art. 47 do D.F.L nº 4 / 20.018, a concessionária poderá transferir o contrato a terceiros mediante autorização do Ministério da Energia e à Comissão Nacional de Energia, caso seja evidenciada uma eficiência econômica no processo de venda, sem afetar a tarifa dos consumidores.

1.2.5.

Caducidade dos Contratos

De acordo com o art. 39 do D.F.L nº 4 / 20.018, a concessão pode ser revogada:

a) Caso a concessionária não declare de acordo com o conteúdo do contrato de concessão pública;

.....
b) Pela não realização de pelo menos 2/3 das obras dentro do prazo fixado, conforme plano de investimento indicado pela distribuidora ao poder concedente, excluindo casos de força maior e circunstâncias acidentais.

De acordo com o art. 41 do D.F.L nº 4 / 20.018, a concessão também pode ser revogada em função do não atendimento da qualidade do serviço pelas exigências da lei, regulamentos ou contrato de concessão pública, sem prejuízo do direito de o concessionário solicitar prazo para regularização. En estos casos, el Ministerio de Energía podrá autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio. Si durante el plazo de tres meses, el concesionario no volviere a tomar a su cargo la explotación garantizando su continuidad, el Presidente de la República podrá declarar caducada la concesión y disponer su transferencia a terceros.

Por fim, segundo as disposições do art. 47 do D.F.L nº 4 / 20.018, a concessão também pode ser revogada se, no prazo de 6 meses após a transferência do ativo, o novo concessionário não estiver em conformidade com a Lei Geral.

1.2.6.

Indenização pela Reversão dos Ativos

A remuneração dos ativos é determinada pelo regulador, influenciada pela vida útil residual dos bens, que depende da sua natureza e é determinada de acordo com as normas técnicas e contabilísticas do país.

Além disso, os bens são segurados de acordo com as diretrizes indicadas no contrato de concessão, por meio de apólices adotadas no padrão internacional. O seguro é renovado todos os anos a nível local e inclui danos próprios e de terceiros.



1.3. COLÔMBIA

1.3.1.

Modelo Contratual

As principais leis que regem o mercado elétrico na Colômbia são as Leis 142/94 e 143/94. Através delas, foram estabelecidos os critérios gerais e políticas que governam a prestação de serviços públicos domiciliares na Colômbia, bem como os procedimentos e mecanismos para sua regulação, controle e supervisão. A Lei Elétrica proporciona um enfoque constitucional, regulamenta as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade, cria um ambiente de mercado e competição, fortalece o setor e delimita a intervenção do Estado.

Existe livre concorrência nos negócios de geração e comercialização de eletricidade, enquanto para os negócios de transmissão e distribuição, o tratamento dessas atividades é orientado como monopólios.

O serviço de distribuição de eletricidade não é realizado em regime de concessão, não havendo, assim, procedimento de adjudicação de concessões para o desenvolvimento da referida atividade. O regime jurídico-regulatório aplicado à exploração da atividade de distribuição é realizado por empresas, de propriedade privada ou estatal, que concorrem no mercado para que a Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG), através de resoluções específicas, lhes autorize a aprovação de uma remuneração pela operação de seus ativos. Isso confere à empresa distribuidora o direito de aplicar encargos de distribuição no mercado de comercialização em que opera. Estes encargos de distribuição são aplicados na fórmula geral de custos unitários (CU) de prestação do serviço de eletricidade. Esta resolução específica de receitas e encargos se baseia em uma metodologia geral

de remuneração da atividade de distribuição, referida no próximo item 1.3.6. Os distribuidores constituem monopólios naturais regionais com remuneração regulada pela CREG e sustentada em critérios de suficiência financeira, eficiência e qualidade na prestação do serviço. Qualquer cliente pode acessar a rede de distribuição pagando uma taxa de conexão e/ou uma taxa de uso. Entre as remunerações recebidas pelos distribuidores estão a remuneração dos investimentos realizados, devidamente aprovados pelo regulador.

1.3.2. Prazo e Duração

A normativa do serviço de distribuição de energia elétrica não tem um prazo final da operação previamente estabelecido. A vigência é entendida enquanto a empresa operar e manter ativos de distribuição dentro de um mercado de comercialização.

1.3.3. Condições de Prorrogação

Por não dispor de um prazo final aplicado à operação pelas distribuidoras, não existem condições de prorrogação previamente estabelecidas.

1.3.4. Obrigações Contratuais

As penalidades impostas à empresa autorizada a operar o serviço de distribuição são devidas pela não conformidade no atendimento, a qual normalmente está associada a reclamações e indicadores de qualidade.

A adoção da regulação de qualidade do serviço baseada nos indicadores SAIDI e SAIFI está integrada aos esquemas de incentivos às empresas para melhorar a qualidade média-país. O incentivo – positivo ou negativo – para cada indicador SAIDI ou SAIFI é avaliação é calculado a partir de variáveis reportadas pela distribuidora.

A legislação do país incentiva a realização de



A normativa do serviço de distribuição de energia elétrica não tem um prazo final da operação previamente estabelecido. A vigência é entendida enquanto a empresa operar e manter ativos de distribuição dentro de um mercado de comercialização.

investimentos, por meio do acompanhamento da autoridade regulatória, destinados a expandir a rede de distribuição e a cobertura do serviço, e a melhorar a qualidade do serviço em termos de continuidade e eficiência, sendo adequadamente remunerados pela tarifa de prestação do serviço.

1.3.5. Caducidade dos Contratos

A regulação da prestação do serviço de distribuição não estabelece condições de prorrogação previamente estabelecidas nem existe a figura da suspensão contratual. O Governo define, através da CREG, a metodologia regulatória de avaliação da qualidade no serviço de distribuição (Resolução CREG 015 de 2018, e exerce, por meio da Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, o controle e supervisão da eficiência e qualidade do serviço público de eletricidade, bem como a vigilância e o controle das entidades que prestam o serviço público de eletricidade. Dentro desse contexto, existem razões específicas que justificam a intervenção nas empresas de serviços públicos domiciliares.

1.3.6. Indenização pela Reversão dos Ativos

A Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define a metodologia de remuneração das redes de distribuição. As tarifas de distribuição são revistas a cada cinco anos e são atualizadas mensalmente de acordo com o Índice de Precios

al Productor (IPP), além de outras atualizações periódicas previstas na regulamentação.

A remuneração dos ativos é definida por meio de sistema de inventário de ativos elétricos e não elétricos, no qual o valor é baseado na definição de Unidades Construtivas (ativos padronizados como transformadores, redes, subestações e outros), avaliados a preços de mercado por meio de consulta a preços históricos de um período específico, tanto para distribuidores quanto para fabricantes, elaborado quinquenalmente pela autoridade reguladora. A partir de 2018, o modelo regulatório de remuneração passou a considerar também a depreciação dos ativos da distribuidora, a partir de períodos de vida útil remanescente definidos pelo regulador.

Além disso, para determinar a remuneração anual dos ativos, o regulador define unidades construtivas conforme nível de tensão e categoria, como subestações, centros de controle, transformadores e outros. Neste sentido, a

A depender da característica da empresa, aplica-se um regime específico para operação do serviço de energia. Para as empresas públicas e mistas, aplica-se uma autorização de operação de acordo com o Art. 28 da LOSPEE. Para as empresas privadas e de economia popular e solidária, aplica-se um contrato de concessão de acordo com o Art. 29 da LOSPEE. Vale destacar que todas as empresas de distribuição de energia do Equador se figuram no tempo corrente como empresas públicas.

1.4.2. Prazo e Duração

Cabe ao Ministério de Energía y Minas conceder, modificar e terminar os Títulos Habilitantes para participação em atividades de distribuição. Desta forma, será cumprida a vigência da prestação do serviço conforme estabelecido pelo Ministério do Setor Elétrico no respectivo título de habilitação (autorização de operação).

1.4.3. Condições de Prorrogação

O Art. 139 do Regulamento Geral da LOSPEE estabelece que "Para o caso de autorizações de operação, caso seja conveniente para os interesses do Estado, as partes podem concordar com a renovação da autorização de operação nos termos acordados para esse fim".

Por existir apenas empresas públicas detentoras dos títulos habilitantes concedidos pelo Poder Concedente, o processo de atualização das suas respectivas autorizações de operação é tratado pelo Poder Concedente sem urgências, de modo que a sua desatualização não compromete a operação pela distribuidora.

1.4.4. Obrigações Contratuais

Constitui obrigação de cada empresa que se dedica à atividade de distribuição expandir seu sistema com base nas diretrizes de planejamento do Ministério de Energía y Minas, para satisfazer, nos termos de seu título habilitante, qualquer demanda de serviço de energia elétrica que



1.4. EQUADOR

1.4.1.

Modelo Contratual

As principais legislações que regem o mercado elétrico no Equador são a Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) e suas reformas, e o Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE) e suas reformas. O Poder Concedente é o Ministerio de Energía y Minas (MEM) e a autoridade regulatória é a Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).



O Art. 139 do Regulamento Geral da LOSPEE estabelece que “Para o caso de autorizações de operação, caso seja conveniente para os interesses do Estado, as partes podem concordar com a renovação da autorização de operação nos termos acordados para esse fim”.

seja necessária, dentro de uma área geográfica exclusiva estabelecida nesse mesmo documento. A distribuidora deve também atender a obrigação de cumprir os níveis de qualidade com que o serviço deve ser prestado, de acordo com a regulamentação pertinente definida pela autoridade regulatória, a ARCERNR.

1.4.5. Caducidade dos Contratos

A autorização de operação poderá ser encerrada, nos seguintes casos, nos termos da LOSPEE - Artigo “Terminación de la autorización de operación”:

1. Por cumprimento do objeto da autorização de operação;

2. Por expiração do prazo da autorização de operação;

3. Por acordo mútuo das partes, devidamente motivado e que não prejudique o interesse do Estado;

4. Por renúncia do titular da autorização de operação;

5. Por caducidade;

6. Por dissolução e/ou liquidação do titular da autorização de operação;

7. Por falência do titular da autorização de operação, quando se tratar de empresa privada ou de economia popular e solidária; e,

8. Por outras causas estabelecidas na autorização de operação correspondente.

Na hipótese de rescisão com base em qualquer um dos parágrafos do referido artigo, subsistirá a responsabilidade do antigo concessionário por danos ambientais, o que implica também a obrigação de restaurar ecossistemas e indenizar pessoas e comunidades, se for o caso.

Sem prejuízo das causas de caducidade previstas no regulamento geral da LOSPEE e da autorização de operação, o Ministerio de Energía y Electricidad, em exercício na qualidade de Poder Concedente, poderá declarar a caducidade das autorizações de operação, uma vez constatada a ocorrência de algum dos nove casos especificados (ex.

por não realizar os investimentos previstos na autorização de operação de forma injustificada) na LOSPEE - Art. não numerado após o Art. 34 - "Causales de caducidad de la autorización de operación."

1.4.6.

Indenização pela Reversão dos Ativos

Ressalta-se que no caso das empresas distribuidoras equatorianas, as quais em sua totalidade são empresas públicas, não é prevista nenhuma indenização ao concessionário, por se tratar do próprio Estado.

As garantias estabelecidas no Regulamento da LOSPEE (Art. 143) não são exigidas das empresas públicas, com as quais se subscreve um título habilitante de autorização, os requisitos de garantia estabelecidos nos contratos de autorização de operação. Esses requisitos seriam aplicáveis apenas às empresas mistas.

1.5. GUATEMALA

1.5.1.

Modelo Contratual

O serviço de distribuição de eletricidade é realizado através de uma autorização concedida pelo Ministério de Energía y Minas (MEM) por meio da emissão de um acordo governamental que posteriormente é formalizado em um contrato celebrado pelas partes. A principal legislação que enquadra esse tema é a Ley General de Electricidad e seu regulamento, que datam de 1996, com o início da modernização do setor de energia elétrica e sua abertura ao capital privado. A Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) é um órgão técnico do Ministério de Energía y Minas (MEM) com independência funcional para

o exercício de suas atribuições como regulador do subsetor elétrico.

1.5.2.

Prazo e Duração

A autorização para o serviço de distribuição final de eletricidade permite ao adjudicatário utilizar bens de domínio público, de acordo com a Ley General de Electricidad.

A autorização será concedida pelo Ministério de Energía y Minas, por meio de Acordo Governamental, não podendo exceder o prazo de cinquenta (50) anos, nem ter caráter de exclusividade, de modo que terceiros possam competir com o adjudicatário no mesmo serviço.

A atividade de distribuição de energia elétrica na Guatemala é realizada por meio de três grandes distribuidoras de capital privado e 16 pequenas empresas elétricas municipais. Para as primeiras, o Ministério concedeu a autorização no ano de 1998 com o objetivo de desincorporá-las do Estado e iniciar a abertura do setor, o que motivou a expansão da cobertura elétrica, garantia de fornecimento e atração de investimentos estrangeiros para melhoria da infraestrutura elétrica.

1.5.3.

Condições de Prorrogação

De acordo com a Ley General de Electricidad, seu Regulamento e Portaria Ministerial que concede a autorização para a distribuição de energia elétrica, não está prevista a prorrogação; no entanto, durante o prazo da autorização, é facultado ao adjudicatário a cessão a outro concessionário mediante prévia autorização do Ministério de Energía y Minas.

1.5.4.

Obrigações Contratuais

As distribuidoras têm as seguintes obrigações:

a) Fornecer serviços de distribuição de energia elétrica de forma eficiente;

b) Fornecer energia elétrica de acordo com o estipulado no contrato de autorização, reconhecendo as compensações pelo uso de tarifas dos sistemas de transmissão e distribuição correspondentes;

c) Observar todas as tarifas, termos e condições das tarifas aprovadas pela Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

d) Ser responsável por celebrar contratos de compra e transmissão de energia elétrica para a zona autorizada;

e) Permitir que terceiros utilizem suas redes, sistemas e instalações de distribuição mediante o pagamento de pedágios ("peajes");

f) Realizar as ampliações que lhe forem solicitadas, de acordo com o estabelecido na Ley General de Electricidad y su Reglamento;

g) Cumprir as Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Distribución, elaboradas pela Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

h) Realizar a manutenção necessária em suas instalações de transformação e distribuição, que compõem o Sistema Nacional Interconectado;

i) Tomar as medidas preventivas e de segurança necessárias para evitar interrupções nos sistemas de distribuição, bem como tomar as medidas necessárias para restabelecer o mais rápido possível as linhas e equipamentos danificados que impeçam a prestação do serviço;



A autorização será concedida pelo Ministério de Energía y Minas, por meio de Acordo Governamental, não podendo exceder o prazo de cinquenta (50) anos, nem ter caráter de exclusividade, de modo que terceiros possam competir com o adjudicatário no mesmo serviço.

j) Em caso de término da autorização do serviço de distribuição, a distribuidora deve continuar prestando o serviço até que as medidas necessárias para garantir sua continuidade sejam tomadas;

k) Obter e manter vigentes todas as servidões sobre bens de domínio público ou propriedade privada que sejam necessárias para a operação do objeto da autorização concedida;

l) Cumprir as obrigações estabelecidas pela Ley General de Electricidad e seu Regulamento.

1.5.5. Caducidade dos Contratos

A rescisão do contrato de autorização é possível nos seguintes casos:

i. O valor total das penalidades anuais ultrapassar 20% da receita anual;

ii. Se a distribuidora se recusar a permitir o uso por parte de terceiros das instalações sujeitas à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;

iii. Por acordo mútuo;

iv. Se a distribuidora determinar

razoavelmente que continuar desenvolvendo o objeto da autorização não é viável;

v. Quando houver evidências de que um serviço inadequado está sendo prestado, o que deverá ser verificado pela Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

1.5.6.

Indenização pela Reversão dos Ativos

A rescisão do contrato de autorização resultará na revogação da autorização. Em qualquer caso de término da autorização, a distribuidora garantirá a continuidade do serviço, de acordo com a Ley General de Electricidad e seu Regulamento, e o Ministério de Energía y Minas terá o direito de possuí-la temporariamente até que todos os direitos e bens da autorização sejam leiloados em leilão público, ao qual o operador vigente e outros interessados podem se apresentar, dentro de 180 dias a partir da data de término da autorização.

O valor obtido no leilão será deduzido de todas as despesas incorridas e de todas as quantias pendentes de pagamento pela distribuidora, em relação à propriedade ou operação da autorização, incluindo todas aquelas devidas em decorrência do contrato de autorização, da Ley General de Electricidad, seu Regulamento ou qualquer outra quantia devida por danos e prejuízos, direitos, servidões sobre bens de domínio público ou propriedade privada e qualquer outra. O saldo será entregue à distribuidora, que se compromete a não se opor ao leilão público.



1.6. PERU

1.6.1.

Modelo Contratual

O contrato relacionado ao serviço de distribuição de eletricidade é celebrado mediante regime de concessão pública. A principal legislação que rege o mercado elétrico no Peru é a Ley de Concesiones Eléctricas (LCE – Decreto Ley nº 25844) e o seu regulamento. O Poder Concedente é representado pelo Ministério de Energía y Minas e a autoridade reguladora é o Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

1.6.2

Prazo e Duração

No modelo peruano, para a atividade de distribuição, são concedidas as chamadas concessões definitivas. Essas concessões são concedidas por prazo indeterminado, sujeito ao cumprimento das obrigações estabelecidas na Ley de Concesiones Eléctricas.

1.6.3

Condições de Prorrogação

O modelo de concessão de distribuição (concessão definitiva) sem limite de tempo não prevê condições de prorrogação da operação.

1.6.4

Obrigações Contratuais

De acordo com a legislação vigente, a distribuidora tem como principais obrigações garantir a qualidade do serviço, previamente estabelecida nas normas aplicáveis, como a Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE), garantir a demanda de seus usuários regulados para os próximos 24 meses, fornecer energia a quem solicitar em sua área de concessão ou àqueles que chegarem às suas áreas com suas próprias

redes em um prazo não superior a um ano (como parte do Servicio Público de Electricidad) e permitir a utilização de todos os seus sistemas e redes por terceiros para o transporte de eletricidade (sujeito a condições).

Em geral, o concessionário peruano deve conservar os ativos da distribuidora e realizar a manutenção adequada para um funcionamento eficiente, apresentar informações técnicas e econômicas à entidade reguladora e cumprir as disposições legais em vigor.

1.6.5.

Caducidade dos Contratos

A caducidade da concessão ocorre, entre outras razões, nos seguintes casos:

(i) quando não se cumprem os padrões de qualidade estabelecidos no contrato de concessão;

(ii) quando não se garante a demanda dos usuários regulados para os próximos 24 meses (exceto se tiver convocado uma licitação e não tiver recebido propostas para atender a todos os seus requisitos); ou

(iii) por falta de pagamento às empresas geradoras pelo fornecimento de energia e potência destinadas ao Servicio Público de Electricidad.

No caso de incorrer nas condições de caducidade estabelecidas na Ley de Concesiones Eléctricas, a caducidade da concessão é sancionada por meio de Resolução Suprema referendada pelo Ministro de Energia e Minas. Nesse caso, é determinada a intervenção administrativa provisória da concessão para garantir a continuidade da operação.

1.6.6.

Indenização pela Reversão dos Ativos

Quando a concessão caduca, os ativos da distribuidora são licitados por meio de um leilão público. Do valor obtido no leilão, são deduzidas as despesas incorridas para manter a atividade de distribuição e o saldo é entregue ao concessionário anterior.



No modelo peruano, para a atividade de distribuição, são concedidas as chamadas concessões definitivas. Essas concessões são concedidas por prazo indeterminado, sujeito ao cumprimento das obrigações estabelecidas na Ley de Concesiones Eléctricas.



1.7. EUROPA

1.7.1

Modelos de Contratação

O processo de liberalização dos mercados europeus de eletricidade teve um impulso determinante a partir dos anos noventa, com a adoção da Diretiva 96/92/CE, que estabeleceu regras comuns relativas à produção, transporte e distribuição de eletricidade. A norma-quadro estabelece princípios gerais e requisitos mínimos de abertura à competição, deixando aos Estados-Membros a escolha das modalidades mais adequadas para implementar tais princípios.

Em relação à atividade de distribuição, a Diretiva obriga os Estados-Membros a designar, direta ou indiretamente através das empresas proprietárias das redes, um agente independente para gerir a rede de forma imparcial, garantindo o acesso a ela em condições justas e não discriminatórias.

Apesar das disposições comunitárias não imporem a aplicação de um sistema de

concessões para o sistema de distribuição, nem a aplicação de procedimentos de licitação pública para sua atribuição, o modelo mais difundido na Europa é o de concessões/autorizações, onde um DSO (Operador de Rede de Distribuição) tem presença na maior parte do território nacional.²

1.7.2

Prazo, Duração e Condições de Prorrogação

Nos países europeus, as disposições relativas ao serviço de distribuição preveem predominantemente um sistema de concessão ou autorização sem prazo de expiração ou com opção de renovação. Os modelos sem prazo de expiração são utilizados em Espanha, Grécia, Reino Unido, Croácia, Finlândia, Áustria; enquanto a opção de renovação é implementada em França, Portugal, Suécia e Roménia (máximo uma vez).

As condições de duração ou estrutura do regime de concessão sofreram algumas modificações em países como França e Portugal. Em França, os contratos de concessão foram renegociados, conseguindo-se a sua consolidação e prolongamento da duração, que atualmente

varia entre 20 e 30 anos. Além disso, em fevereiro de 2024, o contrato do município de Paris foi renovado até 2050, incorporando as diretrizes do Plano Climático de Paris, com o objetivo de promover uma transição mais rápida, mais local e mais equitativa, e aumentar a resiliência da rede elétrica. Em Portugal existe uma concessão nacional única de média e alta tensão que, em 2009, foi prorrogada até 2044.

¹ Diretivas 2003/54/CE, 2009/72/CE e 2019/944/UE

² Na França, Enedis tem 95% de cota de mercado; na Grécia, Hedno (100%); em Portugal, EDP (99%). Algo similar ocorre na Croácia, Albânia, Estónia, Lituânia, Letónia.

CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CASOS DE PRORROGAÇÃO APLICADOS NO BRASIL



No Brasil, a distribuição de energia elétrica é o serviço público com a maior universalização de acesso, segundo os resultados da PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios) realizada pelo IBGE sobre as Características Gerais dos Domicílios e Moradores, a pesquisa realizada em 2022 revelou que quase a totalidade de domicílios do País (99,8%) tinha acesso à energia elétrica, seja fornecida pela rede geral (99,4%), seja por fonte alternativa (0,4%). O percentual de acesso à energia elétrica se manteve elevado em todas as Grandes Regiões, apresentando uma variação de apenas 0,8% entre a Região Norte (99,1%) e as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste (99,9%).

Tendo por base a mesma pesquisa, constata-se que o percentual de acesso à energia supera

significativamente a cobertura de outros serviços. Tem-se que em 2022, 86,0% dos domicílios contavam com coleta direta por serviço de limpeza, com os 14% restantes abrangendo outras modalidades; 85,5% contavam com a rede geral de distribuição de água como a principal fonte de abastecimento, com o abastecimento de 14,5% dos domicílios ocorrendo por outras fontes; e 69,5% contavam com o escoamento do esgoto feito pela rede geral ou fossa séptica ligada à rede geral.

Isso demonstra o relevante papel da distribuição de energia elétrica e a bem-sucedida atuação dos agentes do setor brasileiro em garantir satisfatória cobertura de fornecimento. Entende-se que o desenvolvimento da atividade de distribuição foi pautado na expansão da rede e na integração de

novas unidades consumidoras ao sistema, porém, atualmente, além de manter este atendimento, é também desafiada a suprir a crescente demanda por eletrificação e por incorporação de recursos energéticos distribuídos.

Com o intuito de apresentar a discussão em curso no Brasil acerca do processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, estruturou-se este capítulo, uma seção com apresentação do contexto histórico acerca do regime contratual brasileiro, e outra com foco na discussão em torno das diretrizes propostas pelo Ministério de Minas e Energia para o referido processo em curso.

2.1. CONTEXTO HISTÓRICO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

A Constituição Federal Brasileira de 1988, concebida a partir do processo de redemocratização do país, refletiu um movimento de abertura da economia para participação do investimento privado. A liberalização dos anos 1990 reforçou a abertura a capitais privados juntamente com a busca por maior eficiência, através da implantação do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (RE-SEB).

A primeira fase de reestruturação abarcou a desverticalização das empresas, estabelecendo-se contratos, e a criação de novas instituições para assegurar o funcionamento da nova arquitetura, entre elas o ONS - Operador Nacional do Sistema e a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Em função do racionamento de 2001, uma nova reestruturação do setor se mostrou necessária, cujo desafio era prover mecanismos capazes de viabilizar a expansão da oferta de energia, articulando soluções de financiamento e alocação de risco em um mercado em expansão.

Os princípios norteadores desta reforma foram: modicidade tarifária, continuidade e qualidade do serviço, justa remuneração dos investidores, e universalização do acesso.

A primeira norma geral brasileira em matéria de concessões para geração, transmissão e distribuição de energia foi o Decreto nº 41.019/1957, de acordo com o qual as concessões foram sucessivamente prorrogadas (ou deixadas com prazo indeterminado), até a promulgação da Lei nº 9.074/1995. Com base no art. 22 da referida Lei, foram prorrogadas pelo prazo de 20 anos as concessões de distribuição que mantiveram o controle estatal mediante decisão do Ministério de Minas e Energia (MME). Portanto, a primeira prorrogação dos contratos de concessão das estatais se deu a partir de 1995.

No mesmo período, foram realizadas licitações para as concessões detidas por concessionárias de distribuição federais e estaduais no âmbito de processos de privatização, alçadas pelo art. 27 da Lei nº 9.074/1995, o que lhes assegurou prazo de 30 anos nas novas outorgas. Esse prazo de vigência ampliado em 10 anos representava um importante incentivo para a desestatização.

Quando da proximidade do vencimento dos contratos de concessão que já haviam sido prorrogados, o Governo Federal emitiu a MP nº 579/2012, convertida posteriormente na Lei nº 12.783/2013. Esta Lei previu a prorrogação das concessões de distribuição alcançadas pelos art. 22 da Lei nº 9.074/1995, por uma única vez e pelo prazo de até trinta anos, contudo não definiu diretrizes. De modo a prover a devida regulamentação, foi publicado o Decreto nº 8.461/2015 estabelecendo metas condicionantes de eficiência e qualidade fixadas e fiscalizadas pela ANEEL para prorrogar as concessões de distribuição. Os condicionantes estabelecidos pelo Decreto nº 8.641/2015 para a prorrogação

das concessões de distribuição incluem metas para cada concessionária com intuito de garantir a qualidade na prestação do serviço e a recuperação ou manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. As metas específicas foram estabelecidas nos aditivos contratuais.

Além destas, outras seis distribuidoras de controle estatal pertencentes à Eletrobras decidiram não prorrogar, permanecendo a prestação temporária do serviço até assunção de um novo concessionário. O processo de privatização destas concessionárias, cujos contratos venceram em 2015, foi concretizado no período entre julho e dezembro de 2018, e teve a transferência do controle acionário associada à prorrogação da concessão por 30 anos, ou seja, até 2048. Esse segundo bloco de prorrogação também se amparou no regime criado pela Lei nº 12.783/2013.

De forma resumida, as principais exigências adicionais dadas no escopo da segunda prorrogação foram: (i) revisão das cláusulas econômicas do contrato (ex. troca do IGP-M pelo IPCA como indexador da Parcela B, referente aos custos não gerenciáveis); (ii) cláusulas de eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias; e (iii) critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira. Portanto, não houve nas prorrogações alcançadas pela Lei nº 12.783/2013 qualquer onerosidade em favor da União ou dos consumidores.

A contextualização mostra que existem dois grupos de concessões de distribuição no Brasil:

(i) o primeiro grupo de concessionárias, composto por estatais e privadas, teve, em 1995, seu contrato de concessão prorrogado por 20 anos e, entre 2015 e 2018, prorrogado por mais 30 anos. Em

ambos os casos, a prorrogação ocorreu sem contrapartida financeira, exigindo-se apenas o cumprimento das cláusulas econômico-financeiras e de qualidade; e

.....
(ii) o segundo grupo contempla as concessionárias que foram privatizadas por meio de leilões realizados entre 1995 e 2001, com prazo do contrato de 30 anos. Para essas empresas, a aquisição do direito de exploração da concessão ocorreu via licitação.
.....

A partir de 2025, tem-se o término dos contratos de 20 concessões de distribuição de energia elétrica, do segundo grupo mencionado acima, cujas empresas foram privatizadas após 1995, sob a Lei nº 9.074/1995, a qual regula a concessão e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Há previsão legal e contratual quanto à possibilidade de prorrogação desses contratos, a critério do poder concedente, verificado o atendimento do serviço adequado. A ANEEL deve verificar o cumprimento dos critérios mínimos para prorrogação e, caso seja constatado descumprimento, nova licitação deve ser realizada para a escolha de outro concessionário. No ano de 2023 o MME iniciou o processo de estabelecimento das diretrizes para a prorrogação dessas concessões.

Assim, na sequência, se abordam os detalhes do processo de prorrogação que engloba as concessões vincendas no período de 2025 a 2031, apresentando uma síntese desse debate em curso no Brasil.

2.2. PROCESSO DE PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES VINCENDAS NO BRASIL NO PERÍODO DE 2025 A 2031

Em 22 de julho de 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 737/GM/MME, divulgando para consulta pública, sob nº 152/2023 ("CP 152"), a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE ("NT 14"), que apresenta proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento no período de 2025 a 2031.

Ressalta-se que o referido processo de prorrogação segue em curso, tendo sido publicada uma segunda nota técnica pelo MME, a Nota Técnica nº 19/2023/SAER/SE ("NT 19"). Como próximos passos, são aguardadas a publicação das diretrizes finais pela Casa Civil via decreto, e a posterior regulamentação pela ANEEL.

Assim, de forma a contribuir com a discussão do tema, as distribuidoras em questão e outros agentes do setor submeteram suas contribuições no âmbito da CP 152 do MME registrando particulares alinhamentos e ressalvas com



A escolha dos referidos critérios demonstra aderência à regulamentação vigente e possibilita uma avaliação pelo Poder Concedente de forma objetiva, contribuindo, assim, para um ambiente de segurança jurídica e previsibilidade do setor, bem como para preservação da isonomia entre as empresas do setor de distribuição.

a proposta originalmente apresentada pelo Ministério. A seguir, é exposta uma síntese desse debate a partir de seus pontos chave.

2.2.1. CRITÉRIOS MÍNIMOS PARA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES VINCENDAS

São dois os critérios apresentados pelo MME a serem atendidos pelas empresas de distribuição de modo a viabilizar a prorrogação da concessão. O primeiro critério corresponde à qualidade do fornecimento com base em indicadores de frequência e duração média das interrupções (FECi e DECi). O segundo refere-se à eficiência da gestão econômico-financeira da concessão (EBITDA maior que a soma de QRR – Quota de Reintegração Regulatória e Juros da Dívida).

Cabe registrar que esses critérios mínimos, além de já constarem na regulamentação do setor conforme Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021³ ("REN nº 948/2021"), foram discutidos amplamente em duas fases da Audiência Pública ANEEL nº 38/2015, e incorporados nos mais recentes contratos de concessão celebrados a partir de 2015. A escolha dos referidos critérios demonstra aderência à regulamentação vigente e possibilita uma avaliação pelo Poder Concedente de forma objetiva, contribuindo, assim, para um ambiente de segurança jurídica e previsibilidade do setor, bem como para preservação da isonomia entre as empresas do setor de distribuição.

No que diz respeito à qualidade, principal objetivo da REN nº 948/2021, não há grandes controvérsias na ANEEL, evidenciando que essa norma tem desempenhado adequadamente seu papel. Contudo, as discussões e questionamentos em torno dos indicadores econômicos e financeiros indicam

que a experiência com esses indicadores pode trazer uma visão inadequada da condição da concessão. Visto tal regra possuir limitações de ordem técnica relacionadas com a forma como os indicadores são calculados, entende-se que as condições econômico-financeiras destinadas ao monitoramento permanente da sustentabilidade da concessão devem contemplar ajustes na sua apuração.

Destaca-se ainda que o MME, conforme NT 14, propunha que o não atendimento aos critérios mínimos estabelecidos não fosse impeditivo à prorrogação da concessão, mas que se exigisse da concessionária em caso de descumprimento (i) um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões aprovado pela ANEEL; ou (ii) a troca do controle societário, sendo que o novo controlador deverá comprovar “capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição”. A NT 19, que analisa as contribuições dos agentes por ocasião da CP 152, inclui de forma clara o item ii supracitado.

Quanto à inclusão de novos indicadores para abertura de processo de caducidade da concessão, entende-se que esse tema deva ser tratado exclusivamente no âmbito regulatório, de forma que a análise se paute em todos os diversos fatores que permeiam esse tema tão sensível, como a harmonia entre as diversas ferramentas de incentivo à melhoria da qualidade já aplicadas pela ANEEL, a complexidade de cada área de concessão e, sobretudo, os impactos tarifários resultantes da ampliação das exigências. A mera inclusão de novos indicadores sem as motivações adequadas poderia contribuir para incremento da percepção de risco pelas distribuidoras e, conseqüentemente, da instabilidade regulatória. Ressalta-se que tal regra necessita, obrigatoriamente, ser simples, clara e previsível.

2.2.2. CONTRAPARTIDAS SOCIAIS E OS RECURSOS FINANCEIROS ATRELADOS

Tanto a NT 14 quanto a NT 19 recomendam que a eventual prorrogação das concessões vincendas deve ser acompanhada de contrapartidas sociais que atendam questões para a melhoria do segmento de distribuição, de forma que os investimentos sejam restritos à eficiência energética e à modernização das redes de distribuição. Os investimentos devem ser realizados em conformidade com um Plano de Investimentos elaborado pela concessionária e aprovado pelo MME, tendo como elemento norteador a realidade regional de cada concessão.

Conforme NT 19, o MME exemplifica a utilização desses recursos em: (i) Programas de eficiência energética de prédios públicos; (ii) Eficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas; (iii) Promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica; (iv) Painéis solares para a redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à escassez hídrica; e (v) Reforço da rede de distribuição em determinada região, com impacto direto no aumento do consumo de energia elétrica. Em relação às fontes de recursos financeiros para aplicação nas contrapartidas sociais, o MME apresentava quatro possibilidades em sua NT 14: (i) Eventual excedente econômico obtido pelas concessionárias; (ii) Recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética; (iii) Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as

³ Em 18/11/2021 foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 948/2021 que regulamenta as operações aplicáveis às delegatárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. A resolução consolidou diversas resoluções antes vigentes, entre elas, a REN nº 896/2020 que estabelecia os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência relacionadas à continuidade do fornecimento, os critérios de eficiência relacionados à gestão econômico-financeira das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os procedimentos aplicáveis em caso de descumprimento.



relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa; e (iv) Excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do país. Em função de questões legais, fiscais e regulatórias, a origem dos recursos inicialmente propostos para aplicação nas contrapartidas sociais foi objeto de contribuições por parte dos agentes no âmbito da Consulta Pública, gerando análise crítica por parte do MME.

No que tange o cálculo de eventual excedente econômico, destaca-se que o setor elétrico brasileiro e em particular o segmento de distribuição se encontra consolidado com um arcabouço jurídico e regulatório robusto, com agência reguladora independente e autônoma, devendo ser preservadas sua atuação com equilíbrio e diligência, e sua capacidade de julgar casos concretos a partir de uma diretoria colegiada e de um corpo técnico qualificados, agindo em prol do melhor interesse público.

O conceito de se “capturar o excedente econômico” é prejudicial para o concessionário e o consumidor, pois implica intervenção no regime regulatório adotado pela ANEEL, e distorce a estrutura de incentivos do regime de regulação tarifária em

vigor. O modelo de regulação aplicado no Brasil é o regime pelo preço ou internacionalmente denominado price cap, por meio do qual a tarifa de equilíbrio é dada pelos custos eficientes da atividade e pelo atendimento aos critérios de qualidade e sustentabilidade acordados.

Em outras palavras, o modelo regulatório vigente já impõe o compartilhamento dos ganhos de eficiência auferidos pelas concessionárias ao longo do tempo com os consumidores sendo estes ganhos deduzidos da tarifa a cada ciclo tarifário, tornando-a mais módica e gerando benefício ao consumidor. A ANEEL contempla, em diversos itens da metodologia de revisão tarifária, aspectos que buscam refletir esses valores eficientes, cuja referência regulatória é definida com base na observação dos custos reais das empresas. De fato, o modelo vigente utiliza o regime de tarifas por price cap, com aplicação de Fator X (fator de compartilhamento de ganhos de produtividade) sobre os custos totais, de incidência do custo ponderado de capital (WACC regulatório) sobre a Base Regulatória de Ativos Amortizados e Depreciados (BRR líquida) da empresa real, e de modelos de yardstick competition e benchmark para definição de níveis eficientes para os custos de operação e manutenção, para as perdas elétricas e para a qualidade do serviço prestado.



Uma remuneração real acima ou abaixo da remuneração regulatória é consequência natural do regime de price cap e da regulação por incentivo, conforme esquema adotado para o segmento de distribuição, que pressupõe a apropriação temporária de ganhos de eficiência e o posterior compartilhamento desse ganho com o consumidor.

É reconhecido que a regulação por incentivos aplicada pela agência trouxe resultados expressivos para os consumidores em termos de modicidade tarifária dos custos gerenciáveis pela distribuidora (Parcela B).

Desse modo, uma remuneração real acima ou abaixo da remuneração regulatória é consequência natural do regime de price cap e da regulação por incentivo, conforme esquema adotado para o segmento de distribuição, que pressupõe a apropriação temporária de ganhos de eficiência e o posterior compartilhamento desse ganho com o consumidor. Assim, reforça-se que a aplicação de qualquer investigação de excedente econômico não se coaduna com o esquema regulatório estabelecido no país, o que invalida a proposta original do MME de ter eventual excedente como uma das fontes de recursos para aplicação nas contrapartidas sociais.

Na NT 19, o MME expõe sua concordância quanto à inadequação da cobrança de contrapartidas a partir de mensuração de excedente econômico, visto a falta de um processo licitatório para revelar o valor da concessão e a dificuldade em se encontrarem parâmetros que pudessem estimar o potencial futuro de geração de valor acima dos patamares regulatórios. Revelou-se uma falta de comprovação fática acerca da existência de uma

métrica que possa mensurar adequadamente o indicador que busca mensurar excedente econômico.

Outro aspecto que vale destacar é a falta de isonomia em relação aos casos anteriores de prorrogação de concessão de distribuição, visto que o tratamento histórico conferido nas prorrogações de concessões em 2015 se deu sem custos associados a considerações sobre o excedente econômico, ou seja, se deu à época com a devida sintonia com o modelo de regulação por incentivos. Reforça-se que a adoção da regulação por incentivos implica a busca incessante de eficiência, motivada pela possibilidade de apropriação temporária de ganhos, e somente com os incentivos adequados a concessionária é capaz de assumir riscos adicionais, inclusive pela inovação, que podem se traduzir em ganhos efetivos de eficiência real e consequente modicidade das tarifas.

Por fim, cita-se como igual caso de impedimento, em questão legal, os benefícios fiscais vinculados ao Programa SUDAM/SUDENE concedidos às distribuidoras de energia elétrica com atuação nas áreas abrangidas pelos citados órgãos. O objetivo do programa é 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, 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).

Diferente do racional da NT 14, não há que se falar em “excedentes do custo regulatório de capital”, visto que na prática o 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. Além disso, 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, não cabendo ao MME o direcionamento dos referidos recursos como condicionante para a prorrogação das concessões.

Provido do entendimento de que somente seria possível prosseguir com essa proposta caso houvesse viabilidade jurídica, o MME procedeu com questionamento formal à sua Consultoria Jurídica se há qualquer vedação de ordem legal ou constitucional para a inserção do benefício fiscal indicado no cálculo contrapartidas sociais em eficiência energética. Destaca-se que, após análise, houve parecer desfavorável da Consultoria Jurídica à reversão do benefício fiscal, enfatizando o posicionamento atual do Poder Judiciário, que tem sinalizado contrariamente à referida possibilidade. Assim, dada a complexidade jurídica e visando à prudência, o parecer orienta a não utilização do benefício fiscal das áreas da SUDAM/SUDENE como contrapartida para prorrogação dos contratos de concessão.

Após revisão pelo MME com relação às fontes de recursos para a realização das contrapartidas sociais, a NT 19 define que estas serão advindas dos recursos destinados ao Programa de Eficiência Energética (PEE), da rubrica de “Outras Receitas” relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares das distribuidoras, e as relacionadas às penalidades aplicadas com ultrapassagem de demanda e energia reativa; sendo retiradas do escopo dos possíveis recursos para realização de contrapartidas sociais o excedente

econômico e o excedente do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais.

2.2.3. DIGITALIZAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DAS REDES

A ampliação da gama de serviços que podem ser prestados pelas concessionárias, alterará a relação hoje existente com o consumidor de energia, o qual passará a acessar informações em tempo real sobre seu consumo, gestão financeira e novas possibilidades de arranjos tarifários.

O MME, conforme NT 14, sinaliza a digitalização das redes como oportunidade para ganhos ao consumidor e à concessionária. Já a NT 19 não traz esse tema dentro das diretrizes. Cabe anotar que o tema da digitalização das redes é deveras importante para ser apenas “acoplado” nas discussões em curso sobre prorrogação das concessões, merecendo uma discussão apartada e aprofundada quanto às suas diretrizes. Entende-se que no fórum adequado será possível investigar e debater com a sociedade, inclusive, como a digitalização será adequadamente remunerada e, ao fim, contribuirá à transição energética.

Mostra-se fundamental preservar o que já se tem como prática consolidada e, ao mesmo tempo, abrir espaço para flexibilidade na exploração de novos modelos de negócio. Nesse sentido, o MME enfatiza a modernização das redes de distribuição. Contudo se faz necessário desenhar um esquema de incentivos atrativos, de acordo com o qual a autorização para a concessionária oferecer novos serviços se baseie em um esquema regulatório que garanta segurança jurídica e comercial, incrementando, assim, o desejo das concessionárias para ampliarem a gama de negócios explorados. O avanço do debate acerca da metodologia mais adequada ao

estabelecimento de incentivos é independente do processo de prorrogação, estando diretamente vinculado à revisão dos procedimentos de regulação econômica definidos pela ANEEL.

Através da NT 19, o MME realiza a inclusão de diretriz para haver a possibilidade de diferenciação da estrutura tarifária, de modo a trazer maior flexibilidade para a Aneel definir, por critérios técnicos, locacionais, de qualidade e geográficos, as tarifas mais adequadas para diferentes regiões e contextos. Desse modo, o MME ressalta a capacidade de a ANEEL considerar as particularidades de cada área de concessão, garantindo que as tarifas sejam justas, equilibradas e reflitam os verdadeiros custos associados à prestação do serviço em diferentes situações.

Apesar de a NT 14 e a NT 19 mencionarem em vários pontos a relevância da modernização do segmento de distribuição, das redes inteligentes, da disponibilização de recursos energéticos compatíveis com as demandas de transformação do setor de energia e da conferência de maior flexibilidade à regulação, o segmento de distribuição carece de alguma clarificação quanto ao reconhecimento de certa classe de investimentos e à aplicação dos mecanismos regulatórios flexibilizados.

Cabe ressaltar que a transformação energética 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, demonstrando, assim, que modernizar infraestrutura implica repensar a própria atividade das distribuidoras de energia elétrica.

No que toca à medição inteligente, pontos imprescindíveis para avançar na sua massificação, todavia, restam pendentes. Entre eles, podem ser citados a definição de padrões e funcionalidades mínimas operativas dos equipamentos, a identificação do conjunto de consumidores elegíveis para troca de medição e, principalmente, os aprimoramentos regulatórios necessários à remoção das barreiras que inviabilizam, do ponto de vista econômico-financeiro, estes projetos. Além dos medidores, a modernização também depende de outros equipamentos, como sistemas de armazenamento e equipamentos de controle/manobras na rede. O amadurecimento das tecnologias aliado a um conhecimento mais individualizado dos consumidores e da sua região permitirá a otimização no uso da rede.

Observadas as disparidades significativas entre concessões e igualmente dentro de uma mesma área de concessão, constata-se a coexistência de diferentes estágios de desenvolvimento e de necessidades no setor de distribuição brasileiro. Desse modo, é preciso considerar as realidades regionais e as demandas mais prementes de cada concessão diante da escassez de recursos para uma demanda intensiva de investimentos. Notadamente, as concessões mais maduras demandam menos investimentos em expansão e possuem um maior espaço para a modernização e digitalização das redes. Em contrapartida, concessões ainda em fase de desenvolvimento necessitam volumes maiores de investimentos em expansão, normalmente, com custos médios crescentes.

Nesse sentido, o novo papel a ser desempenhado pelas distribuidoras no contexto da transição energética requer que (i) a regulação se adeque

tempestivamente com incentivos adequados às mudanças previstas, conciliando modicidade tarifária, melhoria da qualidade e equilíbrio econômico-financeiro; e que (ii) o poder concedente confira maior flexibilidade nos instrumentos contratuais para que a regulação possa ser adaptada às mudanças tecnológicas ao longo do tempo, visto o processo evolutivo da tecnologia prevalente. Assim, almeja-se a formatação de um modelo regulatório que seja capaz de abranger as diversas realidades do país, fomentando a modernização e a digitalização das redes, e estando pautado na racionalidade econômica no uso dos recursos e na modicidade tarifária.

2.2.4. REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM TECNOLOGIAS MODERNAS

Intrinsecamente relacionada ao tema da transição energética e da distribuidora do futuro, tem-se a criação de condições de investimento que garantam sustentabilidade ao negócio da distribuição. Nesse aspecto, a NT 14 sinaliza a possibilidade de realização de investimentos em modernização de redes e serviços, ponto ausente nas diretrizes oferecidas pela NT 19. 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 Brasil, em termos de modernização sustentável do setor de distribuição. Todavia, ressalta-se que essa discussão deve ocorrer de forma apartada do avanço com a prorrogação das concessões vincendas.

Além de sinalizar com clareza as necessidades tecnológicas e regulatórias mínimas para todo o território nacional, a inauguração desse debate visa 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. Vale ressaltar que as transformações energéticas em curso demandam investimentos por parte das distribuidoras que podem resultar na redução de seus mercados e, por consequência, demandam um tratamento regulatório específico.

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, uma discussão mais aprofundada sobre o tema é desejada, sem que, para isso, haja prejuízo no prazo afeto à prorrogação das concessões.

Uma vez garantida a continuidade das concessões, as distribuidoras terão plena disponibilidade e segurança para se debruçar sobre novos modelos de negócio e, assim, dar os próximos passos na reflexão quanto ao seu papel no setor elétrico do futuro. É fundamental que as necessidades de investimento sejam devidamente alocadas no tempo, de forma que o seu imprescindível reconhecimento e remuneração sejam suficientes para garantir a modernização das redes, de forma sustentável aos negócios, e em equilíbrio às necessidades dos clientes.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A regulação é dinâmica e os critérios de serviço adequado podem e devem sofrer aperfeiçoamentos, sempre pautados nos princípios de antecedência e transparência, os quais devem figurar como norte para a continuidade de toda e qualquer prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, independente do regime contratual empregado. Consta-se que diversos países não adotam um prazo para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica (ex. Chile, Colômbia e Peru) ou, quando o adotam, o período de vigência é consideravelmente longo (ex. Argentina e Guatemala), exatamente porque os preços já são continuamente regulados e a qualidade do serviço é permanentemente observada e avaliada.

A modicidade tarifária também é um pilar importante, além da qualidade, que já vem sendo atingida por meio das metodologias de revisões tarifárias periódicas. A regulação por incentivos possibilita que os ganhos de produtividade obtidos sejam repartidos com os consumidores, criando um ciclo virtuoso: aumento de eficiência das empresas que se reverte em benefício aos consumidores pela redução das tarifas justas, que permitem continuar o ciclo de investimentos para manter a cobertura, confiabilidade e padrões de qualidade adequados.

No segmento da distribuição, ao comparar com modelos existentes em outros países, pode-se constatar que o modelo regulatório brasileiro, baseado na regulação por incentivos,

tem possibilitado a evolução dos indicadores de qualidade de atendimento, a expansão dos sistemas, a universalização dos serviços de fornecimento de energia elétrica e, ao mesmo tempo, a repartição com a sociedade dos ganhos de eficiência dos agentes.

O interesse público deve sempre pautar a discussão sobre o melhor mecanismo a ser aplicado, seja para deliberar tratativa ao término dos contratos com data de vencimento, seja para avaliar a permanência da operação sob responsabilidade de concessionário cujo contrato apresenta prazo indeterminado. Conforme o caso brasileiro, atendidas as condicionantes de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, a prorrogação se mostra como alternativa adequada e que melhor atende o interesse público, pois evita descontinuidade ou deterioração na prestação do serviço e riscos de frustração nas possíveis licitações.

Dentro do contexto da transição energética, o segmento de distribuição de energia elétrica é figura essencial, pela sua estratégica colocação na cadeia produtiva da indústria elétrica. Desse modo, as distribuidoras devem 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 considera não somente a descarbonização, mas também engloba a descentralização e a digitalização, resultando nos 3 "Ds". O "D" de descentralização

implicará novos papéis 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 “D” de digitalização 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.

A modernização das redes perpassa correspondente atualização dos esquemas regulatórios, de modo a fornecer previsibilidade e garantia às distribuidoras no que tange à remuneração dos investimentos, e transmitir sinais de preço eficientes aos consumidores. Contudo, tais aperfeiçoamentos regulatórios resultam de um processo de revisão contínuo, sendo factível e recomendado que aconteça de forma aprofundada e apartada de qualquer discussão pertinente ao regime contratual aplicado à distribuição de energia elétrica e ao processo de prorrogação dos contratos, quando aplicável.

O desenho dos modelos contratuais deve manter como premissa a sustentação dos requisitos mínimos capazes de garantir qualidade no fornecimento, satisfação do consumidor, equilíbrio econômico-financeiro das partes e desenvolvimento sustentável do setor, além de agregar a flexibilidade necessária para evolução e adequação dos marcos regulatórios frente aos desafios da transição energética.

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

- ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Concessões Vincendas de Distribuição: Proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=536e73c7-0686-e282-b757-f6c931f-d03ab&groupId=436859
- BRANDÃO, Roberto; TOMMASO, Francesco. GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ. Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023 Concessões Vincendas de Distribuição: Excedentes Econômicos e Sustentabilidade Econômico-Financeiro das Distribuidoras. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=8aef8810-9ec8-3537-e83e-4ebaae3c938a&groupId=436859
- DUTRA, Joisa; JUNIOR, Mario Engler (Org.). Concessões no Setor Elétrico Brasileiro: evolução e perspectivas. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. Disponível em: <https://ceri.fgv.br/publicacoes/concessoes-no-setor-eletrico-brasileiro-evolucao-e-perspectivas>
- EDP. Consulta Pública MME 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=eef8430c-eb52-f151-caba-3f4a1269b822&groupId=436859
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética e Elétrica. EPE, 2023 Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcednergia/matriz-energetica-e-eletrica>
- ENEL. Consulta Pública Ministério de Minas e Energia 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=6b016ef5-5a43-c766-3d93-5bf0465f86ed&groupId=436859
- EQUATORIAL ENERGIA. Contribuições para a CP nº 152/2023/ MME: Prorrogação das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=dc231885-8764-1145-8a96-5fecddc55df4&groupId=436859
- HUBNER, Nelson; SANTOS, Vitor; CASTRO, Bianca. GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ. Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023 Concessões Vincendas de Distribuição: Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=5811ebba-1259-d289-76ad-bdf8613d10dd&groupId=436859
- IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Domicílios Brasileiros. IBGE EDUCA, 2023. Disponível em: <https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html>
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. Consulta Pública MME 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a2167326-c5fb-2c29-3a8b-58ae237f9502&groupId=436859
- MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 14/2023/ SAER/SE. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859
- MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 19/2023/ SAER/SE. MME, 2023. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/09/NOTA-TECNICA-No-19-2023-Renovacao-concessoes.pdf>
- NEOENERGIA. Contribuições CP MME nº 152/23: Concessões Vincendas de Distribuição. MME, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=89cdc36d-6587-07f6-9f31-f51205fb60d9&groupId=436859

