



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico

Vitor Santos
Nelson Hubner
Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Bianca Castro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 115

junho de 2022
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 115

Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico

Vitor Santos

Nelson Hubner

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Bianca Castro

ISBN: 978-65-86614-66-4

Junho de 2023

Sumário

Introdução	3
Capítulo 1. Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica na União Europeia.....	5
1.1. Regulação, concessões e monopólios naturais	5
1.2. Determinantes do desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica na Europa.....	13
1.3. Publicação da Diretiva 2014/23/UE relativa à adjudicação de contratos de concessão	14
1.4. O operador da rede de distribuição no contexto do processo de liberalização na União Europeia	17
Capítulo 2. Contextualização histórica dos modelos de governança da distribuição de energia elétrica na Europa	23
Capítulo 3. Estudos de caso em países da União Europeia.....	28
3.1. Concessões de distribuição de energia elétrica em Portugal.....	28
3.1.1. Da criação da EDP ao processo de liberalização do setor elétrico português..	28
3.1.2. Concessão da rede nacional de distribuição de energia elétrica em média e alta tensão	30
3.1.3. Concessões das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão	34
3.2. Concessões de distribuição de energia elétrica na França	36
3.3. Concessões de distribuição de energia elétrica na Alemanha.....	40
3.4. Concessões de distribuição de energia elétrica na Itália.....	42
3.5. Países em que a distribuição de energia elétrica não é objeto de concessão	43
3.5.1. Espanha.....	44
3.5.2. Reino Unido.....	44
Conclusões.....	46
Bibliografia	49

Introdução

A renovação dos contratos de concessão de distribuição é um tema prioritário para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), uma vez que os critérios que irão orientar as decisões dos grupos econômicos que atualmente neste segmento devem estar firmados e consolidados até o início de 2024, considerando as concessões que expiram no período entre 2025 e 2031. Esta prioridade também está vinculada diretamente à importância estratégica das distribuidoras de energia elétrica na cadeia de valor do SEB, por serem o “caixa” do fluxo de pagamentos e por atuarem como o último agente na oferta da energia elétrica aos consumidores.

Em função da importância estratégica deste tema e com o objetivo de contribuir com subsídios para a nova formatação contratual, este estudo busca elementos e conhecimentos na complexa e diferenciada experiência da União Europeia em relação às concessões de distribuição.

Neste sentido, o presente relatório está estruturado em três capítulos. No capítulo 1, apresenta-se, na seção 1.1, uma breve análise sobre o conceito de concessão, bem como sobre os seus fundamentos econômicos e, ainda, a relação existente entre concessão, regulamentação setorial e regulação econômica no âmbito europeu. Na seção 1.2, analisam-se as principais determinantes das alterações nos modelos de governança das redes de distribuição na Europa. Na seção 1.3, por sua vez, sublinha-se a relevância que a publicação da Diretiva 2014/23/EU teve na harmonização das regras e dos princípios básicos que devem estar subjacentes à celebração de contratos de concessão. Finalmente, na seção 1.4, procura-se sistematizar as implicações dos quatro pacotes para a liberalização do setor elétrico europeu na separação de suas atividades, nas suas funções e atribuições, bem como no modelo de governança dos operadores das redes de distribuição.

O capítulo 2 desenvolve uma sintética análise da contextualização histórica do processo de desenvolvimento do setor elétrico. O objetivo é ter uma melhor compreensão da grande diversidade de situações que existem atualmente na União Europeia em relação ao contexto institucional em que os operadores de rede de distribuição desenvolvem a sua atividade.

No capítulo 3, apresentam-se estudos de caso relativos às experiências de Portugal, França, Alemanha e Itália na adjudicação de contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Muitos países europeus não tiveram necessidade de adjudicar concessões para as redes de distribuição, pois existem companhias que são detentoras da propriedade desses ativos, como é o caso de Espanha e Reino Unido, cuja experiência é analisada neste capítulo.

Finalmente, no capítulo 4, discorre-se as principais conclusões em relação às grandes tendências que caracterizam as concessões de distribuição de energia elétrica nos países da União Europeia.

Capítulo 1

Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica na União Europeia

1.1. Regulação, concessões e monopólios naturais

Uma rede de distribuição é um monopólio natural caracterizada como um bem público e, por isso, a sua provisão descentralizada pelo mercado não dá garantias de soluções eficientes ou eficazes, de modo a não garantir a sua concretização. Ou seja, trata-se de uma clara falha de mercado que justifica a intervenção do Estado.

A solução normalmente adotada para resolver esta falha de mercado passa pela formalização de um contrato entre o poder concedente e uma concessionária, no qual se define, de forma detalhada e objetiva, quatro variáveis:

- i. O prazo da concessão considerando o período de amortização do investimento;
- ii. Os princípios que devem estar subjacentes à remuneração dos serviços prestados pela concessionária cuja aplicação é de responsabilidade do regulador setorial;
- iii. Os indicadores que devem ser utilizados para avaliar o desempenho da concessionária; e
- iv. Todos os restantes direitos e obrigações de cada uma das partes contratantes.

Para além disso, os contratos de concessão devem respeitar a legislação em vigor, visar o interesse público e respeitar os princípios da imparcialidade, da concorrência, da transparência e da não discriminação. Estes princípios, que são hoje consensuais, decorreram de um processo de aprofundamento e de melhoria contínua que decorreu e se firmou ao longo tempo.

Observa-se que a racionalidade econômica de uma concessão foi analisada em dois artigos, hoje clássicos, publicados por Demsetz (1968) e Williamson (1976). Apesar das críticas sobre a ineficácia ou ineficiência da regulação setorial tradicional ou da provisão de serviços através de empresas públicas, Demsetz (1968) considerava que os monopólios naturais privados também não asseguravam uma performance adequada, conforme trecho abaixo.

“Although public utility regulation recently has been criticized because of its ineffectiveness or because of the undesirable indirect effects it produces, the basic intellectual arguments for believing that truly effective regulation is desirable have not been challenged. Even those who are inclined to reject government regulation or ownership of public utilities because they believe these alternatives are more undesirable than private monopoly, implicitly accept the intellectual arguments that underlie regulation”¹.

De acordo com Demsetz (1968)², quando se está perante a um monopólio natural regulado, uma alternativa à atividade regulatória tradicional passaria por promover um leilão que atribua uma concessão para uma empresa poder exercer a prestação de um serviço a um preço eficiente durante o prazo fixado. Neste quadro institucional, o Estado deixava de exercer a atividade regulatória tradicional e limitava-se a atuar como um “leiloeiro” que estabelecia, *ex-ante*, o preço regulado³.

Face a estes pressupostos restritivos, Williamson (1976)⁴ criticou a visão de Demsetz por não a considerar realista. As conclusões de Demsetz baseiam-se em hipóteses muito simplificadoras que não se ajustam à complexidade que caracteriza a atividade de uma empresa de distribuição: a prestação de apenas um único serviço a um determinado preço, em que a qualidade não seria um critério relevante.

Os operadores das redes de distribuição desenvolvem uma atividade multisserviços, nas quais, além da quantidade e dos preços, a qualidade de serviço e a redução das perdas nas redes são também indicadores muito relevantes. Para além disso, no atual contexto de transição energética, o foco na inovação e na digitalização das redes, a atuação como facilitador no desenvolvimento dos mecanismos de flexibilidade ou na integração de novos atores, como as comunidades de energia, os prossumidores ou os agregadores, tendem, cada vez

¹ Demsetz (1968), p. 55.

² Sobre este assunto, ver Demsetz, Harold (1968). Why Regulate Utilities? Journal of Law and Economics, vol. 11, pp. 55-65.

³ Harold Demsetz designa este mecanismo de mercado com o termo “Franchise Bidding”.

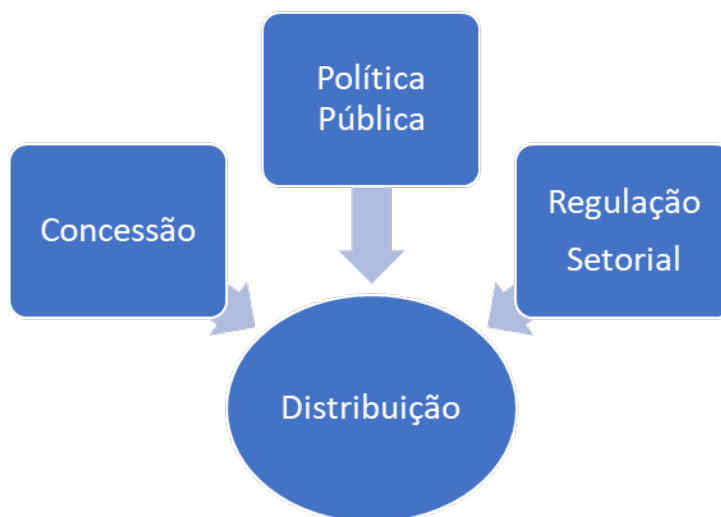
⁴ Sobre este assunto, ver Williamson, Oliver (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - In General and with Respect to CATV. Bell Journal of Economics, vol. 7, pp. 73-104.

mais, a se constituírem em indicadores relevantes de desempenho das distribuidoras, sujeitas a análises por parte das agências reguladoras.

Ademais, o prazo das concessões de energia pode se prolongar por períodos muito longos⁵, com a possibilidade de mutações tecnológicas e alterações no funcionamento no setor elétrico que não poderiam ser antecipadas quando se procedeu à adjudicação da concessão.

Por isso, as concessões não são “contratos completos” e devem estabelecer as regras básicas de natureza estrutural e intemporal e ser complementadas pela regulação econômica e pelas políticas públicas (ver Figura 1), de forma a garantir um ajustamento às alterações que eventualmente ocorram no curto e médio prazo. Na verdade, a substituição da regulação pelas concessões, tal como propunha Demsetz (1968), tinha uma concepção de Estado minimalista que não se ajustava às condições reais.

Figura 1 - As concessões da distribuição são um contrato “incompleto”



Fonte: Elaboração própria.

A intervenção tripartida do Estado concedente, do Estado promotor de políticas públicas e do regulador independente deve ter subjacente uma atribuição de funções que seja exaustiva, mas que exclua, também, a possibilidade de existirem sobreposições entre as três dimensões de intervenção pública.

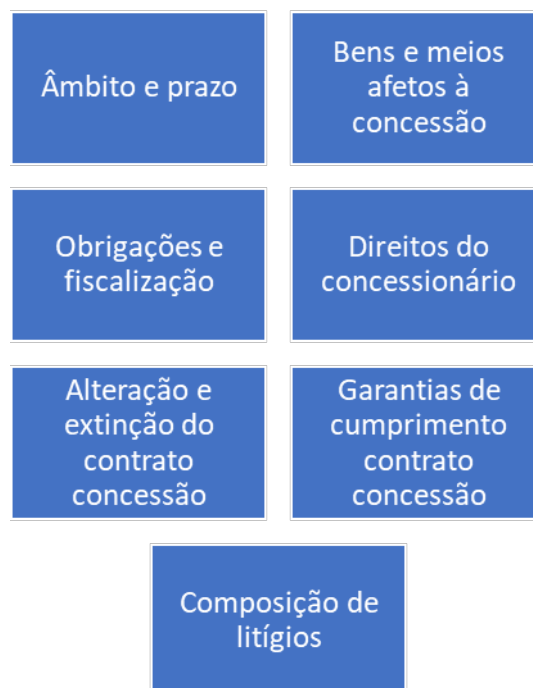
⁵ Os prazos das concessões podem chegar a 50 anos no caso das concessões da transmissão.

Nesta perspectiva, é desejável que o contrato de concessão não estabeleça regras que sejam da esfera das competências específicas do Estado promotor de políticas públicas e, sobretudo, do regulador setorial. É exatamente isso que acontece no caso concreto de Portugal, cuja concessão nacional de distribuição de energia elétrica em média e alta tensão remete inequivocamente às decisões de política pública e regulatória para as entidades que têm essas atribuições. Por exemplo, a remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica é remetida integral e exclusivamente à esfera de decisão do regulador.

Como se pode verificar na Figura 2, a estrutura do contrato de concessão é muito “enxuta” e restringe-se aos seguintes aspetos:

- i. Âmbito e prazo da concessão;
- ii. Direitos e obrigações do poder concedente e da concessionária;
- iii. Ação fiscalizadora à concessionária;
- iv. Definição dos procedimentos relativos a alterações e extinção dos contratos de concessão;
- v. Garantias de cumprimento do contrato; e
- vi. Mecanismos de resolução de conflitos.

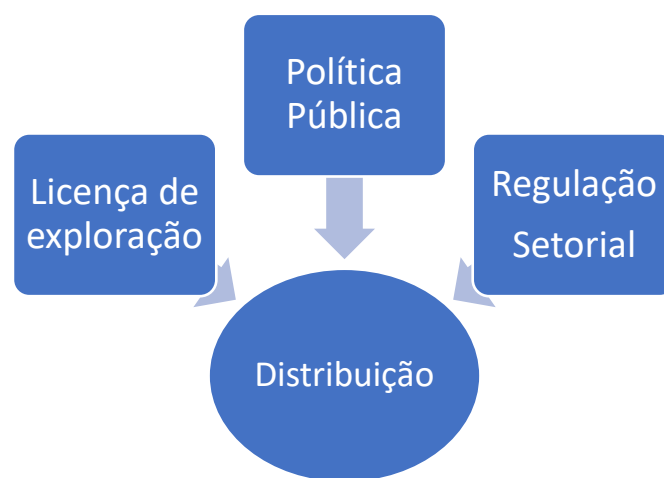
Figura 2 - Estrutura dos contratos de concessão



Fonte: Elaboração própria.

Como será examinado mais adiante, os contratos de concessão, a par da regulação setorial e das políticas públicas, constituem o tripé que caracteriza um dos modelos adotados na Europa para a intervenção do Estado na atividade de distribuição, como, por exemplo, na Alemanha, na França, na Itália e em Portugal. Porém, existem muitos outros países europeus em que as distribuidoras detêm os ativos de distribuição e procedem a operação da rede com base em uma licença de exploração, como, por exemplo, Espanha e Reino Unido, onde se realizou a criação de empresas regionais de distribuição (ver Figura 3).

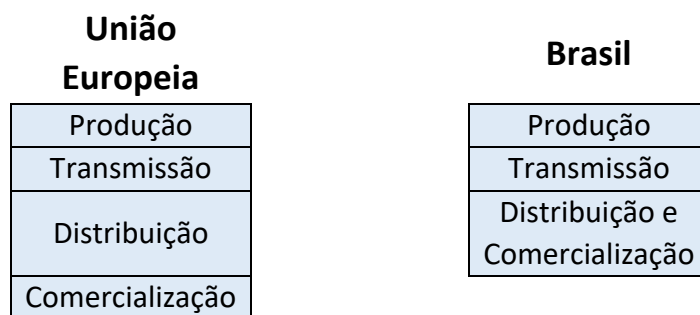
Figura 3 - Modelo de governança quando os distribuidores detêm os ativos de distribuição e realizam a operação da rede



Fonte: Elaboração própria.

Vale ainda sublinhar que o processo de separação de atividades na União Europeia e no Brasil possui uma distinção bastante relevante, como destacado através da Figura 4. Enquanto na Europa o operador da rede de distribuição tem a sua atividade restrita à operação e manutenção da rede, no Brasil as distribuidoras acumulam a função de operação da rede e de comercialização de energia elétrica, através de contratos vinculados a leilões, que definem preços de longo prazo. A responsabilidade pela atividade de comercialização passiva está em processo gradativo de extinção, mas ainda sem um prazo definitivo. Esta distinção nas atribuições das distribuidoras apresenta reflexos na divisão de trabalho entre as três dimensões de intervenção do Estado na atividade de distribuição.

Figura 4 - Processo de separação de atividades do setor elétrico na União Europeia e no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

A experiência europeia indica que a separação entre as atividades de distribuição e comercialização pressupõe a criação de dois novos agentes: os comercializadores de mercado e o comercializador regulado de último recurso (CUR). Neste contexto de estrutura de mercado, os consumidores residenciais e empresariais podem escolher o seu comercializador de mercado, com o qual celebram um contrato de fornecimento de energia elétrica com condições contratuais previamente negociadas e definidas para um determinado prazo.

O CUR assume diferentes configurações nos vários países da União Europeia. No caso português, a implementação do CUR ocorreu da seguinte forma e possui as características apresentadas abaixo:

- i. Quando foi realizada a separação entre as atividades de distribuição e comercialização, os consumidores que recebiam energia à tarifa regulada (todos os consumidores residenciais e os consumidores industriais que ainda não tinham aderido à contratualização da energia no mercado) passaram a ser atendidos pelo CUR;
- ii. Quando os consumidores passaram a poder optar por um contrato de fornecimento com um comercializador de mercado, se iniciou um processo de transição progressiva e gradual de consumidores do CUR para os comercializadores de mercado, incentivado pelas melhores condições contratuais oferecidas;
- iii. No caso de um comercializador de mercado deixar de exercer a sua atividade, a sua carteira de clientes era, transitoriamente, transferida para o CUR, até ao momento em que esses consumidores contratassem o seu fornecimento de energia com outro comercializador de mercado; e

- iv. Em uma fase inicial, o regresso ao CUR não era permitido, mas, recentemente, com a crise energética, os consumidores passaram a poder optar pela melhor tarifa existente no mercado, incluindo a tarifa regulada.

Observa-se que, nos países da União Europeia, a intervenção pública (políticas públicas, arquitetura da concessão e regulação setorial) está restrita à atividade de distribuição, com duas preocupações centrais.

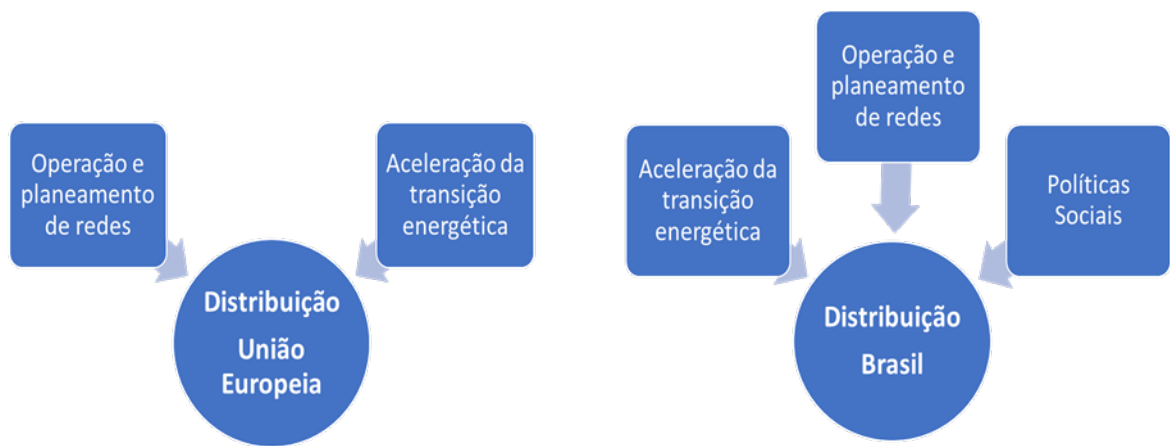
A primeira é a criação de condições propícias para um funcionamento eficaz e eficiente das atividades de distribuição, mediante, especialmente:

- i. A fixação de tarifas eficientes de acesso;
- ii. A garantia do acesso não discriminatório às redes;
- iii. A promoção de uma adequada qualidade de serviço;
- iv. A redução das perdas de energia; e
- v. A garantia de um adequado planejamento das redes.

A segunda é a realização das reformas em curso que visam acelerar a transição energética, com impacto direto e indireto nas redes de distribuição, dentre outros temas, relacionadas com:

- i. A definição das funções da distribuidora do futuro;
- ii. A criação dos mecanismos de flexibilidade;
- iii. A institucionalização de novos agentes (prosumidores, agregadores e comunidades de energia); e
- iv. A promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes).

Figura 5 - Comparação entre as áreas de intervenção pública na atividade da distribuição na União Europeia e no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Na execução das referidas reformas na União Europeia, a divisão de tarefas entre o governo e o regulador são muito claras. O governo ou, em alguns casos, o Parlamento deve criar um arcabouço legal que permita a institucionalização das reformas e o regulador setorial deve estabelecer um arcabouço regulatório que permita concretizar, com eficácia e eficiência, a arquitetura conceitual definida na legislação em vigor.

No Brasil, um elemento diferenciador é que as políticas sociais constituem um vetor de intervenção relevante na atividade das distribuidoras brasileiras, especialmente nas seguintes dimensões:

- i. Proteção dos consumidores, notadamente os mais vulneráveis; e
- ii. Mitigação dos impactos negativos da pobreza energética.

Estas dimensões suscitam duas questões que merecem ser examinadas no âmbito do processo do fim do prazo das atuais concessões de distribuição:

- i. Análise das funções da atividade de distribuição de energia elétrica perante os novos desafios suscitados pela transição energética; e
- ii. Possibilidade de separação entre as atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Uma resposta afirmativa à segunda questão pode ajudar a solucionar tanto os desafios referentes às mudanças impostas ao operador de rede em função da transição energética, quanto à utilização do setor elétrico para a promoção de políticas sociais. Entende-se que as questões relacionadas às políticas públicas não devem estar do âmbito da regulação das atividades de distribuição (expansão, manutenção e operação de redes). Assim, os formuladores de políticas públicas, a exemplo da experiência europeia, devem buscar outras formas de financiamento dessas ações, por serem distintas das obrigações regulares dos operadores de rede.

Por fim, a separação das atividades de distribuição e comercialização é essencial para se permitir a liberação do mercado, desde que ancorada na criação do supridor de última instância àqueles consumidores que não aderirem às ofertas contratuais das comercializadoras.

1.2. Determinantes do desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica na Europa

A redes de distribuição de energia na Europa são um mosaico cuja diversidade é marcada pela história e pelas reformas do setor elétrico (em suas duas grandes vertentes: liberalização e transição elétrica), pelo debate em torno das regras da contratação pública e, ainda e não menos importante, pelas especificidades do setor elétrico.

Figura 6 - Determinantes do desenvolvimento das redes de distribuição na Europa



Fonte: Elaboração própria.

As reformas do setor elétrico marcaram a evolução da distribuição de energia elétrica. O processo de liberalização do setor elétrico, que se iniciou durante a década de 1990, impôs a separação de atividades (contábil, funcional e legal) e o acesso não discriminatório às redes de transmissão que muito influenciaram o modelo de negócio das distribuidoras de energia elétrica do futuro. Todavia, a transição energética, que teve uma aceleração decisiva após o Acordo de Paris de 2015, suscita novos desafios ao papel das distribuidoras de energia elétrica, em especial no espaço europeu.

Os princípios aplicáveis às concessões têm sido objeto de reflexão e debate ao longo dos anos e, atualmente, existe um consenso em torno das boas práticas que devem ser adotadas ao nível dos Estados-Membros da União Europeia. Estes princípios estão contemplados em uma diretiva aprovada em 2014, que, posteriormente, foi transposta para o arcabouço legal dos diversos países da União Europeia.

Destaca-se que o processo de adjudicação das concessões da distribuição de energia elétrica é, necessariamente, muito marcado pelas especificidades do setor elétrico, notadamente a preocupação com a segurança de abastecimento e, ainda, o fato de a energia elétrica ser um serviço público essencial com reflexos na coesão social, no acesso a esse insumo e na pobreza energética, que merecem ser tratados no âmbito das políticas públicas.

1.3. Publicação da Diretiva 2014/23/UE relativa à adjudicação de contratos de concessão

Durante muitos anos, os Estados-Membros não dispuseram de uma referência normativa que clarificasse as regras básicas que deviam ser cumpridas nos contratos de concessões:

“A falta de regras claras a nível da União que rejam a adjudicação de contratos de concessão resulta numa situação de insegurança jurídica e em obstáculos à livre prestação de serviços e distorce o funcionamento do mercado interno”. (Diretiva 2014/23/UE)⁶

⁶ Convém destacar a diferença com o mercado elétrico brasileiro, que consolidou o arcabouço legal e regulatório dos contratos de concessão do segmento de distribuição ainda nos anos de 1990, com elevado grau de qualidade, demonstrado pelo interesse dos grandes grupos mundiais e pela liquidez destes contratos.

Essa situação constituía uma restrição muito relevante, já que a harmonização regulatória no âmbito da União Europeia é um pressuposto central à integração de mercados de energia elétrica e à própria criação do mercado interno europeu. Com o objetivo de superar esta condicionante, o Conselho e o Parlamento Europeu aprovaram, em 26 de fevereiro de 2014, a Diretiva 2014/23/UE⁷, que estabelece as regras básicas dos contratos de concessão.

Nesta perspectiva, a Diretiva 2014/23/UE estabeleceu que os contratos de concessão devem respeitar os princípios da legalidade, da prossecução do interesse público, da imparcialidade, da proporcionalidade, da sustentabilidade e da responsabilidade, da concorrência, da publicidade e da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação. Além disso, a Diretiva “estabelece regras aplicáveis aos procedimentos de contratação levados a cabo por autoridades e entidades adjudicantes por meio de uma concessão”. Merece ser destacado que, no entanto, não há referências aos princípios ou procedimentos que devem estar subjacentes à prorrogação ou à renovação das concessões.⁸

Figura 7 - Princípios estabelecidos na Diretiva 2014/23/EU



Fonte: Elaboração própria.

⁷ A Diretiva 2014/23/UE está disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0023&from=PT>.

⁸ Trata-se, assim, de caso análogo ao brasileiro.

Neste contexto, foram realizados diversos estudos de caso sobre a aplicação da Diretiva 2014/23/EU⁹. Porém, a maioria desses estudos não se refere ao setor elétrico e, como seria de prever, também não analisam a prorrogação das concessões, já que este tema não é objeto de qualquer previsão legal que o regule especificamente.

Em termos gerais, os estudos permitem concluir que a percentagem de incumprimentos é pouco expressiva, mas que há ainda um caminho a ser percorrido no sentido de reforçar, harmonizar e regulamentar, nos vários Estados-Membros, a aplicação dos princípios estabelecidos na Diretiva.

É consensual nos países da União Europeia que, em geral, a atribuição da concessão deve ser precedida da realização de uma licitação pública. Destaca-se que também é admitida a renovação ou prorrogação da concessão no âmbito europeu se o interesse público a justificar, mas sem regras definidas.

Existe um debate jurídico sobre se a invocação do interesse público não fere o equilíbrio entre a aplicação dos vários princípios e, nomeadamente, o da concorrência. Por isso, a invocação do interesse público deve possuir uma justificativa objetiva e fundamentada, que evidencie que a renovação/prorrogação se reflete em benefícios econômicos e sociais iguais ou superiores ao que poderia decorrer de uma nova licitação.

Esta linha de argumentação serve de base para a análise do caso brasileiro, prevalecendo duas questões centrais. A primeira é se deve haver licitação. A segunda é se os atuais grupos detentores das concessões devem ser onerados para garantir a prorrogação dos contratos. O posicionamento conceitual implícito na Diretiva Europeia não é a oneração ou licitação, mas se a renovação/prorrogação trará benefícios econômicos e sociais¹⁰.

⁹ European Commission (2021), *Stakeholder event on the Directive on concession contracts*; https://single-market-economy.ec.europa.eu/events/stakeholder-event-directive-concession-contracts-2021-11-15_en; European Commission et al. (2017), *Study on the analysis of licensing and fiscal frameworks for concession agreements in the energy sector in the eastern partner countries*.

¹⁰ Este posicionamento é um exemplo importante para o Brasil, uma vez que determina, como elemento decisivo, a previsão de benefícios econômicos e sociais.

No caso concreto do setor elétrico europeu, existem temas relevantes que podem ser invocados, como a segurança de abastecimento e a circunstância de a energia elétrica ser um bem público essencial com uma dimensão social incontornável, nomeadamente nas seguintes dimensões:

- i. Proteção dos consumidores mais vulneráveis;
- ii. Garantia do acesso universal a uma energia segura e com preços módicos; e
- iii. Mitigação dos impactos negativos da pobreza energética.

Este contexto de objetivos mais estruturais foi reforçado pelas reformas em curso que visam acelerar a transição energética, as quais estão criando e definindo novas funções às distribuidoras, como os mecanismos de flexibilidade, a institucionalização de novos agentes (prossumidores, agregadores e comunidades de energia) e a promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes).

Estes compromissos irão impactar de forma direta e indireta as redes de distribuição, refletindo sobre o desenho e a arquitetura dos contratos de concessão, o que merece atenção, no Brasil, frente à prorrogação das concessões.

1.4. O operador da rede de distribuição no contexto do processo de liberalização na União Europeia

Nos anos 1990, consensualizou-se, à escala global, a necessidade de promover uma reforma profunda, embora progressiva e gradual, dos setores elétrico e do gás natural em que se distinguem as seguintes dimensões:

- i. Privatização dos antigos monopólios públicos, acompanhada pela separação de atividades (*unbundling*);
- ii. Acesso não discriminatório de terceiros às redes;
- iii. Construção de mercados organizados e institucionalização de novos agentes; e
- iv. Introdução da regulação independente, com foco na proteção dos consumidores e nos segmentos de rede com a natureza de monopólios naturais.

A profunda reorganização do setor energético baseado na existência de monopólios públicos verticalmente integrados, para um modelo de funcionamento focado na separação entre monopólios naturais (redes) e atividades competitivas (produção e comercialização), demonstrou as seguintes preocupações:

- i. Garantia de acesso não discriminatório de terceiros às redes;
- ii. Regulação econômica eficiente dos monopólios naturais; e
- iii. Introdução de novos instrumentos de mercado que permitiram potenciar a concorrência nos segmentos competitivos das cadeias de valor.

O processo de liberalização visando o reforço e a consolidação do mercado interno da energia está consagrado nos artigos 114 e 194 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia¹¹. Assim, para alcançar os objetivos estabelecidos no Tratado, a União Europeia adotou dois tipos deferentes de instrumentos jurídicos: regulamentos e diretivas.

Observa-se que os regulamentos são vinculativos e devem ser integralmente aplicados em todos os Estados-Membros. As diretivas, por outro lado, estabelecem metas ou objetivos para os quais se fixa um prazo máximo de transposição para o direito interno de cada Estado-Membro. Neste sentido, cabe à Comissão Europeia monitorizar o cumprimento do prazo de transposição e a adequação da transposição às diretivas europeias.

A evolução dos modelos de governança e das funções dos operadores de rede distribuição nos países da União Europeia tem sido determinada, de forma decisiva, pela publicação de diretivas e regulamentos. Assim, de modo a assegurar uma certa uniformização no processo de liberalização, foram publicados três pacotes legislativos que incluíam, nomeadamente, as seguintes diretivas: 1996/92/CE¹², 2003/54/CE¹³ e 2009/72/CE¹⁴.

¹¹ Trata-se da versão de 2016 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia. Sobre este assunto, ver https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9e8d52e1-2c70-11e6-b497-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_3&format=PDF.

¹² Sobre este assunto, ver <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092>.

¹³ Sobre este assunto, ver https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF.

¹⁴ Sobre este assunto, ver <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:PT:PDF>.

Estes diplomas estabeleceram regras claras sobre as funções do operador da rede de distribuição e em relação às diferentes dimensões da separação das atividades do setor elétrico, visando evitar situações de conflito de interesses e criar condições propícias a decisões imparciais dos operadores de rede de distribuição.

Deste modo, segundo os diplomas apresentados, as funções tradicionais dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) são (i) realizar a operação e manutenção da rede, considerando os objetivos de acesso às redes, segurança de abastecimento, qualidade de serviço, gestão das perdas e acesso transparente à informação, além de (ii) planejar a sua expansão.

A função comercialização passou a ser assumida por um novo agente: os comercializadores. Neste sentido, o artigo 21 da Diretiva 2003/54/CE estabeleceu um *roadmap*¹⁵ que definia, por ordem crescente de potência contratada, o prazo a partir do qual os consumidores passaram a poder escolher o seu comercializador. A partir de 1 de julho de 2007, todos os consumidores passaram a ter a opção de escolher o seu comercializador de mercado. Portanto, o ORD não poderia mais desenvolver atividades relacionadas à produção ou à comercialização de energia elétrica e passa a agir como um facilitador, obrigado a uma estrita neutralidade na garantia de acesso não discriminatório às redes por parte dos comercializadores e produtores de energia.

Ademais, o ORD deve garantir a diferenciação da sua imagem e comunicação em relação a todas as entidades que operam nos sistemas elétricos nacionais europeus. Observa-se que a atividade de distribuição está relacionada a diferentes critérios de separação¹⁶:

- i. Separação contábil, ou seja, deve-se garantir a separação das contas referentes às atividades de distribuição;
- ii. Separação funcional, ou seja, os responsáveis pela gestão das atividades de gestão não devem participar de outras atividades nas empresas verticalmente integradas; e

¹⁵ Sobre este assunto, ver https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF.

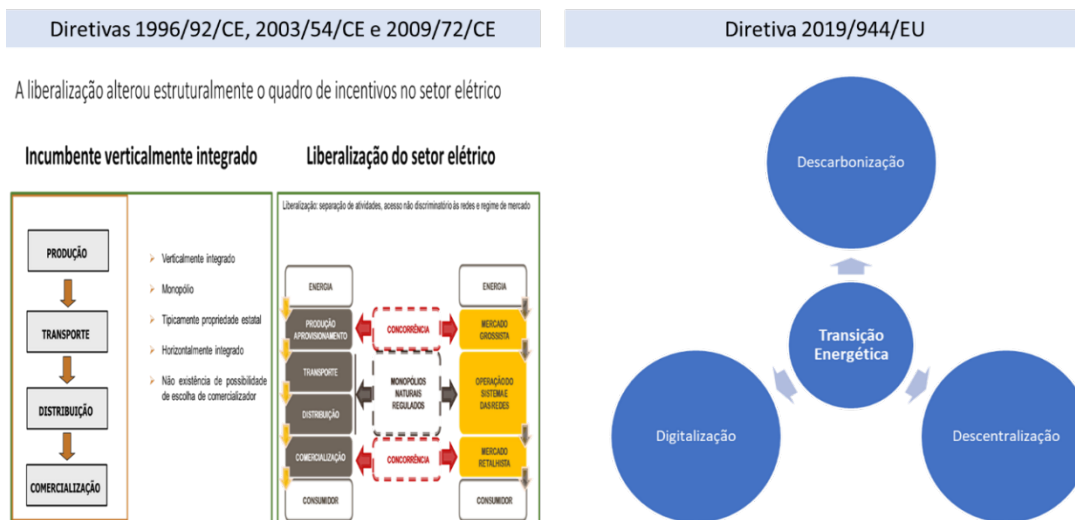
¹⁶ Para mais informações sobre a separação de atividades no contexto dos DSO da União Europeia, ver CEER (2019), *Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions*, disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f69775aa-613c-78a5-4d96-8fd57e6b77d4>.

- iii. No caso de o ORD pertencer ao grupo econômico de empresas verticalmente integradas, só poderia exercer a sua atividade após o cumprimento das obrigações em matéria de separação legal.

Finalmente, os ORD que operam redes com menos de 100.000 consumidores não são obrigados à separação legal e apenas devem assegurar as separações contábil e funcional.

Face à independência das entidades reguladoras setoriais, as diretivas não se pronunciavam sobre as metodologias de regulação e apenas mencionavam que deveria ser assegurada uma remuneração eficiente pelos serviços prestados pelas distribuidoras.

Figura 8 – Eventuais impactos da liberalização e da transição energética nas concessões



Fonte: Elaboração própria.

No paradigma clássico de organização do setor elétrico, a geração centralizada de energia segue a demanda, com base em um fluxo unidirecional monitorizado através de um sistema de transmissão e automação limitada, ao longo de uma rede passiva que entrega a energia elétrica aos consumidores domésticos e industriais.

Considerando uma estrutura de custos variáveis elevados (custos de combustíveis) e uma produção centralizada de grande dimensão que assegurava a continuidade e a previsibilidade de fornecimento, a geração de energia era um fator determinante de flexibilidade perante uma procura variável e muito pouco flexível. No balanceamento entre a demanda e a oferta de energia, a flexibilidade estava basicamente centrada na gestão da geração.

A penetração crescente das fontes renováveis descentralizadas de pequena dimensão e com geração variável reduziu a flexibilidade do lado da oferta e suscitou a necessidade de valorizar mecanismos de flexibilidade, incentivando o armazenamento e a resposta da demanda.

Destaca-se que o setor de energia atravessa um período de mudanças estruturais que sugerem uma visão de futuro bastante diferente do cenário atual, quer para os operadores e agentes do setor, quer para os consumidores.

A inovação tecnológica ao nível da geração de energia elétrica aponta para uma redução significativa da escala econômica dos projetos, viabilizando a produção local de energia a partir de fontes renováveis, como a geração fotovoltaica ou eólica. As redes de energia incorporam cada vez mais inovação (redes inteligentes), se tornando mais automatizadas, o que permite melhores níveis de qualidade de serviço, a participação de novos agentes, a oferta de novos serviços e o surgimento de novos modelos de negócio.

A inovação afeta, também, a forma de consumir energia, com novos usos de energia elétrica e, em breve, do hidrogénio verde, o desenvolvimento na área da mobilidade de pessoas e, sobretudo, de mercadorias, e os sistemas inteligentes de monitorização de consumos e de produção, com a gestão integrada de recursos energéticos.

Os consumidores passam a ser protagonistas e proativos, acumulando as funções de consumidores, microprodutores e micro armazenadores e utilizando as suas próprias instalações de consumo e produção para prestarem serviços ao sistema e às redes (prosumidores).

O desenho do mercado elétrico e dos instrumentos e mecanismos de regulação têm registados sucessivas alterações, de modo (i) a proporcionarem um ambiente favorável à concretização dos desenvolvimentos do mercado e à incorporação de nova tecnologia e inovação e (ii) a incentivarem o envolvimento dos consumidores no centro das decisões, assegurando a sustentabilidade econômica e ambiental do sector energético, assim como mantendo e afirmando a concorrência no funcionamento dos mercados¹⁷.

¹⁷ Em 14 de março de 2023, a Comissão Europeia propôs novas regras para o desenho do mercado elétrico, com a seguinte preocupação: como assegurar um ritmo adequado de investimento para a descarbonização nos próximos 10-15 anos, garantindo, simultaneamente, que a transição energética ocorra a custos eficientes e protegendo os consumidores da volatilidade dos preços? Sobre este assunto, ver https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591 e <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0148>.

As alterações profundas que estão ocorrendo na dinâmica de funcionamento do setor elétrico decorrentes do processo de transição energética suscitaram a seguinte questão: qual deverá ser o papel dos operadores da rede de distribuição face a este novo contexto?

Tendo em vista estas alterações, a União Europeia aprovou o quarto pacote para a liberalização do setor elétrico, com destaque para a Diretiva 2019/944/EU¹⁸, que estabelece regras comuns de produção, transporte, distribuição, armazenagem e comercialização de eletricidade no novo contexto da transição energética. Ademais, esta Diretiva prevê regras comuns para as novas funções ou atividades desenvolvidas no contexto da transição energética, nomeadamente as comunidades de energia¹⁹ e os agregadores²⁰.

¹⁸ Sobre este assunto, ver <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>.

¹⁹ Comunidade de energia é uma entidade jurídica “cujos titulares de participações sociais podem ser pessoas singulares, autoridades locais, incluindo municípios, ou pequenas empresas (...) que pode participar em atividades de produção, distribuição, comercialização, consumo, agregação e armazenamento de energia, bem como em atividades de prestação de serviços de eficiência energética, de carregamento de veículos elétricos e de outros serviços energéticos”, conforme previsto na Diretiva 2019/944/EU.

²⁰ “Agregação, uma função desempenhada por uma pessoa singular ou coletiva, o agregador, que combina as cargas ou a eletricidade produzida de múltiplos clientes para compra, venda ou leilão num mercado de eletricidade”, conforme previsto na Diretiva 2019/944/EU.

Capítulo 2

Contextualização histórica dos modelos de governança da distribuição de energia elétrica na Europa

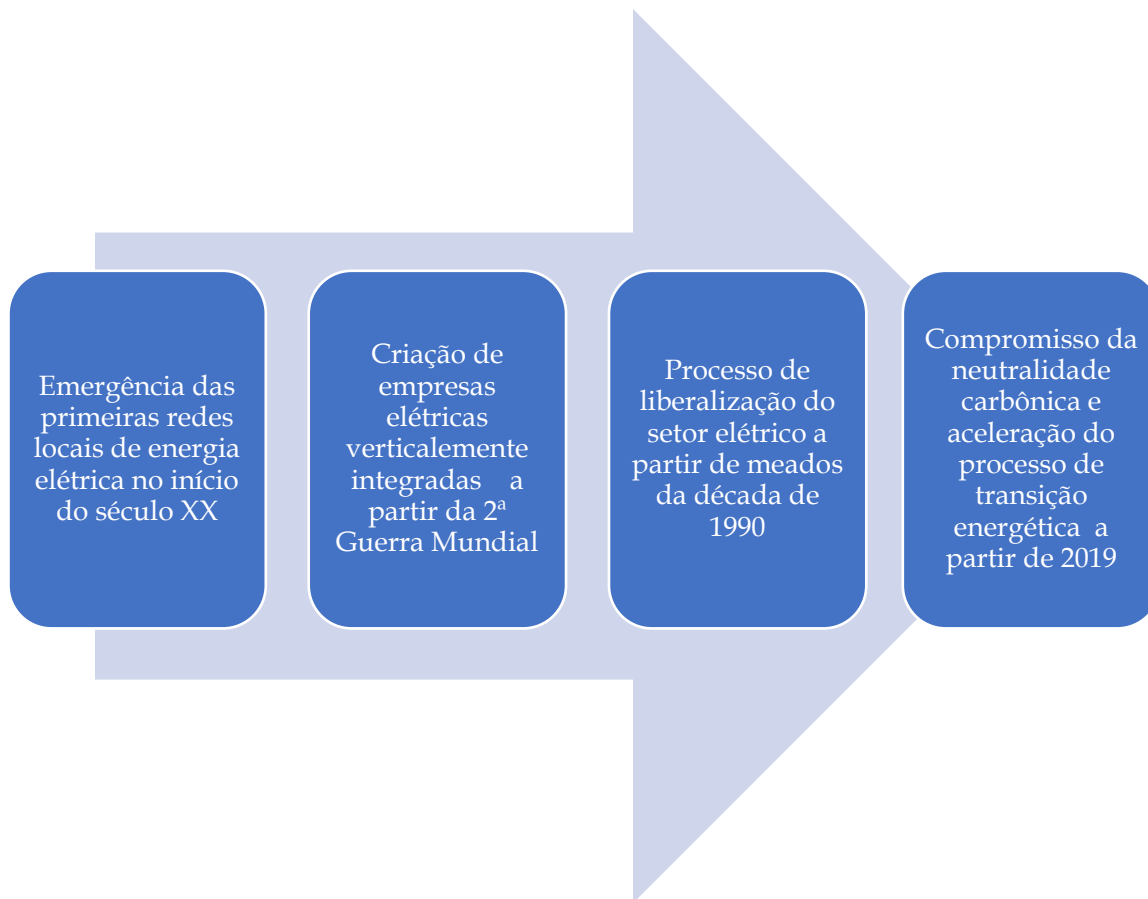
É relevante analisar a evolução histórica das redes de distribuição de energia elétrica para se entender melhor os diferentes modelos institucionais de governança que foram sendo adotados ao longo do tempo na Europa.

Na virada do Século XIX para o Século XX, foram desenvolvidos projetos experimentais de geração e distribuição de energia elétrica em pequenas redes locais, associadas à iluminação pública nos centros das cidades, e em áreas de implantação de atividades industriais que começaram a utilizar eletricidade nos seus processos industriais. Os excedentes de produção de energia passaram a ser utilizados no fornecimento das populações contíguas, criando pequenas redes locais que funcionavam como ilhas energéticas.

À medida que as redes locais foram crescendo em dimensão e complexidade, foi necessário criar unidades de decisão empresariais profissionalizadas para realizar a gestão destas infraestruturas, cujos ativos eram propriedade dos municípios ou de entidades privadas.

Os municípios e, por vezes, entidades inframunicipais criaram empresas que se dedicaram à gestão das infraestruturas de geração e distribuição de energia ou, alternativamente, firmaram contratos de concessão com entidades que realizavam a gestão desses empreendimentos. Ou seja, a gestão da geração e da distribuição de energia passou a empresas privadas, que detinham, também, a propriedade dos ativos, a empresas que eram concessionárias dos ativos dos municípios e a empresas municipais. Destaca-se que, atualmente, essas três realidades ainda coexistem na Europa.

Figura 9 - Evolução histórica do setor elétrico na Europa



Fonte: Elaboração própria.

Este processo de desenvolvimento descentralizado no território é a principal justificativa para que, ainda hoje, por exemplo, existam 883 empresas de distribuição de energia elétrica na Alemanha e 1.300 concessionárias na França. Uma parte significativa dessas empresas são de pequena dimensão e exercem a atividade de distribuição em baixa tensão.

As pequenas “ilhas elétricas” cresceram e outras foram criadas, até que, por agregações sucessivas, passaram a existir redes interligadas e ocorreu a concepção das redes elétricas nacionais, durante a primeira metade do Século XX.

A necessidade de corresponder com eficácia e eficiência ao crescimento da procura por energia elétrica durante as três décadas de crescimento que se seguiram à 2ª Guerra Mundial levou os países europeus à nacionalização e à integração de todas as atividades dispersas de produção e transmissão. Contudo, muitas distribuidoras locais e pequenas mantiveram a sua autonomia face à empresa verticalmente integrada.

Na década de 1990, assistiu-se à separação das atividades do setor elétrico em consequência do processo de liberalização. Porém, na grande maioria dos países europeus, os operadores das redes de transmissão são considerados um ativo estratégico que, por isso, mantiveram o seu estatuto de empresas públicas ou, quando se abriram ao capital privado, o Estado manteve o seu controle acionário.

No contexto das empresas verticalmente integradas, a função de distribuição não era gerida por uma empresa, mas a sua gestão era assegurada por uma das suas direções operacionais. O processo de separação contábil, funcional e legal tornou obrigatória a criação de empresas de distribuição.

Deve-se sublinhar que uma percentagem significativa dos operadores das redes de distribuição na União Europeia faz parte do universo empresarial de grupos empresariais verticalmente integrados que existiam antes do processo de liberalização. Porém, o exercício da atividade de distribuição obriga o operador a cumprir regras estritas de transparência, não discriminação, diferenciação de imagem e comunicação e independência funcional²¹.

Como já referido anteriormente, a descentralização é uma tendência marcante da transição energética e, por isso, existe um foco dos países europeus em uma gestão estratégica das atividades de distribuição visando a resposta para a seguinte questão: qual deverá ser o papel da distribuidora no futuro determinado e subordinado à transição energética?

Nota-se que, no âmbito europeu, a descentralização crescente suscitada pela transição energética está impulsionando a difusão de empresas de energia de base local de média dimensão, que integram a geração, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.

O grau de “concentração”²² da atividade de distribuição na Europa regista fortes assimetrias geográficas, embora as situações de média concentração tenham maior expressividade. Os países do norte e do centro da Europa são os que apresentam graus de “concentração” mais baixos, enquanto os países do sul e do leste europeu evidenciam situações de maior “concentração” industrial (ver Figura 10). Esta diversidade de situações não decorre de diferentes opções de política energética

²¹ Ou seja, os responsáveis pela gestão das atividades de distribuição não devem participar de outras atividades nas empresas verticalmente integradas.

²² O grau de “concentração” é inversamente proporcional ao número de operadores existentes em cada país, tendo em vista que cada operador de distribuição é um monopólio local no âmbito territorial em que desenvolve a sua atividade.

tomadas recentemente, mas é, sobretudo, uma consequência das heranças e tradições históricas bem anteriores ao processo de liberalização.

Uma parte significativa dos operadores de distribuição são empresas públicas de âmbito nacional ou municipal e, por isso, são detidas por acionistas nacionais (ver Figura 11). Em alguns países, os operadores de redes de distribuição são detentores dos ativos e o requisito para iniciarem a operação é uma licença emitida pelas autoridades responsáveis pela política energética. Em outros casos, como, na Alemanha, na França, na Itália ou em Portugal, os ativos são detidos pelo poder público (federal ou municipal), que os concedem às concessionárias durante um prazo definido²³.

Figura 10 – Grau de concentração dos operadores de rede de distribuição europeus

Figure 1.1 Level of DSO concentration

Country	Code	Number of DSOs	Number of legally unbundled DSOs
Austria	AT	126	11
Belgium	BE	16	12
Bulgaria	BG	4	4
Croatia	HR	1	1
Cyprus	CY	1	1
Czech Rep.	CZ	290	3
Denmark	DK	40	10 ⁴
Estonia	EE	34	1
Finland	FI	77	9
France	FR	144	6
Germany	DE	883	80
Greece	GR	1	1
Hungary	HU	6	6
Ireland	IE	1	1
Italy	IT	128	8
Latvia	LV	11	1
Lithuania	LT	6	1
Luxembourg	LU	4	1
Malta	MT	1	0 ⁵
The Netherlands	NL	6	6
Norway	NO	119	7
Poland	PL	184	5
Portugal	PT	13 ⁶	1
Romania	RO	51	8
Slovakia	SK	3	3
Slovenia	SI	1	1 ⁷
Spain	ES	354	5
Sweden	SE	170	6
Switzerland	CH	630	0
United Kingdom	UK	14	6
Total		3319	195

Low concentration	Medium concentration	High concentration	Very high concentration
Mainly small, local DSOs. The three largest DSOs usually deliver less than 50% of distributed power	A mix of DSOs, with the three largest accounting for more than 60% of distributed power	One dominant DSO (more than 80% of distributed power) and several local DSOs	One DSO company



⁴ The figure represents the number of DSOs that are not part of a company with power retailing activities. All DSOs are functionally unbundled.
⁵ Malta benefits from the exemption from the requirements of Directive 2009/72/EC: the Maltese Electricity Market Regulations require unbundling at an internal accounting level only.
⁶ In mainland Portugal 10 DSOs operate exclusively LV lines. Only 2 DSOs operate on the islands and do not have to be legally unbundled.
⁷ The Slovenian DSO – SODO d.o.o. – is leasing the infrastructures and services from 5 Distribution companies.

Fonte: Eurelectric (2020)²⁴.

²³ No Brasil, este processo de concentração foi mais rápido, tendo em vista a necessidade de as instâncias governamentais assumirem os investimentos, via empresas estaduais que, a partir de fins dos anos de 1990, passaram por processos de privatização, representando a base dos atuais contratos de concessão.

²⁴ Disponível em: <https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf>.

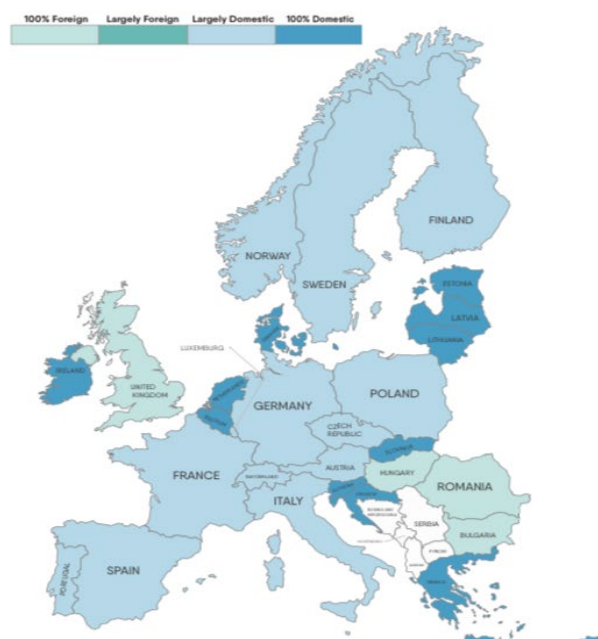
Figura 11 – Tipologia dos operadores de rede de distribuição europeus em relação ao regime de propriedade e à estrutura acionária

This diversity is due to the historical organisation of distribution and differences in the role of local/national authorities. Most DSOs own the network and are granted an operation licence by local or national public authorities. In some countries, like France or Germany, DSOs are granted concession contracts to operate the network for a certain amount of time while the public authorities remain the owner in the long term. In these cases, DSOs are in charge of operation and maintenance as well as capital investment.

Figure 1.2 DSO Ownership⁸



Figure 1.3 Shareholding



⁸ For each country the percentage of each type of ownership was calculated by aggregating the kWh distributed by each type of company. Where the DSOs are fully or partly publicly owned, the form of the mother company ownership was considered in the calculation.

Fonte: Eurelectric (2020)²⁵.

²⁵ Disponível em: <https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf>.

Capítulo 3

Estudos de caso em países da União Europeia

Neste capítulo, apresentam-se as principais experiências de concessões para a exploração de redes de distribuição em Portugal, na França, na Alemanha e na Itália. Faz-se, também, uma breve referência ao modelo de governança da rede de distribuição em dois países, Espanha e Reino Unido, que não adotaram o modelo de concessão.

3.1 Concessões de distribuição de energia elétrica em Portugal

3.1.1 Da criação da EDP ao processo de liberalização do setor elétrico português

Em 1975, o setor elétrico português foi nacionalizado, através do Decreto-Lei nº 205-G/1975²⁶, o que significou que passaram para a esfera pública 14 companhias elétricas de produção, transporte e distribuição de energia. Em 1976, através do Decreto-Lei nº 502/1976²⁷, foi criada a EDP, que resultou da fusão das empresas anteriormente nacionalizadas, constituindo, assim, um grupo verticalmente integrado.

A liberalização do setor energético português antecipou-se à aprovação da Diretiva 96/92/CE e foi estabelecida mediante a publicação dos Decretos-lei nº 182/1995 a nº 185/1995. Com a publicação da Diretiva 96/92/CE, foi necessária a realização de alguns ajustes à legislação nacional, através da publicação do Decreto-lei nº 56/1997, de forma a completar a transposição da Diretiva para o Direito interno.

²⁶ Sobre este assunto, ver <https://files.dre.pt/1s/1975/04/08902/00100012.pdf>.

²⁷ Sobre este assunto, ver <https://files.dre.pt/1s/1976/06/15100/14381447.pdf>.

Cerca de 20 anos depois, em 1994, ocorreu a desintegração vertical da EDP e criou-se o Grupo EDP em resultado da separação das atividades de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em 1995, a Entidade Regulador Setorial (ERSE) foi criada, com o início de suas funções em 1997.

O processo de separação das atividades no setor elétrico português realizou-se prontamente de acordo com as melhores práticas conhecidas (ver Quadro 1). Neste sentido, foi realizada a separação das atividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, com destaque para a separação contábil, funcional e legal da distribuidora. Todavia, os operadores de redes que servem a menos de 100.000 consumidores não são obrigados à separação legal e apenas devem assegurar as separações contábil e funcional, como ocorre nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Importa ainda referir que a Diretiva 2014/23/EU foi transposta para o Direito interno através do Decreto-Lei nº 111-B/2017²⁸, que estabelece as regras aplicáveis às concessões em seu Capítulo. Tal como já ocorria com a Diretiva, o Decreto-Lei que a transpõe não se refere aos princípios ou procedimentos que devem reger a prorrogação ou renovação das concessões.

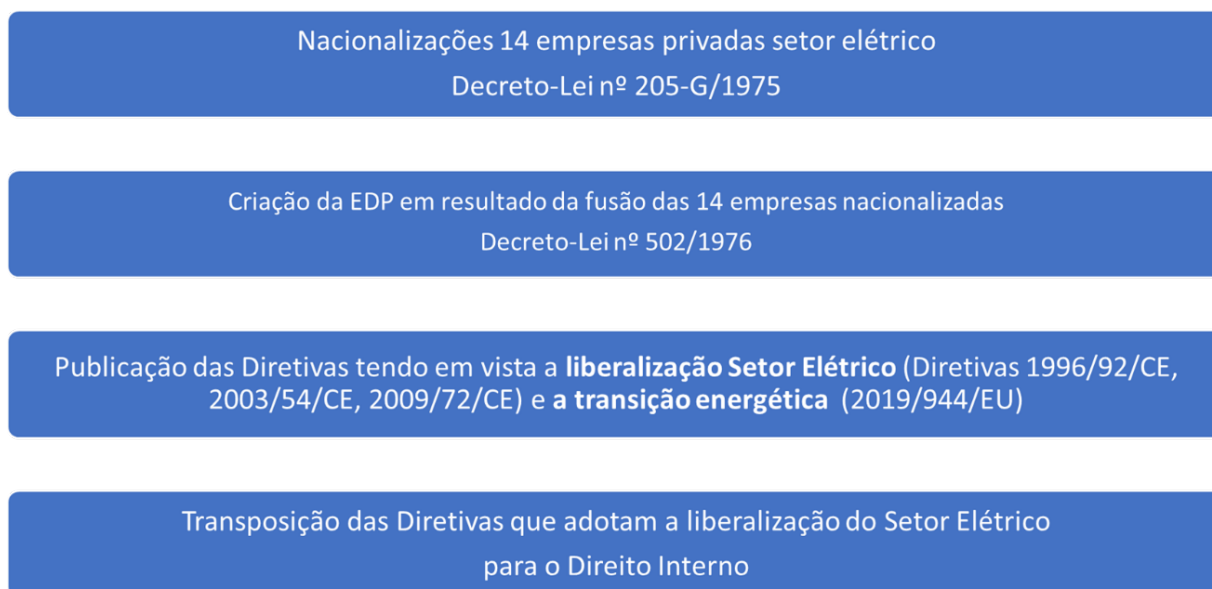
Anteriormente à publicação da Diretiva 2014/23/EU, o Governo português introduziu modificações a várias concessões de distribuição, especialmente no que diz respeito a prorrogações de prazo, visando a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro em razão da separação das atividades decorrente do processo de liberalização²⁹. Além disso, o Decreto-Lei nº 172/2006 estabeleceu as regras da nova concessão da rede nacional de distribuição, como será apresentado mais adiante.

²⁸ Sobre este assunto, ver <https://files.dre.pt/1s/2017/08/16802/0189402052.pdf>.

²⁹ Sobre este assunto, ver <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/combustiveis/concessoes-e-licencas-sng/concessoes/>.

Posteriormente à publicação da Diretiva 2014/23/EU, foi publicada a Lei nº 31/2017, que estabelece as regras aplicáveis à atribuição de concessões à distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

Figura 12 – Nacionalizações, liberalização e a transição energética em Portugal



Fonte: Elaboração própria.

3.1.2 Concessão da rede nacional de distribuição de energia elétrica em média e alta tensão

Em Portugal Continental³⁰, existe uma concessão para as redes de distribuição em média e alta tensão que tem como poder concedente o Estado Central. A rede de distribuição em baixa tensão, por sua vez, tem como poder concedente os 278 Municípios do Continente (ver Quadro 1). Em seguida, serão analisados os desenvolvimentos que conduziram a este modelo organizacional, começando pela rede de distribuição em média e alta tensão.

³⁰ Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, existem empresas verticalmente integradas em que os ORD não são obrigados à separação legal e apenas devem assegurar as separações contábil e funcional, uma vez que operam redes que servem menos de 100.000 consumidores.

Quadro 1 - Informações relevantes sobre as redes de energia elétrica em Portugal

Tipologia das redes com base no nível de tensão:

- ✓ A rede nacional de transmissão compreende a rede de muito alta tensão (tensão superior a 110 kV), a rede de interligação, as instalações do despacho nacional;
- ✓ A rede de distribuição em média tensão (tensão superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV) e alta tensão (tensão superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- ✓ A rede de distribuição em baixa tensão (tensão até 1 kV);

Separação de atividades no setor elétrico

- ✓ O processo de liberalização na União Europeia conduziu à separação das seguintes atividades: produção, transmissão, distribuição e comercialização;
- ✓ A função distribuição tem subjacente os seguintes critérios de separação: separação contabilística, funcional e legal.
- ✓ Os operadores que gerem redes que servem menos de 100.000 consumidores não são obrigados à separação legal e apenas têm de assegurar as separações contabilística e funcional.

Fonte: Elaboração própria.

No caso português, o processo de liberalização introduziu alterações expressivas no funcionamento e na operação da rede de distribuição em média e alta tensão. Na sequência do processo de liberalização, o Decreto-Lei nº 182/1995 criou quatro empresas regionais (Norte, Centro, Lisboa e Vale do Tejo e Sul) de distribuição em média e alta tensão, enquanto que o Decreto-Lei nº 182/1995 estabeleceu que esses agentes devem exercer a sua atividade com base em uma licença.

Anos depois, o Decreto-Lei nº 29/2006 estabelece que a distribuição da energia elétrica em média e alta tensão é explorada através de uma única concessão do Estado, com a conversão da licença de distribuição em contrato de concessão com a duração de 35 anos, respeitando a garantia do equilíbrio de exploração das atuais entidades licenciadas. Essa concessão foi adjudicada à EDP Distribuição, que foi criada para tal função. Em seguida, o Decreto-Lei nº 172/2006 determinou que a concessão da rede nacional de distribuição deve ocorrer de acordo com encargos e seu respectivo programa, aprovados pelo ministro responsável pela área da energia e considerando os princípios gerais aplicáveis aos concursos públicos.

A partir de 31 de janeiro de 2021, a EDP Distribuição passou a designar-se por E-Redes e adotou um novo logotipo, mantendo-se todo o resto inalterado. Ou seja, a empresa continua a ser uma subsidiária do Grupo EDP, assim como detentora da concessão da rede nacional de distribuição de energia elétrica em média e alta tensão e das 278 concessões da rede em baixa tensão. Esta nova designação resultou de uma decisão da ERSE de 11 de agosto de 2020 em cumprimento de uma

orientação da Comissão Europeia que visa o processo de separação de imagem entre operadores do mesmo grupo econômico no âmbito do setor elétrico.

O Decreto-Lei nº 172/2006 incluiu, em anexo, as Bases da Concessão da Rede Nacional de Distribuição em Média e Alta Tensão, cujas Bases III (Prazo da Concessão), XXXVI (Extinção da concessão por decurso do prazo) e XXXVII (Procedimento para termo da concessão) são apresentadas, respetivamente, nos Quadros 2, 3 e 4, a seguir.

Como se pode verificar no Quadro 2, as Bases da Concessão definem as condições em que o poder concedente pode optar pela renovação da concessão, tendo em vista que *“a concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar”*. Ademais, as referidas Bases estabelecem os procedimentos que devem ser adotados pelo poder concedente caso decida proceder com a renovação da concessão.

As Bases das Concessões da Distribuição estabelecem ainda que, no caso de não renovação, a concessão se extingue pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes Bases. Deste modo, cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado deve pagar à concessionária uma indenização correspondente ao valor contábil dos bens afetos à concessão por ela adquiridos, com referência ao último balanço aprovado (ativo líquido). Finalmente, vale sublinhar que a legislação relativa às concessões em média e alta tensão não sofreu qualquer alteração até ao momento presente.

Quadro 2 - Prazo da concessão e condições para a sua renovação

Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão em anexo ao Decreto-Lei nº 172/2006:

Base III

Prazo da concessão

1 — A concessão tem a duração de 35 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 — **A concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar.**

3 — A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária, pelo concedente, através da DGEG, com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

4 — O disposto no número anterior não impede que o concedente e a concessionária acordem, até ao termo do respetivo prazo, na renovação da concessão.

Nota: DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

Fonte: Decreto-Lei nº 172/2006³¹.

³¹ O Decreto-Lei nº 172/2006 está disponível em <https://files.dre.pt/1s/2006/08/16200/61186156.pdf>.

Quadro 3 - Extinção da concessão pelo decurso do prazo

Base XXXVI

Extinção da concessão por decurso do prazo

- 1 — A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes bases.
- 2 — Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado.

Fonte: Decreto-Lei nº 172/2006.

Quadro 4 - Procedimento para o fim da concessão

Base XXXVII

Procedimento para termo da concessão

- 1 — O Estado reserva-se o direito de tomar, nos últimos dois anos do prazo da concessão, as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.
- 2 — Se no termo da concessão o Estado não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou à entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro título contratual.

Fonte: Decreto-Lei nº 172/2006.

O debate sobre a renovação ou a licitação não está na ordem do dia em Portugal, uma vez que o fim do prazo da concessão da rede nacional de distribuição apenas ocorre em 2040. Como já referimos anteriormente, há juristas que consideram que a invocação do interesse público poderá prejudicar o equilíbrio que deve estar presente na aplicação dos vários princípios que fundamentam as concessões, nomeadamente o princípio da concorrência.

Por isso mesmo, a invocação do interesse público deve apresentar uma justificativa objetiva e fundamentada, que evidencie que a renovação se reflete em um benefício líquido positivo para a sociedade em comparação com os resultados que poderiam decorrer de uma licitação. Neste sentido, destacam-se os seguintes temas relevantes que podem ser invocados para respaldar a decisão de não licitar:

- i. Segurança de abastecimento;
- ii. Circunstância da energia elétrica ser um bem público essencial com uma dimensão social incontornável (acesso à energia, pobreza energética, coesão social); e
- iii. Reformas que devem resultar do processo de descentralização associado à transição energética.

Uma analogia à invocação do interesse público no caso português merece ser considerada pelo Setor Elétrico Brasileiro, considerando os benefícios aos consumidores que a manutenção das concessões trarão, especialmente porque não será investido recurso novo em ativos antigos e serão evitadas instabilidades operacionais e dispêndio financeiro com eventuais novas licitações, o que, em última instância, será repassado às tarifas. Além disso, periodicamente o desempenho das atuais concessionárias é avaliado e os ganhos são repassados aos consumidores, de modo que novas onerações às distribuidoras podem, de fato, provocar impactos sobre as tarifas futuras.

3.1.3 Concessões das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão

Em relação à concessão das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, de acordo com o Decreto-Lei nº 344-B/1982³², este segmento é responsabilidade dos municípios e pode ser objeto de concessão por 20 anos, em regime de serviço público, ou exercida em exploração direta pelo próprio poder público.

³² Sobre este assunto, ver <https://files.dre.pt/1s/1982/09/20201/00030004.pdf>.

A EDP Distribuição, que, recentemente passou a ser designada como E-Redes, possui o maior número de concessões, embora existam mais 10 pequenos operadores em baixa tensão, de âmbito inframunicipal, que representam cerca de 0,5% dos consumidores em Portugal Continental.

Os últimos contratos formalizados de acordo com as regras definidas pelo Decreto-Lei nº 344-B/1982 ocorreram por volta do ano 2000 e, por isso, a manutenção ou a alteração da metodologia de adjudicação das concessões era questionada. A Lei nº 31/2017 introduziu alterações profundas no regime de concessões e estabeleceu que a celebração dos contratos de concessão de distribuição em baixa tensão deverá ocorrer com base em concursos públicos³³.

As licitações das concessões em baixa tensão ainda não se realizaram, mas é muito provável que uma parte significativa seja transferida da EDP para outros operadores ou gerida pelos próprios municípios.

A re-municipalização da distribuição em baixa tensão parece ser uma tendência que se observa em vários países europeus³⁴. Há quem veja neste fenómeno uma evolução no sentido do aprofundamento do processo de liberalização, contudo essa tendência reflete, também, a relevância crescente da geração distribuída e é bem provável que se acentue com a emergência dos mercados de flexibilidade local.

É curioso também que, tal como será analisado mais adiante, o processo de descentralização acaba por conduzir à criação grupos empresariais verticalmente integrados de base local.

Em suma, o poder concedente assume duas posições distintas em relação às concessões da distribuição:

- i. Na média e alta tensão, admite-se a possibilidade de a concessão ser renovada se o interesse público o justificar, considerando o seu carácter estratégico e os benefícios advindos da renovação; e

³³ Sobre este assunto, ver <https://files.dre.pt/1s/2017/05/10500/0267302674.pdf>.

³⁴ Sobre este assunto, ver Clifton et al. (2021), *Journal of Economic Policy Reform*, vol. 24(3), pp. 293-304, disponível em <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/17487870.2019.1691344>; e Furtner et al. (2021), *Remunicipalisation in Europe*, OGPP, disponível em https://politikberatung.or.at/fileadmin/studien/oeffentliche_dienstleistungen/Rekommun_online_englisch.pdf.

- ii. Na baixa tensão, a celebração dos contratos de concessão deverá ser precedida concursos públicos, uma vez que essas redes não são consideradas tão estratégicas e, por isso, os princípios que regem as concessões devem prevalecer.

3.2 Concessões de distribuição de energia elétrica na França

Após a 2ª Guerra Mundial, o Governo francês publicou a Lei da Nacionalização, de 8 de abril de 1946, que realizou a nacionalização de cerca de 1.300 concessionárias privadas e a criação da EDF³⁵, uma empresa pública que passou a deter a quase totalidade dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Apenas ficaram fora do universo empresarial da EDF cerca de 170 sociedades de capitais mistos (públicos e privados) e sociedades cooperativas detentoras dos ativos de distribuição que exercem a sua exploração em um âmbito territorial que corresponde apenas a 5% do território francês. De acordo com a terminologia da Lei da Nacionalização, esses agentes são denominados *Entreprises Locales de Distribution* (ELD).

É evidente que a EDF e a EDP seguiram trajetórias muito semelhantes, embora com um hiato temporal bastante expressivo. Até à transposição da Diretiva 96/92/CE para o Direito interno, a regulação da EDF era assegurada através de um contrato estabelecido entre o Estado francês e a empresa. A partir de fevereiro de 2000, a EDF passou a ser regulada pela *Commission de Régulation de l'Electricité*, responsável pelo estabelecimento das tarifas de acesso à rede de distribuição³⁶.

Na sequência da publicação da nova legislação, a EDF criou uma nova empresa, a *Électricité Réseau Distribution France* (ERDF), designada para exercer a função de operador responsável pela gestão de 95% da rede de distribuição em média e baixa tensão. De acordo com esta mesma legislação, as ELD continuaram a explorar cerca de 170 redes de distribuição, cujos ativos são de sua propriedade.

Em 31 de maio de 2016, a ERDF passou a designar-se por ENEDIS e adotou um novo logotipo. Entretanto, a empresa continuou a ser uma subsidiária da EDF e

³⁵ Sobre este assunto, ver Vuillermot (2003), *La nationalisation de l'électricité en France en 1946 : le problème de l'indemnisation*, *Annales historiques de l'électricité*, vol. 1, n. 1, pp 53-59. Disponível em <https://www.cairn.info/revue-annaes-historiques-de-l-electricite-2003-1-page-53.htm>.

³⁶ Sobre este assunto, ver Marques (2021), *Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede*, ERSE.

concessionária da rede nacional de distribuição de energia. Trata-se de uma decisão do regulador francês que, tal como aconteceu no caso português, visa assegurar, de acordo com as orientações da União Europeia, o processo de separação de imagem entre operadores do mesmo grupo econômico no âmbito do setor elétrico.

Cerca de 80% dos contratos de concessão da distribuição serão negociados no período entre 2018 e 2023³⁷, visando a sua renovação por mais 30 anos. O procedimento envolve a ENEDIS, na qualidade de concessionária cuja concessão será renovada, a EDF, na qualidade de geradora e fornecedora de energia, as *Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie* (AODE), que são o poder concedente, e face ao enorme poder negocial da EDF, existem ainda duas associações que possuem um papel de intermediação relevante nas negociações das concessões, a *Fédération nationale des collectivités concédantes et régies* (FNCCR) e a *France Urbaine*, que representa as grandes cidades e as áreas metropolitanas.

A França tem um número muito elevado de concessões com características muito distintas em vários aspectos: dimensão territorial, consumos *per capita*, densidade populacional e grau de concentração territorial da população, características geológicas e topográficas com os inerentes impactos nos custos de construção da infraestrutura, entre outros fatores. Além disso, a predisposição a participar das licitações para as concessões da distribuição não é idêntica para os diferentes certames. Os potenciais concorrentes tendem a participar ativamente nos leilões das concessões cujos ativos estão localizados nas áreas metropolitanas dos grandes centros urbanos e revelam uma menor predisposição para os certames cujos ativos se localizam nas pequenas redes rurais ultra periféricas e com baixo consumo.

Assim, se as licitações não forem objeto de um processo de coordenação, os custos unitários resultantes das diferentes concessões podem ser muito distintos. Entretanto, existem duas formas de mitigar este problema. Uma possibilidade é determinar um caderno de encargos que prevê, *a priori*, um processo de subsídios cruzados, enquanto a outra alternativa é a regulação setorial propor um mecanismo de perequação que estabeleça um sistema de transferências entre as várias concessões que permita a uniformidade tarifária em todo o território nacional.

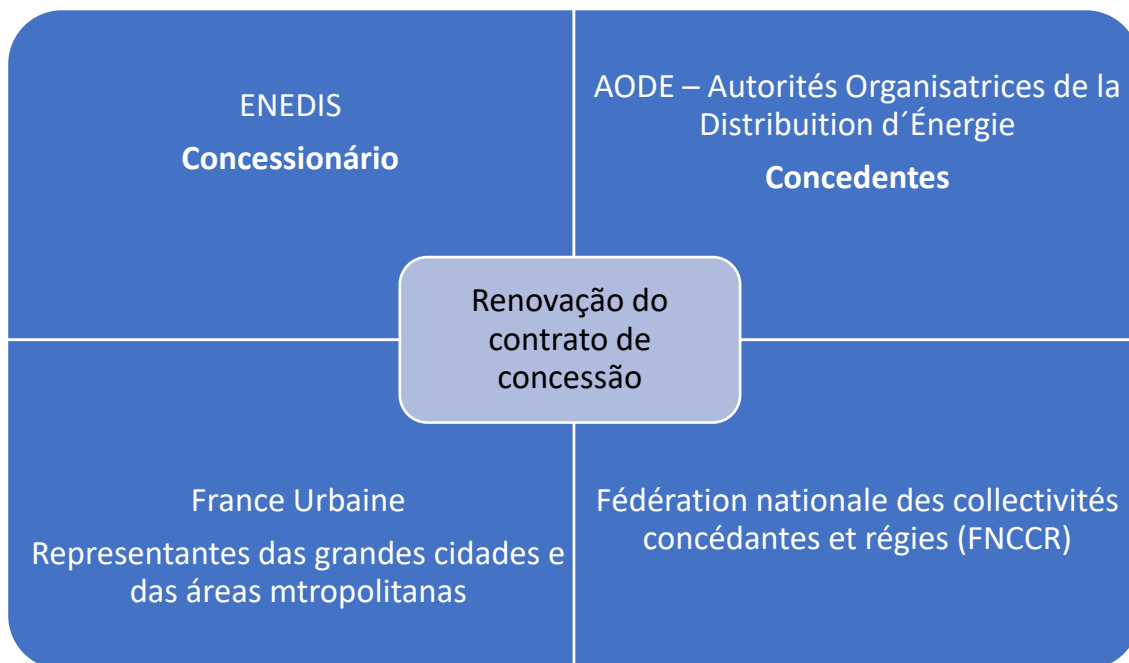
Uma outra vantagem da coordenação dos processos de concessões está relacionada à harmonização das opções de política energética que estão presentes nas diferentes licitações. Por exemplo, as licitações que podem ser realizadas no momento presente

³⁷ Sobre este assunto, ver IEA (2021), *France: Energy Policy Review 2021*, OECD, pp. 126-128, disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>.

devem ter uma posição convergente em relação às iniciativas a serem tomadas para assegurar a aceleração da transição energética.

Face a essa situação, a definição de um caderno de encargos que seja consensual é uma pré-condição relevante para o alcance dos objetivos quando está em causa a negociação de um conjunto muito diversificado de contratos de concessão, como ocorre no caso francês.

Figura 13 - Participantes do processo de renovação dos contratos de concessão



Fonte: Elaboração própria.

Em dezembro de 2017, as partes envolvidas assinaram um acordo sobre o caderno de encargos para a renovação da concessão da distribuição³⁸, o qual estabelece os princípios que devem ser seguidos nas negociações, privilegiando a uniformidade tarifária ao nível nacional, a igualdade de tratamento das concessionárias e a aceleração da transição energética.

“L'accroissement durable de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, bas carbone et décentralisée, ainsi que le développement d'usages nouveaux de l'électricité se réaliseront en effet, en grande partie, en s'appuyant sur les réseaux publics de distribution. La transition énergétique confère ainsi à ces réseaux un rôle d'avenir.

³⁸ Para a análise do caderno de encargos, ver https://www.sieml.fr/wp-content/uploads/2018/01/0-Accord-cadre-FNCCR-FU-Enedis-EDF_Vdef.pdf.

Enedis, la FNCCR et France Urbaine confirment leur attachement aux principes d'égalité de traitement, de péréquation nationale et de tarif uniforme de la distribution publique de l'électricité sur le territoire"³⁹.

Em julho de 2021, foi anunciada a assinatura dos primeiros 300 contratos de concessão, com um prazo de 30 anos⁴⁰. Entretanto, o Tribunal de Contas francês questionou a adequabilidade dos procedimentos adotados para as renovações das concessões na França, à luz dos princípios gerais estabelecido pela legislação da União Europeia⁴¹, chamando atenção, especialmente para a secundarização do princípio da concorrência em benefício de outros princípios da política pública, como a equidade territorial e a coesão social.

Os *stakeholders* do setor elétrico parecem partilhar uma visão positiva com relação ao atual modelo de governança das concessões de distribuição do setor elétrico pelas seguintes razões:

- i. Existe a percepção de que o atual modelo facilita a perequação de custos e a uniformidade tarifária;
- ii. A manutenção dos contratos de concessão das redes locais torna possível estabelecer uma relação de proximidade com os consumidores e considerar as especificidades locais e a gestão centralizada da rede pela ENEDIS, o que permite otimizar a exploração das economias de escala;
- iii. Este procedimento parece ser particularmente adequado face à descentralização decorrente da transição energética, tendo em vista a geração distribuída, os mercados de flexibilidade locais e a emergência de novos operadores locais, que terão um papel relevante no setor elétrico, em um futuro próximo, como é o caso das comunidades de energia; e
- iv. O acordo setorial é valorizado, uma vez que permite viabilizar a aceleração da transição energética sem "deixar ninguém para trás".

³⁹ *Accord-cadre FNCCR, France Urbaine, et Enedis EDF, Décembre 2017.*

⁴⁰ Sobre este assunto, ver <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/cp-enedis-300-contrats-de-concession-renouveles-en-france.pdf>.

⁴¹ Sobre este assunto, ver Cour des comptes (2013), *Les concessions de distribution d'électricité*, Rapport public annuel 2013, disponível em https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/2_1_concessions_distribution_electricite.pdf.

Um dos aspetos muito valorizados no debate sobre os contratos de concessão é a uniformidade tarifária nacional que existe na França, o que é visto como uma vantagem em relação a alguns países europeus com tarifas muito distintas entre diferentes regiões, a exemplo de Suécia (4), Noruega (5), Dinamarca (2) e Itália (6)⁴². Esta opção possui um critério de eficiência que visa a redução dos custos de redespacho e incentiva a resposta da demanda e investimentos em geração renovável em áreas de preços elevados. Contudo, os sinais resultantes de preços locais distintos não parecem ter contribuído para reduzir os custos de redespacho ou incentivaram a dinamização da resposta da demanda ou de investimentos em renováveis.

Destaca-se que as diferentes percepções que coexistem na União Europeia sobre o processo de adjudicação das concessões da distribuição de energia elétrica refletem bem a grande diversidade de escolhas que podem coexistir no *trade-off* entre equidade e eficiência.

3.3 Concessões de distribuição de energia elétrica na Alemanha⁴³

Antes do início do processo de liberalização, o setor elétrico alemão registava um grau de concentração relativamente elevado ao nível nacional, com sete empresas verticalmente integradas gerando cerca de 85% da energia elétrica⁴⁴. Contudo, a nível regional, o setor elétrico alemão se caracterizava pela:

*“presença de várias dezenas de empresas, por vezes também verticalmente integradas. Finalmente, a nível local, cerca de 1.000 empresas distribuíam eletricidade; parte delas pertenciam a municípios, outras tinham capital privado. Salienta-se que as grandes empresas alemãs tinham muitas vezes participações importantes em empresas regionais e locais”*⁴⁵.

⁴² Os algarismos entre parenteses correspondem ao número de áreas de preço em cada país.

⁴³ Sobre este assunto, ver IEA (2020), *Germany: Energy Policy Review 2020*, OECD, disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/60434f12-7891-4469-b3e4-1e82ff898212/Germany_2020_Energy_Policy_Review.pdf.

⁴⁴ Ver Marques (2021).

⁴⁵ Marques (2021), p. 117.

A Diretiva 96/92/CE foi transposta para o Direito interno alemão em 1998 e introduziu a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O regulador setorial, a *Bundesnetzagentur* (BNetzA), apenas foi criado após a publicação da segunda diretiva da liberalização (2003/54/CE). Foi também na sequência da transposição da segunda diretiva que se procedeu a criação de Operadores de Rede de Distribuição com separação contábil, funcional e legal para as redes que forneciam energia a mais de 100.000 consumidores.

Os governos alemães assumiram sempre uma posição inicial muito prudente em relação às diferentes fases do processo de liberalização, com a separação de atividades, a criação de reguladores independentes, a autonomia dos operadores da rede de transmissão em relação às empresas incumbentes antes do processo de liberalização e a criação do ACER, regulador europeu de energia. Porém, sempre adotam os procedimentos europeus com uma elevada eficácia e eficiência.

O processo de liberalização refletiu-se em um amplo processo de reestruturação industrial, marcado por fusões, aquisições, *joint-ventures* e parcerias, o que contribuiu para alterações muito expressivas no funcionamento do setor elétrico alemão⁴⁶. Neste contexto, é possível identificar as seguintes tendências:

- i. Um aumento do grau de concentração ao nível nacional, em que se destacam as *Big Four* (E.ON AG, RWE AG, Vattenfall GmbH e EnBW AG) desempenhando as atividades de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica; e
- ii. A atividade de transmissão é desempenhada, sobretudo, pelas empresas TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH e TransnetBW GmbH.

Paralelamente a este processo de concentração industrial, verifica-se um movimento em sentido contrário que tem resultado do fim dos contratos de distribuição em média e baixa tensão cujos concedentes são os municípios.

A Alemanha realizou a internalização da Diretiva 2014/23/EU sobre a adjudicação de contratos de concessão através da alteração do Código dos Contratos Públicos (*Vergaberechtsmodernisierungsgesetz – VergRModG*), no início 2016⁴⁷.

⁴⁶ Sobre este assunto, ver <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/germany>.

⁴⁷ Para consultar uma versão em inglês do novo Código dos Contratos Públicos alemão, acesse https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vergaberechtsmodernisierungsgesetz-en.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Nesta iniciativa legislativa, a Alemanha adota os princípios básicos da contratação pública e procede a sua aplicação aos procedimentos nacionais, valorizando o princípio da concorrência. Portanto, a legislação alemã privilegia a realização de licitações após o término dos contratos. Esta metodologia tem como fundamento a dimensão dos mercados que estas distribuidoras detêm, reduzindo os impactos das externalidades negativas associadas.

Os contratos de concessão anteriormente detidos pelas *Big Four* têm sido designados, através de processos de licitação, a empresas privadas ou geridos pelos próprios municípios, que, muitas vezes, realizam a criação de empresas regionais de eletricidade verticalmente integradas.

O segmento da distribuição é constituído por cerca de 900 empresas, privadas ou públicas. As empresas privadas operam a atividade de distribuição com base em um contrato de concessão, enquanto as empresas públicas são geridas diretamente pelos Municípios.

3.4 Concessões de distribuição de energia elétrica na Itália⁴⁸

A *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA), o regulador setorial de energia italiano, foi criado pelo Decreto-Lei nº 481/1995 em antecipação à Diretiva 1996/92/CE para a liberalização do setor elétrico.

Observa-se que o setor elétrico italiano é muito marcado pela presença dominante da Enel, a empresa de capitais públicos que era a incumbente pelas atividades do setor elétrico quando que se iniciou o processo de liberalização na Itália. Todavia, o Estado Italiano (Governo e regulador setorial) tem tomado decisões no sentido de reduzir o grau de concentração que a Enel detém por origem histórica.

A Enel continua a ter uma parcela de mercado muito relevante na geração, apesar de a ARERA ter estabelecido uma quota máxima de 50%, visando limitar a dominância de mercado da empresa, que teve, por consequência, que vender três companhias de geração como uma capacidade instalada de 15.000 MW.

⁴⁸ Sobre este assunto, ver IEA (2016), *Italy: Energy Policy Review 2016*, OECD, disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e93b7722-cf3b-4fbd-b5bf-c3bce72c7522/EnergiePoliciesofIEACountriesItaly2016Review.pdf>.

No setor elétrico italiano, a geração e a comercialização de energia estão completamente liberalizadas, embora a Enel continue a ter uma presença muito expressiva, complementada por mais quatro empresas com quotas de mercados muito menores.

Em maio de 2005, a Enel vendeu a sua participação na Terna, o operador da rede de transmissão, uma empresa controlada pelo Estado. Por outro lado, a Enel controla 86% da energia distribuída na Itália, apesar de existirem cerca de 125 operadores da rede de distribuição, dos quais apenas 10 servem mais de 100.000 consumidores⁴⁹.

A atividade de distribuição é operada com base em contratos de concessão e está previsto que as novas concessões sejam atribuídas com base em uma licitação⁵⁰, cuja realização está programada para 2030. Existe a expectativa de que essas licitações possam contribuir para reduzir o peso da Enel no segmento de distribuição.

Essa proposta de relicitação está, portanto, associada à estratégia de reduzir o grau de concentração que a Enel ainda detém, o que difere em muito da realidade brasileira, uma vez que, aqui, não se verifica uma concentração de mercado.

3.5 Países em que a distribuição de energia elétrica não é objeto de concessão

Existem alguns países europeus onde, por razões históricas, as empresas são detentoras da propriedade dos ativos de distribuição e, por isso, apenas estão sujeitas a uma licença para atuarem como operadores da rede de distribuição. Apresentam-se, brevemente, a estrutura de mercado e o modelo organizativo da distribuição em dois países que têm institucionalizado esse modelo de governança, a Espanha e o Reino Unido.

⁴⁹ Sobre este assunto, ver https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/22/Summary%20AR%202022%20EN.pdf.

⁵⁰ Sobre este assunto, ver <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/italy>.

3.5.1 Espanha⁵¹

O regulador do setor elétrico na Espanha foi criado em 1995 e, atualmente, é denominado *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC)⁵², sendo que a 1ª diretiva da liberalização do setor elétrico foi transposta para o Direito interno espanhol em dezembro de 1997, através da Lei nº 54/1997.

A *Rede Elétrica de España* (REE) é o operador da rede de transmissão, uma empresa cotada em bolsa com uma participação estatal de 10%, o que lhe permite ter o controle societário. Por outro lado, existem quatro grandes operadores de rede na Espanha, que são parte de grupos econômicos com atividades de geração, distribuição e comercialização de energia: Endesa, Iberdrola, EDP/Hidrocarbônico e Gas Natural Fenosa.

Conforme mencionado, as empresas de distribuição são detentoras da propriedade dos ativos e apenas precisam de uma licença para exercerem a atividade de distribuição. No total, existem 333 companhias de distribuição na Espanha, dentre as quais cinco são dominantes.

3.5.2 Reino Unido⁵³

A Ofgem é o regulador do setor elétrico britânico e foi criado na sequência da publicação do *Electricity Act*, em 1989. São seis as empresas que controlam a geração e a comercialização no Reino Unido, as *Big Six*: EDF, E.ON, RWE, Iberdrola/Scottish Power, Centrica e SSE.

Os ativos das redes de transmissão são detidos por quatro companhias diferentes, em cada uma das quatro regiões do Reino Unido: a National Grid Electricity Transmission (NGET), na Inglaterra e no País de Gales, a Scottish Hydro Electric Transmission, no Norte da Escócia, a Scottish Power Transmission, no Sul da Escócia, e a Northern Ireland Electricity, na Irlanda do Norte. Destaca-se que a NGET é o operador do sistema de transmissão do Reino Unido.

⁵¹ Sobre este assunto, ver IEA (2021), *Spain: Energy Policy Review*, OECD.

⁵² A CNMC é um regulador multisetorial que realiza a regulação setorial de todas as *utilities* e a regulação transversal da concorrência.

⁵³ Sobre este assunto, veja-se o seguinte link:

<https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/united-kingdom>

Por sua vez, existem 14 operadores da rede de distribuição (DNOs, na sigla em inglês), os quais são detentores desses ativos e possuem uma licença para operar em cada uma das 14 áreas de distribuição do Reino Unido. Os DNOs são detidos por seis companhias: a Electricity North West, a Northern Powergrid, a SP Energy Networks, a Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN), a UK Power Networks e a Western Power Distribution.

Estão ainda institucionalizados os operadores independentes da rede de distribuição (IDNOs, na sigla em inglês), que detêm os ativos e operam redes locais com acesso à rede de distribuição, como instalações industriais ou polos industriais.

Finalmente, foram ainda institucionalizados os provedores independentes de conexão (ICP, na sigla em inglês), que são empresas certificadas para prestarem serviços aos consumidores relacionados com as atividades da distribuição de energia (por exemplo, ligações à rede).

Conclusões

As redes de distribuição de energia na Europa são um mosaico cuja diversidade é marcada pela história e pelas reformas do setor elétrico associadas diretamente aos processos de liberalização e transição energética, bem como pelas especificidades do setor. Desse cenário, derivam os debates e aprimoramentos em torno das regras sobre a adjudicação das concessões.

A eletrificação dos países europeus foi caracterizada por um processo que começou no início do Século XX, baseado na emergência de redes locais isoladas associadas à iluminação pública nos centros das cidades e na geração e na distribuição de energia elétrica em áreas de implantação de atividades industriais que começaram a utilizar a eletricidade nos seus processos industriais. Esta dinâmica de desenvolvimento da distribuição extremamente descentralizada no território justifica que, ainda hoje, existem 883 empresas de distribuição de energia elétrica na Alemanha e 1.300 concessionários na França, uma realidade muito distinta da brasileira.

A necessidade de corresponder com eficácia e eficiência ao crescimento da demanda de energia elétrica durante as três décadas de crescimento que se seguiram à 2ª Guerra Mundial levou os países europeus à nacionalização dos operadores privados do setor elétrico e à criação de empresas públicas verticalmente integradas. Entretanto, muitas empresas distribuidoras locais mantiveram a sua autonomia face à empresa verticalmente integrada.

O processo de liberalização do setor elétrico, que se iniciou durante à década de 1990, também marcou a evolução da distribuição de energia elétrica. No contexto das empresas verticalmente integradas, a atividade de distribuição não era gerida por uma empresa, mas sim assegurada por uma das suas direções operacionais. Por sua vez, o processo de separação contábil, funcional e legal tornou obrigatória a criação de empresas de distribuição.

É oportuno sublinhar que o processo de separação das atividades do setor elétrico na União Europeia e no Brasil possuem uma distinção bastante relevante. Enquanto na Europa o operador da rede de distribuição tem a sua atividade restringida à operação e manutenção da rede, no Brasil a distribuidora ainda acumula a função de operador da rede com a de comercializador de energia. Esta distinção nas atribuições das distribuidoras tem reflexos na arquitetura das concessões e na regulação setorial desse segmento.

Deve-se destacar que uma percentagem significativa dos operadores de redes de distribuição na União Europeia faz parte do grupo econômico de empresas verticalmente integradas que existiam antes do processo de liberalização. Porém, o exercício da atividade de distribuição obriga o operador a garantir acesso não discriminatório às redes e a cumprir regras estritas de transparência, diferenciação de imagem e comunicação e independência funcional.

Os contratos de concessão, em conjunto com a regulação setorial e as políticas públicas, constituem um sistema de intervenção do Estado na atividade de distribuição, um dos modelos adotados na Europa, como, por exemplo, na Alemanha, na França, na Itália e em Portugal. Contudo, existem muitos outros países onde as distribuidoras detêm os ativos de distribuição e realizam a operação da rede com base em uma licença de exploração, a exemplo de Espanha e Reino Unido.

Por isso, verifica-se uma grande diversidade de modelos de governança no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica nos diferentes Estados-Membros: concessionárias, empresas públicas federais, empresas públicas municipais, empresas de capitais mistos controladas pelo acionista público e empresas privadas detentoras dos ativos de distribuição.

Em relação ao posicionamento dos países europeus sobre a renovação/prorrogação ou a licitação dos contratos de concessão que vencerão, não existe uma posição firmada, uma vez que as atuais concessões foram, em geral, adjudicadas após o início do processo de liberalização e, portanto, os contratos ainda não chegaram ao fim do seu prazo. Mesmo assim, os estudos acadêmicos de caso, como é de se prever, sugerem que existem percepções distintas em relação à renovação/prorrogação ou à licitação das concessões.

Os *stakeholders* do setor elétrico da França consideram que a estabilidade do relacionamento entre a concessionária nacional da rede de distribuição e o poder concedente municipal permitiu alcançar um compromisso equilibrado entre a eficácia, a eficiência e a equidade na operação. A Alemanha e a Itália parecem apostar nas licitações dos futuros contratos, com a expectativa de reduzir a concentração de mercado que as antigas incumbentes ainda detêm nas atividades de distribuição, um cenário bastante diverso do brasileiro. Por sua vez, a legislação portuguesa estabelece que o poder concedente pode optar pela renovação dos contratos de concessão se o interesse público assim justificar.

Face aos diferentes procedimentos prevalentes nos Estados-Membros da União Europeia, o Conselho e o Parlamento Europeus aprovaram a Diretiva 2014/23/EU, que “*estabelece regras aplicáveis aos procedimentos de contratação levados a cabo por autoridades e entidades adjudicantes por meio de uma concessão*”. Todavia, a Diretiva não se refere especificamente aos princípios ou procedimentos que devem pautar a prorrogação ou a renovação das concessões.

Existe um debate jurídico sobre a invocação do interesse público, discutindo-se se não prejudicaria o equilíbrio que deve prevalecer na aplicação dos vários princípios no âmbito das concessões, sobretudo o princípio da concorrência. Por isso, a invocação do interesse público deve possuir uma justificação objetiva e fundamentada que evidencie que a renovação/prorrogação se reflete em benefícios econômicos e sociais iguais ou superiores ao que poderiam decorrer de uma nova licitação.

No caso concreto do setor elétrico, existem temas relevantes que podem ser invocados, como a segurança de abastecimento e a circunstância de a energia elétrica ser um serviço público essencial com um impacto social incontornável, nomeadamente nas seguintes dimensões: (i) promover a proteção dos consumidores mais vulneráveis, (ii) garantir o acesso universal a uma energia segura e com preços módicos e (iii) mitigar os impactos negativos da pobreza energética. Deve-se considerar estes três vetores na análise do caso brasileiro, face e frente à distribuição de renda ser muito concentrada.

Para além disso, as reformas em curso na Europa que visam a aceleração da transição energética possuem um impacto direto e indireto nas redes de distribuição, como na definição das funções da distribuidora do futuro, na criação dos mecanismos de flexibilidade, na institucionalização de novos agentes (prosumidores, agregadores e comunidades de energia), na promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes), entre outros temas, que terão certamente reflexos no desenho e na arquitetura dos contratos de concessão.

Bibliografia

CEER, Council of European Energy Regulators (2019). Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions.

Clifton J. et al. (2021). *Journal of Economic Policy Reform*, vol. 24(3), pp. 293-304.

Cour des Comptes (2013). Les concessions de distribution d'électricité, Rapport public annuel 2013.

Decreto-Lei nº 344-B (1982). Princípios gerais da distribuição de energia elétrica em baixa tensão bem como as condições a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP.

Decreto-Lei nº 205-G (1975). Proceda à nacionalização das sociedades exploradoras do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

Decreto-Lei nº 502 (1976). Proceda à criação da EDP.

Decreto-Lei nº 1821995). Bases da organização do SEN – Sistema Elétrico Nacional, versão de 1995.

Decreto-Lei nº 185 (1995). Regime jurídico da atividade de transporte e base de concessão da Rede Nacional de Transporte de energia elétrica.

Decreto-Lei nº 111-B (2017). Código dos Contratos Públicos, versão 2017.

Decreto-Lei nº 15 (2022). Transpõe para o Direito interno a Diretiva (EU) 2019/944.

Demsetz, H. (1968). Why Regulate Utilities? *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp. 55-65.

Diretiva 96/92/CE (1996). Regras Comuns para o mercado interno da eletricidade.

Diretiva 2003/54/CE (2003). Estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e revoga a Diretiva 96/92/C.

Diretiva 2009/72/CE (2009). Estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e revoga a Diretiva 2003/54/CE.

Diretiva 2014/23/EU (2014). Regras básicas que devem estar subjacentes à adjudicação de contratos de concessão.

Diretiva 2019/944/EU (2019). Regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

European Commission et al. (2017). Study on the analysis of licensing and fiscal frameworks for concession agreements in the energy sector in the eastern partner countries.

European Commission (2021). Stakeholder event on the Directive on concession contracts.

Eurelectric (2020). Distribution Grids in Europe Facts and Figures.

Furtner, A. et al. (2021). Remunicipalisation in Europe, OGPP.

Marques, V. (2021). Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede, ERSE.

IEA, International Energy Agency (2021). France: Energy Policy Review 2021, OECD.

IEA, International Energy Agency (2020). Germany: Energy Policy Review 2020, OECD.

IEA, International Energy Agency (2021). Spain: Energy Policy Review 2021, OECD.

Tratado sobre o funcionamento da União Europeia, versão de 2016.

Vuillermot, C. (2003). La nationalisation de l'électricité en France en 1946: Le problème de l'indemnisation. *Annales historiques de l'électricité*, vol. 1(1), pp. 53-59.

Williamson, O. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - In General and with Respect to CATV. *Bell Journal of Economics*, vol. 7, pp. 73-104.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

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

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

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

ISBN: 978-65-86614-66-4

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

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