

iscte

INSTITUTO
UNIVERSITÁRIO
DE LISBOA

Regulação económica do setor elétrico: O caso da baixa tensão em Portugal continental

Mário Nuno Mendes Alves Pequito Gaspar

Mestrado em Economia da Empresa e da Concorrência

Orientador:

Prof. Doutor Eduardo Miguel Vicente de Almeida Cardadeiro,
Professor Associado Convidado, ISCTE Business School

Setembro, 2021



BUSINESS
SCHOOL

Departamento de Economia

Regulação económica do setor elétrico: O caso da baixa tensão em Portugal continental

Mário Nuno Mendes Alves Pequito Gaspar

Mestrado em Economia da Empresa e da Concorrência

Orientadores:

Prof. Doutor Eduardo Miguel Vicente de Almeida Cardadeiro,
Professor Associado Convidado, ISCTE Business School

Setembro, 2021

«Se a economia orientou as reformas incentivando monopólios naturais a reduzirem os seus custos e a adotarem preços, promovendo o bem-estar da sociedade, se ela nos permitiu compreender como introduzir sem dogmatismo a concorrência nestes setores, se ela mostrou que o serviço público e a concorrência são perfeitamente compatíveis, há ainda muito trabalho a realizar e ainda temos muito que aprender. Pelo bem comum.»

Jean Tirole, em *Economia do Bem Comum*

Agradecimentos

A conclusão desta dissertação marca o encerramento de um ciclo iniciado em 2018, que representou muito trabalho, dedicação e algumas renúncias à minha vida pessoal. É altura de agradecer a quem contribuiu e, de certa forma, proporcionou a sua realização.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu Professor e Orientador, Prof. Doutor Eduardo Cardadeiro. Desde a sensibilidade em alertar-me para um caso de estudo, pleno de atualidade, enquadrado no tema que escolhi, passando pela liberdade de atuação que me proporcionou e culminando em atentas indicações metodológicas e de formalização. O meu muito obrigado por tudo.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer a algumas das pessoas que conheci ao longo deste percurso académico e que, de forma mais direta ou indireta, contribuíram para que vários trabalhos se tornassem realidade, proporcionando um excelente apoio académico, entretanto transformado em amizade. Quero, neste âmbito, agradecer ao Carlos Neto, ao Diogo Reis, ao Filipe Faria e ao João Pinto pela camaradagem que tivemos ao longo deste percurso, mas também à Lara Gamas pelo apoio prestado em algumas fases da elaboração desta tese.

Em terceiro lugar, há que agradecer aos meus amigos de décadas que me prestaram o seu apoio emocional e logístico. Não esquecerei o apoio de sempre da Ana, da Joana, do Luís e do Zé Miguel, mas também do Gustavo ao oferecer-me algumas dicas na fase de revisão do presente trabalho. A todos, a minha gratidão.

E, por último, mas não menos importante, quero agradecer à minha Mãe, que com *lápiz afiado* fez o favor de rever *de “fio a pavio”* o texto desta dissertação, oferecendo excelentes correções de linguagem e de estilo.

Um grande bem-haja a todos por fazerem parte da minha vida! A todos desejo o melhor para as vossas vidas.

Resumo

Desde a súbita nacionalização em 1976, o setor elétrico português tem sido progressivamente privatizado e liberalizado. Dando cumprimento a diretivas europeias, os últimos vinte e cinco anos foram prolíferos em alterações estruturais. O monopólio natural verticalmente integrado deu lugar à separação de atividades cuja exploração foi concedida a privados. A estrutura atual do setor encontra-se dividida entre segmentos concorrenciais e segmentos de monopólio natural explorados sob a supervisão de regulação setorial independente. A Lei n.º 31/2017 acarreta novas alterações que representam desafios acrescidos ao segmento da distribuição de eletricidade em baixa tensão, prenunciando um novo modelo de concessões. A partir de um problema de programação linear inteira, é proposto um modelo de concessões alternativo à proposta do regulador, com base no qual se pretende aferir se a introdução de concorrência é possível e desejável em segmentos tradicionalmente não concorrenciais. Questiona-se se o redimensionamento da atividade implícito num modelo de concessões múltiplas compromete a manutenção de economias de escala e se a promoção da concorrência pelo mercado pode atrair novos *players* com capacidade de competir em leilão pela concessão do serviço a preços competitivos. Porém, esse modelo adensa as dúvidas: estarão as empresas potencialmente entrantes no mercado tecnicamente preparadas? Como se relacionarão com os restantes intervenientes do setor? Nesse sentido, aprofundam-se as razões da intervenção do Estado nas *public utilities* com enfoque nas teorias do monopólio natural e na regulação económica, exploram-se as possíveis estruturas industriais do setor elétrico e reflete-se acerca dos futuros desafios que se lhe colocarão.

Palavras-chave: monopólio natural; regulação económica; assimetrias de informação; *public utilities*; programação linear inteira.

Classificação JEL: D82, L51

Abstract

Since its sudden nationalization in 1976, the portuguese electricity sector has been facing a progressively privatization and liberalization process. Due to EU directives, the last twenty-five years have been prolific in structural changes. The vertically integrated natural monopoly gave way to the split of activities whose exploration was then conceded to the private sector. Currently, the sector's structure is divided between competing and natural monopoly segments, under the supervision of the regulatory authority. Law 31/2017 brings new challenges to the low-voltage distribution sector, anticipating the need for a new concessions model. Using an integer linear programming problem, the purpose of this work is to find an alternative design to the regulator's model of concession, based upon whether competition is possible, or even desirable, in traditionally non-competitive sectors. It questions if the implied activity downsizing based on a multiple-concessions model will jeopardize the current economies of scale and if promoting increased competition for the market can attract powerful players to bid for the concessions, while still offering the service at a competitive price. However, that model raises more questions: will those new market participants be technically well prepared? How will they interact with the other players? Therefore, in the light of the natural monopoly theory and economic regulation, the reasons behind state intervention in public utilities will be thoroughly analysed, the possible options for the industrial framework of the electricity sector will be discussed and what might the challenges ahead bring with them will be questioned.

Keywords: natural monopoly; economics of regulation; asymmetric information; public utilities; linear integer programming.

JEL Classification: D82, L51

Índice Geral

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice Geral	ix
Índice de figuras	xi
Índice de tabelas	xi
Introdução	1
1. Revisão da Literatura	5
1.1 A intervenção do Estado na economia e Obrigações de Serviço Público	5
1.2 As razões para a regulação	7
1.2.1 Racional normativo para a regulação económica	7
1.2.2 Razões alternativas para a regulação económica	14
1.3 Métodos de regulação	17
1.3.1 Regulação pelo método do “rate of return”	18
1.3.2 Regulação por price cap	19
1.3.3 Regulação por incentivos	20
1.3.4 Alternativas à regulação tradicional	21
1.4 A organização industrial	24
2. O Sistema Elétrico Nacional: resenha histórica e organização atual	27
2.1 Breve resenha histórica, enquadramento legal e os pacotes energéticos	27
2.2 Estrutura atual do SEN: desintegração vertical e a cadeia de valor	29
3. Contextualização: Reorganização iminente em BT	33
4. Metodologia	37
4.1 Modelação formal	37
4.2 Passos metodológicos	40
5. Resultados e discussão	43
Conclusão	55
Fontes	59
Referências bibliográficas	61
ANEXO A: O funcionamento do Sistema Elétrico	65
ANEXO B: Proveitos permitidos à atividade de distribuição em BT para o Ano de 2021 e estimação por CIM	67
ANEXO C: Caracterização da rede de distribuição em baixa tensão, em Portugal continental	71
Anexo D: Grafo das relações de adjacência entre CIM	73

ANEXO E: Simulador para agregação de concessões	75
ANEXO F: Resultados das simulações.....	77
ANEXO G: Exercício de desagregação da AML	83

Índice de figuras

Figura 1.1 - Monopólio natural e economias de escala (empresa monoproduto)	8
Figura 1.2 - Subaditividade da função custo para além das economias de escala	10
Figura 1.3 - A ineficiência alocativa de um monopólio (dead-weight loss).....	11
Figura 1.4 - As interações do sistema político.....	16
Figura 1.5 - Mecanismo de partilha de lucros com os consumidores.....	21
Figura 1.6 - Monopólio verticalmente integrado.....	24
Figura 1.7 - Separação vertical da cadeia de produção, com concorrência em algumas atividades....	25
Figura 1.8 - Integração vertical com concorrência em algumas atividades	25
Figura 1.9 - Concorrência em infraestruturas	26
Figura 2.1 - O Sistema Elétrico Nacional (SEN).....	31
Figura 3.1 - Proposta final do regulador para a delimitação territorial	34
Figura 5.1 - CIM em Portugal continental e n.º de clientes	46
Figura 5.2 - Diagrama da proposta de agregação geográfica alternativa	49
Figura 5.3 - Evolução da duração média por cliente das interrupções em BT (em minutos)	52

Índice de tabelas

Tabela 5.1 - Dados rede BT em Portugal continental (2016)	43
Tabela 5.2 - Compensações estimadas face ao diferencial tarifário entre CIM.....	45
Tabela 5.3 - Análise comparativa das simulações das concessões	49
Tabela 5.4 - Valores estimados da concessão final proposta.....	50

Glossário de acrónimos e siglas

AC	<i>Average Cost</i>
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
A - J	Averch-Johnson
AML	Área Metropolitana de Lisboa
AMP	Área Metropolitana do Porto
ANMP	Associação Nacional de Municípios Portugueses
AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
CAPEX	<i>Capital expenditures</i>
CE	Comunidade Europeia
CEE	Comunidade Económica Europeia
CIM	Comunidade Intermunicipal
CMg	Custo marginal
CT	Custo total
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
EDP	Electricidade de Portugal / Energias de Portugal
EOM	Escala Ótima Mínima
EPDP	<i>Electrical power districting problem</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAT	Muito alta tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	Média tensão
MVA	Megavolt-ampere
MWh	Megawatt-hora
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OPEX	Operational Expenditure
OPV	Oferta pública de venda
ORD BT	Operador de rede de distribuição em baixa tensão
ORD MT	Operador de rede de distribuição em média tensão
ORT	Operador de rede de transporte
OSP	Obrigações de Serviço Público
PLI	Programação linear inteira

PP	Proveitos permitidos
PT	Posto de transformação
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RMg	Receita marginal
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROR	<i>Rate of return</i>
RPI	<i>Retail price index</i>
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RT	Receita total
SE	Subestação
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SIEG	Serviços de Interesse Económico Geral
SIG	Serviços de Interesse Geral
TFUE	Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
TOTEX	<i>Total expenditures</i>
UE	União Europeia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URD	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte

Introdução

A eletricidade é uma das maiores forças da natureza e existe desde sempre. O seu aproveitamento está na génese do desenvolvimento económico de um país e constitui as bases da indústria moderna e da digitalização. De acordo com Jones (1991), o desenvolvimento da energia elétrica integra a “espinha dorsal” de uma sociedade desenvolvida e dela advieram grande parte das invenções do século XX (e, naturalmente, do século XXI).

Etimologicamente, o termo tem origem na palavra latina *electrum* que, por sua vez, tem origem no grego *elétron*. Literalmente, na língua portuguesa esta palavra significa “amante de âmbar” e provém da deteção de magnetismo pelo filósofo grego Tales de Mileto ao esfregar uma pedra âmbar num pedaço de pele de carneiro, por volta de 600 a.C. Séculos volvidos, vários foram os cientistas que se dedicaram ao estudo deste fenómeno. Podem destacar-se as contribuições de Volta (pilha elétrica), de Thomas Edison (produção de eletricidade e iluminação de Nova Iorque) ou de Nicola Tesla, defensor da corrente alternada que permitiu a deslocalização das centrais produtoras para longe dos centros urbanos. Esta inovação, além de ter melhorado a qualidade de vida nas zonas habitacionais permitiu o aproveitamento de novas formas de produção (e.g. recursos hídricos).¹

Será hoje difícil imaginarmos o Mundo sem eletricidade e sentir o impacto que essa privação teria nas nossas vidas. Sem ela, o Mundo moderno entraria em colapso e o modo de vida na terra alterar-se-ia de uma forma colossal. Voltaríamos ao mundo frio, escuro e silencioso que se imagina ter sido antes do início do século XVIII. Certamente, não teria havido revolução industrial e todas as transformações subsequentes, não beneficiaríamos de variados canais de comunicação e transporte que hoje conhecemos ou não estaríamos em contacto instantâneo com partes remotas do globo. Em suma, não teria havido todas as transformações operadas pelas revoluções industrial e digital e toda a evolução dos padrões de vida que hoje conhecemos no mundo considerado desenvolvido.

A privação de energia elétrica implica repercussões catastróficas na economia e na sociedade. Num estudo da Johns Hopkins University (Castillo, 2014), a partir de um *survey* de literatura existente, são analisados os impactos das interrupções de fornecimento de energia elétrica, estimando-se perdas anuais na economia americana entre 30 000 e 400 000 milhões de dólares e impactos indiretos em variados setores da sociedade, que excedem as perdas imediatas.

O sistema elétrico da generalidade dos países, de que o português não foi exceção, conheceu inúmeras transformações. Desde 1878, ano em que se acendeu a primeira lâmpada de iluminação pública em Cascais até à implementação da democracia, em 1974, foi grande a transformação do

¹ Sobre a história da eletricidade, ver o excelente documentário da BBC “*Shock and Awe: The Story of Electricity*” (2011).

setor². Primeiro, construíram-se as primeiras pequenas centrais elétricas no início do século XX. A partir dos anos 40 implementaram-se políticas de planeamento e expansão da eletrificação do setor, que passaram pela construção de barragens e de infraestruturas de transporte e distribuição de eletricidade a longas distâncias. A partir de finais da década de 60 foi a vez das grandes centrais termoelétricas.

Em 1976, com a nacionalização de várias companhias elétricas, o Estado constituiu a então designada EDP – Electricidade de Portugal, verticalmente integrada, que detinha o monopólio (público) da eletricidade³ (Decreto-Lei [DL] n.º 502/76). Nas décadas que se seguiram, progressivamente, foram sendo separadas verticalmente as estruturas que compõem o setor, culminando na separação jurídica das atividades, na criação de um regulador setorial e no progressivo reforço dos seus poderes e áreas de atuação e na privatização total da EDP (última fase em 2013). Para fazer face ao grande aumento do consumo de eletricidade, foram sendo construídas mais barragens, centrais termoelétricas de grande capacidade, foi feito um grande investimento em energias renováveis e, presentemente, são colocados desafios a nível da digitalização e do reforço da liberalização do setor, com a promoção cada vez mais forte da utilização das energias renováveis.

Uma das alterações feitas ao longo das últimas décadas foi a separação jurídica da distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT) das demais atividades que compõem o Sistema Elétrico Nacional (SEN) em 1982, com a publicação do DL n.º 344-B/82 (1982), que atribuiu o direito de exploração de energia elétrica em Baixa Tensão (BT)⁴ aos municípios, que podem exercê-lo diretamente ou através de contratos de concessão (art.º 31.º do DL 29/2006) tendo, em contrapartida, o município concedente direito a uma renda de concessão paga pelo concessionário (ERSE, 2019). Após transposição de diretivas europeias, este direito continua previsto na redação atual do decreto que estabelece o funcionamento do setor elétrico nacional, mas com modificações relativamente aos atuais contratos de concessão, observando-se o prazo dos mesmos⁵.

Fisicamente, as redes de baixa tensão iniciam-se nos postos de transformação (PT) e suas instalações que recebem a energia que provém das linhas de média tensão. Depois, a energia percorre cabos, subterrâneos ou aéreos, até às instalações dos consumidores finais. Fazem ainda parte dos ativos destas redes de BT os contadores elétricos, os fusíveis, os disjuntores e demais pequenos dispositivos necessários ao seu funcionamento (ERSE, 2018b). Finalmente, também a rede de iluminação pública e as suas luminárias integram a rede de BT (ERSE, 2019).

² Sobre este tema, poderá ser consultado o site da EDP, designadamente “Uma história de dois séculos: Portugal acende a primeira lâmpada”, acedido em <https://www.edp.com/pt-pt/historias/uma-historia-de-dois-seculos-portugal-acende-a-primeira-lampada>

³ Vd. Decreto-lei 502/76.

⁴ Este tema será mais bem detalhado no capítulo 3.

⁵ Sobre este assunto, vd. N.º 3 e n.º 4 do art.º 31.º e o art.º 71.º do decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

A 31/12/2016, a rede de distribuição em BT caracterizava-se por uma grande heterogeneidade em Portugal continental (ERSE, 2018). Tal não é alheio a diferentes geografias e a concentrações diferenciadas de população pelo território. Com efeito, existe uma grande disparidade entre a concentração de populações nas áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, bem como da generalidade das costas oeste e algarvia, regiões onde a densidade de clientes é elevada em contraste com regiões do interior que, salvo as exceções de alguns polos populacionais, apresentam elevada dispersão populacional (ERSE, 2019c).

As principais responsabilidades do Operador de Rede de Distribuição em Baixa Tensão (ORD BT), para além da óbvia interligação com o ORD em MT que lhe fornece energia, assentam em garantir energia suficiente para assegurar o funcionamento permanente da rede sem comprometer o escoamento eficiente de energia, a leitura dos contadores de eletricidade, a alteração da potência contratada a pedido dos clientes, o restabelecimento do fornecimento de energia em caso de interrupções do sistema e a faturação e cobrança de tarifas de acesso aos comercializadores (Anexo IV do DL n.º 172/2006), a manutenção e operacionalização da rede e a gestão da rede de iluminação pública.

Atualmente, todos os municípios de Portugal continental exploram as redes de BT em regime de concessão, em 99,5% dos casos à E-Redes (empresa de distribuição de eletricidade pertencente ao Grupo EDP) e os restantes a pequenos operadores locais, essencialmente cooperativas. Dado que se aproxima o termo dos contratos de concessão, urge definir-se um novo modelo de atribuição de concessões. Para tanto, foi publicada a Lei n.º 31/2017 (2017), que estabelece os princípios gerais e as regras procedimentais para atribuição das concessões de exploração das redes, caso os municípios entendam não a exercer diretamente.

Coube à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), em colaboração com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), a elaboração de um estudo aprofundado conducente à definição das áreas de concessão a propor ao Governo. Da análise desse estudo e dos contributos recebidos após submissão a consulta pública, a ERSE apresentou uma proposta final com três áreas de concessão. Porém, o regulador entende que deve haver flexibilidade na aceitação de uma eventual proposta alternativa que comprove maior eficiência económica e técnica, desde que baseada em estudos com idênticos detalhe e profundidade e no pressuposto do cumprimento dos princípios vertidos na Lei 31/2017.

O objetivo central deste trabalho assenta precisamente na aferição da existência de uma delimitação territorial que se apresente mais vantajosa à proposta pelo regulador. Especificamente, procura responder às três questões seguintes:

1. Qual a agregação geográfica em Portugal continental que permite atribuir concessões de exploração de redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão de forma mais eficiente?
2. Quais as consequências da introdução de concorrência para o mercado (e não concorrência de mercado) em resultado da atribuição de concessões regionais de baixa tensão a diferentes operadores?
3. Que desafios regulatórios se colocarão com a implementação das novas concessões de distribuição de energia elétrica em baixa tensão?

Passemos a descrever a forma como a presente tese se encontra estruturada na tentativa de responder a estas três questões.

No capítulo um são abordadas as razões que justificam a intervenção do Estado na economia e, em particular o porquê dessa intervenção se revestir, por vezes, sob a forma de regulação económica. Para além de razões meramente técnicas intrínsecas aos monopólios naturais e das falhas de mercado numa ótica de eficiência económica, há razões de bem-estar social consubstanciadas em obrigações de serviço público (OSP). Compreendido o *porquê* de regular, numa tentativa de explicar também *como* regular, a revisão de literatura prossegue com a revisão de métodos de regulação existentes e as estruturas industriais comumente adotadas nas *utilities*.

Enunciados os princípios económicos que subjazem ao tema em estudo, o trabalho prossegue no capítulo dois com uma breve resenha histórica do setor elétrico português, seguida de uma caracterização atual do mesmo.

No capítulo três, particularizando os desafios iminentes no caso da baixa tensão, é feito um enquadramento do problema em estudo, formalizado matematicamente no capítulo quatro, no qual também se descrevem os passos metodológicos atinentes à sua resolução.

O capítulo cinco apresenta os resultados obtidos através da aplicação da metodologia selecionada e uma discussão com base numa análise custo-benefício acerca dos vários cenários obtidos e sustentada na revisão bibliográfica efetuada. Esta discussão será conducente a um cenário a descortinar enquanto agregação regional que melhor servirá os interesses do país na aplicação do novo normativo legal. De seguida, elencam-se vantagens e desvantagens do modelo de concessões proposto, reflete-se sobre as implicações da introdução de concorrência pelo mercado e descrevem-se os desafios regulatórios subjacentes. A tese termina com um último capítulo, de conclusão, sobre os temas estudados e eventuais respostas obtidas, deixando em aberto questões para investigação futura.

1. Revisão da Literatura

O presente capítulo subdivide-se em três partes. Na primeira parte procurar-se-á explicar as razões que estão por detrás da regulação em alguns setores da atividade económica. Prosseguir-se-á com uma segunda parte, na qual se explicará de que forma é exercida na prática a atividade regulatória. Por fim, será feita uma breve incursão por quatro estruturas típicas das indústrias de rede.

1.1 A intervenção do Estado na economia e Obrigações de Serviço Público

São várias as razões que levam o Estado a intervir na economia. Quase sempre, subjazem racionais de eficiência e de equidade. É comum a intervenção em áreas essenciais à sociedade como a saúde, a educação, a cultura, a justiça, a segurança social, o ambiente e, particularmente, em atividades essenciais com características de indústria de rede, tais como os transportes, a energia, a água ou o tratamento de resíduos. No âmbito deste trabalho pretende-se analisar os fundamentos que levam o Estado a intervir num mercado sob a forma de regulação económica, numa lógica de política industrial (Cardadeiro, 2005).

Obrigações de serviço público

As sociedades consideradas desenvolvidas reconhecem a existência de serviços de interesse geral.⁶ No caso particular da União Europeia (UE), esses serviços são entendidos como bases estruturantes dos Estados-membros, desejavelmente acessíveis a todos os cidadãos em condições não discriminatórias. De acordo com o *Livro Verde sobre Serviços de Interesse Geral* (Comissão Europeia, 2003), numa lógica de progressiva abertura à liberalização dos mercados e ao estímulo da qualidade de vida dos seus cidadãos, é essencial à integração europeia “*conceber e desenvolver indústrias de rede e respetiva interconexão*”.

A legislação vigente na UE é perentória ao conceder amplos poderes a cada um dos Estados-membros na organização de *Serviços de Interesse Económico Geral* (SIEG) atinentes às respetivas condições geográficas, sociais e culturais (Protocolo n.º 26 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia [TFUE]).

A legislação não é clara, contudo, numa definição de SIEG. De todo o modo, o documento de trabalho da Comissão Europeia intitulado *Criação de um Pilar Europeu dos Direitos Sociais* (2013) e um

⁶ Os serviços de interesse geral são, por vezes, confundidos com “serviço público”, um termo menos preciso e estes, por seu turno, confundidos com o conceito de “setor público”, que remete para os serviços controlados pelo Estado sobre a forma de administração pública (e.g. repartição da Autoridade Tributária). Sobre este assunto, *vd.* Livro Verde sobre serviços de interesse geral, pp. 6-8.

outro do *European Economic and Social Committee*, intitulado *A Quality Framework for Services of General Interest in Europe* (2011), classificam este tipo de serviços como integrantes de um leque mais alargado de *Serviços de Interesse Geral (SIG)*, sujeitos a *Obrigações de Serviço Público*. Por sua vez, os SIG dividem-se entre serviços “não económicos”, (de que são exemplos a segurança social, saúde, justiça ou a segurança pública) e atividades económicas, considerados SIEG, para os quais os documentos apontam a definição seguinte:

«atividades económicas com impacto no bem comum que não poderiam ser oferecidas pelo mercado sem intervenção estatal (pelo menos, em iguais condições de qualidade, segurança, disponibilidade, igualdade e universalidade)».

As OSP podem ser encaradas como um alicerce do desenvolvimento e consolidação da liberalização progressiva dos mercados operados pelas *utilities* em cada Estado-membro. Com efeito, é imposta a disponibilização destes serviços, pelo menos desejavelmente, a todos os cidadãos e restantes agentes económicos em condições tendencialmente uniformes e não discriminatórias.

Particularmente no que tange à energia, Gouveia (2001) afirma que o seu fornecimento é um serviço público essencial legalmente consagrado e que *«de forma geral, podemos afirmar que no setor elétrico estão consagrados os princípios e obrigações que visam o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores, a preços acessíveis».*

No caso da eletricidade, as OSP impõem que a cobertura territorial da rede chegue a todos os consumidores, que a gestão global do sistema assegure a sua continuidade e que se garantam padrões de qualidade e segurança adequados. Esta aceção é bem explícita na legislação europeia sobre a matéria, designadamente no n.º 1 do artigo 194.º do TFUE e no n.º 2 do artigo 3.º da Diretiva 2009_72_CE.

Então, havendo enquadramento legal para a imposição de OSP nos SIEG, porquê regular? Não bastaria assegurar o cumprimento das leis?

Os mercados não são inocentes

De acordo com os princípios da economia clássica, tal como defendido por Adam Smith no seu trabalho fundador *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, publicado em 1776, os mercados funcionam *per si* e conduzem a soluções eficientes. Esta teoria assenta nos pressupostos de que os agentes são racionais e que uma “*mão invisível*” conduz ao equilíbrio concorrencial. Para além dos pressupostos da racionalidade dos agentes económicos, assume a homogeneidade dos bens e que há muitos compradores e vendedores e nenhum deles, individualmente, consegue exercer influência sobre o preço de mercado.

No mundo real, todavia, nem sempre os mercados são perfeitamente concorrenciais. Como proferiu o filósofo político e professor de Harvard Michael Sandel, numa entrevista ao *The Guardian*

em abril de 2013, “os mercados não são inocentes”. Com efeito, podem apontar-se essencialmente quatro falhas de mercado que motivam a intervenção do Estado: poder de mercado, externalidades, bens públicos e informação assimétrica (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

Nas próximas secções veremos que, no que tange ao caso particular da regulação económica dos mercados, as três primeiras características enunciadas explicam o racional normativo, enquanto as assimetrias de informação sustentam particularmente as explicações alternativas para a existência de regulação.

1.2 As razões para a regulação

A explicação da emergência da regulação pode ter um contexto *normativo* e técnico, mas também se explica por razões alternativas, dir-se-ia, *positivas*⁷. A literatura académica encontra-se recheada de abordagens às razões de regular.

1.2.1 Racional normativo para a regulação económica

Monopólio natural e eficiência

As indústrias de rede representam claramente um monopólio natural (Newbery, 1999) devido às suas características de imobilidade, durabilidade e indivisibilidade bem como à grande componente de custos fixos que em regra apresentam, contrastando com um perfil de custos variáveis relativamente reduzidos e de custos marginais tendencialmente irrelevantes. Além disso, a construção e subsequentes intervenções neste tipo de estruturas comporta avultados investimentos de capital a longo prazo. São exemplos de tais investimentos os cabos e os postes de uma rede elétrica, os fios de cobre ou fibra ótica de uma rede de telecomunicações, os gasodutos para armazenamento de gás natural ou, ainda, as canalizações e tubagens que compõem redes de abastecimento de água. Nessa aceção, uma vez ocorridos, esses custos são considerados afundados⁸ (Decker, 2015).

Na busca de uma definição de monopólio natural será importante distinguir-se os casos de empresas monopolistas que produzem um único produto do caso em que produzem dois ou mais produtos, uma vez que as condições que garantem a sua existência de um monopólio natural não são exatamente as mesmas.

⁷ A análise positiva estabelece relações de causa e efeito entre variáveis, ao passo que a análise normativa examina a solução ótima para determinada questão (“aquilo que deve ser”). Sobre estas definições, qualquer bom livro de microeconomia esclarecerá o leitor – ver, por exemplo, Pindyck & Rubinfeld (2013), pp. 6-7.

⁸ Custos afundados ou *sunk costs* são custos que, uma vez ocorridos, jamais serão recuperados.

Vejamos o caso da empresa *uniproduto*, para o qual Paul Joskow (2007: 1232) oferece-nos uma definição:

«...a firm producing a single homogeneous product is a natural Monopoly when it is less costly to produce any level of output of this product within a single firm than with two or more firms.»

Joskow (2007) afirma ainda que a eficiência de custos implícita na afirmação anterior pressupõe a satisfação da totalidade da procura do mercado. Desse modo, podemos inferir que estamos perante uma situação de monopólio natural se, qualquer que seja a dimensão do mercado, uma única empresa consegue satisfazer a totalidade da procura de mercado com um custo inferior a duas ou mais empresas que operassem nesse mercado. Este raciocínio pode ser apresentado de forma matemática: consideremos uma indústria com n empresas, sendo a função custo de cada uma dada por $C(q^i)$ e a quantidade total produzida pela indústria dada por $Q = \sum_{i=1}^n q^i$, temos que

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + \dots + C(q^n) \quad (1)$$

(Com $q^i \neq Q$)

A verificação desta condição remete para o conceito de subaditividade da função custo, neste caso, para o valor Q produzido pela indústria. A subaditividade da função custo é, assim, necessária para a existência de um monopólio natural (embora o contrário não se verifique necessariamente, como veremos adiante). Ora, para que esta proposição seja verdadeira, os custos totais médios (de longo-prazo) diminuirão com o aumento da quantidade produzida. Ou seja, estamos na presença de economias de escala, cuja definição assenta na possibilidade oferecida pela tecnologia de uma empresa em aumentar o seu *output* aumentando, para tal, a quantidade de *inputs* em menor proporção. Acresce que, frequentemente, a existência de economias de escala não é alheia à presença de economias de rede (Decker, 2015), que advêm do número de equipamentos e consumidores ligados a uma mesma rede.

A forma de mercado descrita pode ser sustentada pela análise do seguinte gráfico:

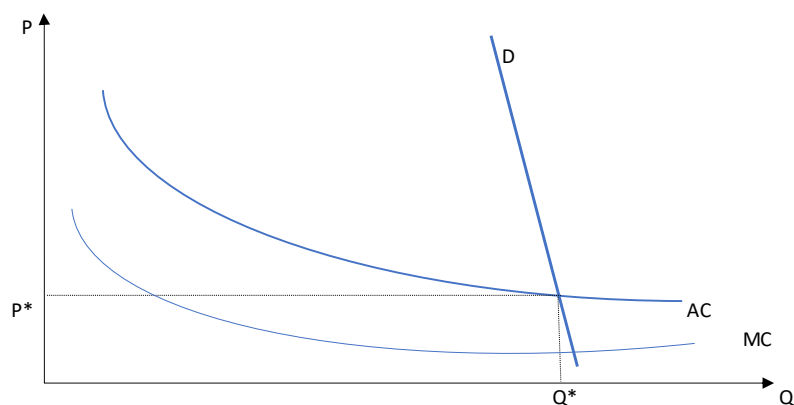


Figura 1.1 - Monopólio natural e economias de escala (empresa monoproduto)

Fonte: elaboração própria

O gráfico da figura 1.1 representa a existência de fortes economias de escala num mercado para o qual o custo médio de longo prazo (*average cost* - AC) é decrescente para além do mercado, representado pela curva da procura (D), a qual apresenta acentuado declive, traduzindo a inelasticidade característica da procura dos serviços essenciais oferecidos pelas indústrias de rede.

Note-se que, premeditadamente, o gráfico da figura 1 sugere que a curva do custo marginal (CMg) atinge o valor mínimo para quantidades muito elevadas e que, a partir de certo ponto o custo marginal começa a aumentar. No entanto, pela análise do gráfico não conseguimos conhecer esse ponto, pois ocorreria em quantidades de transação que excedem este hipotético mercado. Teríamos de ter informação acerca da tecnologia desta empresa (função custo) e aferir para que quantidades o AC seria mínimo, ou seja, a chamada Escala Ótima Mínima (EOM), que é o ponto a partir do qual deixaria de haver economias de escala. A existência de economias de escala para além da procura de mercado é assim condição suficiente, mas não necessária, para garantir a existência de monopólios naturais em situações uniproducto (Joskow, 2007).

Vejam agora a situação de monopólio natural para o caso de empresas *multiproducto*, situação mais aproximada da realidade. Neste caso, Joskow (2007) defende a existência de um monopólio natural caso a tecnologia da empresa multiproducto permita a produção conjunta, de dois ou mais produtos, de forma mais económica do que se produzidos por duas ou mais empresas. Esta definição coincide com a definição de economias de gama e pode ser matematizada através da expressão seguinte (consideremos o caso de dois bens, A e B):

$$C(q_A, q_B) < C(q_A, 0) + C(0, q_B) \quad (2)$$

Aplicando este conceito à subaditividade da função custo, de acordo com Baumol (1977) considera-se haver subaditividade estrita se, quaisquer que sejam os vetores de m produtos, o custo do somatório dos mesmos é menor do que o custo da sua produção em separado. A expressão seguinte traduz este raciocínio:

$$C(q_1, q_2, \dots, q_m) < C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_m) \quad (3)$$

Este pressuposto de subaditividade estrita conduz a um resultado fundamental para a compreensão da sua importância na tomada de decisões de política económica numa situação de monopólio natural: mesmo esgotada a EOM poderá ser desejável manter uma única empresa no mercado por questões de eficiência de custos. Mais: após esgotadas as economias de escala, subsistindo economias de gama mantém-se a subaditividade da função custo e, bem assim, a racionalidade da existência de uma só empresa.

O gráfico da figura 1.2 exemplifica uma situação deste tipo: neste mercado, a curva da procura intersecta a curva de custos médios (de longo prazo) da indústria para uma quantidade Q que excede a EOM. Ou seja, existe mercado para além das economias de escala. Consideremos que Q corresponde à quantidade agregada de dois produtos A e B produzidos pela mesma indústria e se optava pela produção até à EOM por uma primeira empresa e a quantidade equivalente a Q^*-Q' por uma segunda empresa entrante no mercado. No pressuposto de que teriam estruturas de custo equivalentes, repare-se como o custo médio da produção desta quantidade muito inferior seria muito maior e, desse modo, o custo da produção separada por duas empresas completamente ineficiente.

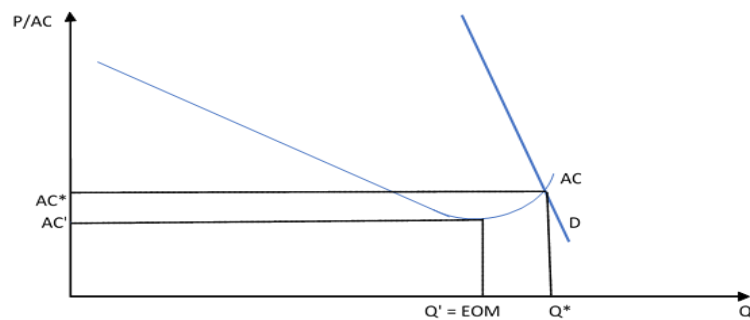


Figura 1.2 - Subaditividade da função custo para além das economias de escala
Fonte: elaboração própria

Argumentos de eficiência produtiva – a regulação de “entrada”

A manutenção do monopólio natural sob práticas regulatórias tem intrínseca preocupações de *eficiência produtiva* na medida em que a entrada de uma nova empresa acarreta uma duplicação de custos fixos, atendendo às características físicas das estruturas que tradicionalmente compõem o ativo fixo destas empresas. Neste sentido, caberá ao regulador impor restrições à entrada de novas empresas neste tipo de mercados.

Outro argumento de eficiência produtiva provém da convicção de que mesmo não havendo economias de escala e de gama, a existência de *sunk costs* pode legitimar a manutenção do monopólio natural. Este entendimento ficou conhecido pela Teoria dos Mercados Contestáveis, desenvolvida por Baumol, Panzar e Wilig (Baumol, 1982), ao defenderem que os avultados investimentos efetuados pelo monopolista em atividade implicam um custo (de oportunidade) de saída da indústria tão elevado que, de um ponto de vista social será preferível manter a exploração do mercado pelo operador em atividade.

Finalmente, um último argumento de eficiência produtiva está relacionado com uma prática designada de *cream-skimming*, que mais não é do que o aproveitamento, por parte de uma empresa entrante, de uma fatia mais rentável do mercado (Zupan, 1990). Esta definição é extensível a empresas multiproduto, situação em que se verifica a preferência das empresas concorrentes em concentrar a oferta nos produtos mais valorizados pelo mercado (Laffont e Tirole, 1993: 273).

Argumentos de eficiência alocativa – a regulação de preços

Numa estrutura de mercado monopolista, o produtor, sozinho no mercado, tem o poder de influenciar o preço com vista à maximização do lucro. Para atingir esse desígnio o monopolista tem de conhecer muito bem duas coisas: a sua estrutura de custos e a curva da procura de mercado.

Por sua vez, a função lucro atingirá o seu máximo quanto maior for a diferença entre a receita total obtida e do custo total incorrido para a obter. Nessa aceção, o lucro é maximizado para uma quantidade tal que a receita marginal iguala o custo marginal.

Representando graficamente esta solução maximizadora do lucro em conjugação com a procura de mercado, pode analisar-se a *ineficiência alocativa daí gerada*:

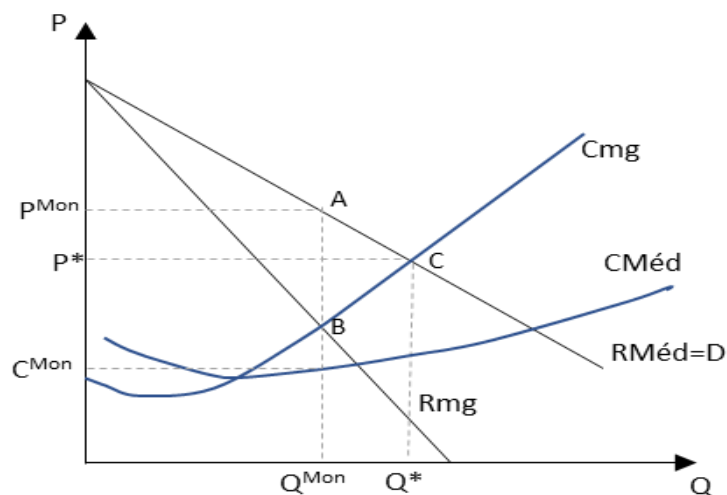


Figura 1.3 - A ineficiência alocativa de um monopólio (dead-weight loss)

Fonte: elaboração própria

Numa situação de mercado concorrencial verifica-se a condição de $P^* = C_{mg}$, tal que a quantidade transacionada é Q^* e o mercado está em equilíbrio: o benefício marginal dos consumidores em consumir uma unidade adicional de um bem é igual ao custo marginal (CMg) dos produtores em produzir uma unidade adicional do mesmo bem. Quer isto dizer que se verifica plena eficiência alocativa não havendo perdas de bem-estar. *In casu*, a soma dos excedentes do produtor e consumidor (dados, respetivamente, pelas áreas acima da curva da oferta e abaixo da curva da procura, até ao preço de mercado) correspondem ao *excedente social* máximo.

Já no caso do monopolista, como este conhece a procura de mercado vai gerar ineficiências ao produzir uma quantidade tal que a receita marginal (RMg) iguala o custo marginal (CMg). O lucro do monopolista é, desse modo, dado pela área $(P^{Mon} - C^{Mon}) * Q^{Mon}$. O monopolista perde, assim, a área abaixo do custo médio, mas ganha a área, aparentemente maior, do lucro. Já o consumidor perde a área do sólido geométrico $ACP * P^{Mon}$. Ora, como se verifica, sobra o triângulo ABC, tecnicamente designado por *dead weight loss*, que mais não é do que uma medida de perda de bem-estar para a

sociedade como um todo, em consequência da falha de mercado que é o poder do monopólio. É precisamente para minimizar esta ineficiência alocativa que a regulação de preços intervém, na tentativa de aproximação do preço do monopolista com aquele que se obteria numa situação concorrencial.

Esta solução é representativa de um monopólio, que não será com certeza um monopólio natural uma vez que não há evidência de grandes custos fixos e é visível que a EOM é atingida antes de esgotado o mercado: a imposição pelo regulador de um preço máximo inferior ao custo médio numa tentativa de correção da ineficiência alocativa conduz a que, no longo-prazo, a empresa não consiga recuperar custos fixos (Decker, 2015).

Razões normativas de equidade

Até aqui o presente trabalho tem-se centrado em questões de intervenção regulatória nas *public utilities* numa lógica de eficiência económica. Mas existem, também, razões normativas de *equidade* que justificam intervenção. O conceito de equidade está intimamente ligado à justiça no tratamento de uma sociedade (Veljanovski, 2010: 23). Nesta aceção, a regulação pode emergir essencialmente como forma de controlar o poder do monopolista enquanto operador único de um serviço essencial que caracteriza uma *public utility* numa lógica de OSP. Sem concorrência, o monopolista tem incentivos a abusar da sua posição com comportamentos lesivos para o bem comum. Abordam-se, de seguida, três desses problemas: comportamentos oportunistas, ineficiência-X e externalidades.

Os *comportamentos oportunistas* (Alchian *et al.*, 1978), amplamente tratados pela teoria dos contratos (Williamson, 1976; Grossman & Hart, 1986) remetem para os chamados problemas de *hold up*. Numa perspetiva da ciência económica, diz-se que um problema de *hold up* surge quando um agente incorre em custos afundados com base na expectativa do comportamento futuro de outro agente e, uma vez realizado o investimento, esse outro agente comporta-se oportunisticamente ao invés de zelar pelo interesse do “agente investidor”.

Biggar (2009) vai mais longe ao defender que os custos afundados constituem a componente chave do racional regulatório de um monopólio. Dada a natureza de infraestrutura essencial, o monopólio natural representa mercados de produtos “massivamente consumidos”, como referem Spiller e Tomasi (2005). Neste sentido, as pessoas e as empresas tomarão as suas decisões de investimento em bens duráveis (essencialmente habitação) em função da proximidade geográfica de infraestruturas essenciais como redes de telecomunicações, de abastecimento de águas e de esgotos, de transportes ou elétricas (Biggar, 2009), surgindo a regulação primordialmente para defender os custos afundados que os consumidores tiveram na realização dos seus investimentos. A literatura da

teoria dos contratos⁹ é rica na análise deste tipo de investimentos, denominando-os de *relationship-specific assets* e agrupando-os em diversas categorias (Crocker e Masten, 1996).

A regulação também serve para minimizar a chamada *ineficiência-X* ao criar incentivos à racionalidade na contenção de custos, sem descuidar os incentivos à inovação e à modernização tecnológica. Entende-se por *ineficiência-X* aquela que decorre dos baixos incentivos à contenção de custos ou à assunção de riscos que o gestor do monopólio enfrenta. Por isso, a *ineficiência X* não provém da ineficiência produtiva nem da ineficiência alocativa diretamente. Está, antes, relacionada com questões comportamentais que não são imediatamente visíveis, pois advém da não otimização dos recursos humanos e materiais (Leibenstein, 1966). Não obstante, a exploração do mercado por via de preços distorcidos permite que o monopolista descure a eficiência do lado dos custos. Um exemplo desta ineficiência promotora de iniquidade são os custos que ao invés de serem alocados em I&D são usados em regalias desnecessárias. Este exemplo remete para o desprovimento de inovação que, na ausência de regulação¹⁰, as *public utilities* tendencialmente revelam.

Se protegido por barreiras à entrada, o monopolista não tem incentivos suficientes para investir em I&D ou empenhar-se em investigações arriscadas (Dasgupta e Stiglitz, 1980), visão que vai ao encontro do artigo fundador de Arrow (1962), que argumenta que os incentivos à inovação são menores sobre condições monopolísticas do que concorrenciais. Este entendimento é, no entanto, controverso: numa óptica *schumpeteriana* (Schumpeter, 1943), a dimensão da empresa assume particular importância na inovação. Há muita literatura acerca desta controvérsia que encontra evidência de que a inovação e a concorrência de mercado têm uma relação em forma de *U* invertido, como sugere o estudo empírico de Aghion *et al.* (2005): a partir de dados de painel, o estudo encontra evidência estatística de que a inovação aumenta com o aumento da concorrência até um ponto a partir do qual o aumento da dimensão da empresa (face ao mercado) contribui para a capacidade de cada uma delas inovar (efeito *schumpeteriano* da inovação pela dimensão).

Finalmente, a última razão normativa de equidade conducente à regulação económica advém da existência de *externalidades*, isto é, o impacto que uma ação de um agente económico tem noutro agente que não participou dessa ação. As externalidades podem decorrer do consumo ou da produção e o seu impacto pode ser positivo ou negativo (Mata, 2002: 559). O exemplo clássico de uma externalidade negativa na produção é a poluição ambiental, enquanto no consumo podemos apontar os custos para a sociedade no tratamento do alcoolismo ou do tabagismo. Enquanto externalidades

⁹ Temática a abordar no capítulo 1.2.2.

¹⁰ A este facto, não será alheia a existência de regulamentação de qualidade de serviço neste tipo de indústrias. A título de exemplo, pode ser consultado o RQS dos setores elétrico e do gás natural no sítio da Internet da ERSE, em <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-da-qualidade-de-servico-setor-eletrico-e-setor-do-gas-natural/>

positivas, do lado da produção pode exemplificar-se os benefícios para a sociedade da conversão de dióxido de carbono em oxigénio potenciada pela plantação de uma floresta que servirá os interesses de um privado e, do lado do consumo, os efeitos da formação e educação de um indivíduo na sociedade.

A regulação económica assume especial importância no caso das externalidades de rede: externalidades positivas que ocorrem com o consumo de produtos cuja utilidade por um consumidor deles retirada aumenta em função do número de agentes a consumir o mesmo bem (Katz e Shapiro, 1985). Um exemplo clássico de uma externalidade de rede é o benefício advindo do número de utilizadores ligados a uma mesma rede telefónica.

A permanência destas externalidades carece de intervenção estatal e é fonte de regulação económica, essencialmente a dois níveis (Decker, 2015):

1. *imposição de restrições à entrada*: beneficiando os utilizadores da dimensão da rede, caberá ao regulador impor restrições à entrada de novas empresas e internalizar os benefícios da extensão da rede numa mesma empresa, beneficiando assim os consumidores de uma tecnologia comum;
2. *regulação de preços* de utilização da rede, os quais deverão ser ajustados em função dos custos subjacentes à utilização da rede e do seu crescimento, por oposição a uma lógica de mercado, geralmente monopolizado e caracterizado por comportamentos oportunistas¹¹.

1.2.2 Razões alternativas para a regulação económica

As teorias dos grupos de interesse

O racional normativo que tem vindo a ser discutido encara a regulação como desejo de aproximação de um mercado imperfeito a um mercado concorrencial sob uma ótica de eficiência *a Pareto*, isto é, se não for possível melhorar o bem-estar de um agente sem reduzir o bem-estar de qualquer outro agente (Veljanovski, 2010). Até meados dos anos 60 do século XX, a regulação enquanto mecanismo de correção de falhas de mercado e, bem assim, de proteção do interesse público foi a corrente teórica dominante. Joskow e Noll (1981: 36) consideraram-na uma “*análise normativa da teoria positiva*”, essencialmente por duas razões: os agentes económicos têm preferências que não são percecionados pelo regulador; e, sendo os agentes políticos também agentes económicos, respondem a incentivos criados pelos demais agentes.

¹¹ A este respeito ver, por exemplo, a análise ao mercado de redes móveis efetuada no ponto 2 da Consulta Pública da ANACOM sobre mercados grossistas de terminação de chamadas de voz em redes móveis individuais, de 17/04/2015, disponível em https://www.anacom.pt/streaming/AnaliseMercado2_versaofinalpublica042015.pdf?contentId=1353081&fileId=ATTACHED_FILE

Esta teoria, começou a ser contestada a partir dos anos 70 por vários economistas da designada escola de Chicago, ao defenderem a existência de regulação não para defender o interesse público, mas sim grupos de interesse privados.

Inspirado na teoria dos clubes¹² de Buchanan (1965) e na teoria da ação coletiva¹³ de Olson (1965), George Stigler defende em *The Theory of Economic Regulation* (1971) que a regulação favorece os grupos de interesse mais pequenos e organizados e, por isso, com mais capacidade para influenciar o poder político na tomada de decisões, que passam pelo desenho de mecanismos regulatórios atinentes aos seus interesses: “...as a rule, regulation is acquired by the industry and is designed and operated primarily for its benefit.” (Stigler, 1971: 3). Neste sentido, a indústria regulada tenderá a ter ligações ao partido político no poder tentando, em contrapartida, proporcionar-lhe votos e recursos (por exemplo, sob a forma de concessão de empregos atrativos para membros do partido). Por seu turno, o partido no poder exerce controlo sobre a agência regulatória. Por esta razão, na literatura acerca deste tipo de teorias, é frequente encontrar-se a designação de “teoria da captura” do regulador pela empresa regulada (Posner, 1974; Peltzman, 1976; den Hertog, 2010).

Simultaneamente à publicação de Stigler, Posner (1971) sugere a existência de grupos de interesse para além do monopolista detentor da *public utilitie*: consumidores haverá que, por via de subsidias cruzadas propiciadas pela regulação, conseguem adquirir um bem ou serviço considerado essencial ao qual dificilmente teriam acesso num regime de mercado livre.

Peltzman (1976) revê-se nas ideias originais de Stigler e, pela primeira vez, matematiza o modelo dos grupos de interesse, impondo-lhe restrições como se de um modelo de maximização da utilidade do consumidor se tratasse¹⁴. Enfatiza a importância da dimensão do grupo enquanto restrição: à medida que aumenta a dimensão do grupo maiores os custos em que o grupo incorre na influência do poder político. Por conseguinte, menor será o ganho potencial desse grupo de interesse.

Mais tarde, Becker (1983) apresenta um modelo de grupos de pressão que concorrem entre si no uso de influência política na busca da maximização de bem-estar por entre os membros do grupo. Esta visão sugere a existência de um modelo concorrencial de, chamemos-lhe, procura e oferta de pressão política. O equilíbrio obtido irá, por sua vez, determinar as cargas de impostos e subsídios na sociedade por entre os variados grupos de interesse que exercem pressão. Esta solução nunca será desejável

¹² Teoria que analisa a utilidade retirada por um indivíduo pelo consumo coletivo de certos bens ou serviços, geralmente associados ao uso de infraestruturas em compropriedade, remetendo para o conceito de fronteira de possibilidades do binómio propriedade/consumo (e.g. piscina de cooperativa vs. piscina privada; hotel com casa de banho privativa vs. Partilhada; *time sharing*; etc)

¹³ De acordo com esta corrente, quanto maior a concentração de pessoas num grupo, maior a participação relativa de cada uma e, por conseguinte, maior o incentivo do grupo a persuadir o poder instalado.

¹⁴ Um dos temas da microeconomia clássica é o problema do consumidor, modelo teórico de acordo com o qual os indivíduos são racionais e escolhem o cabaz de consumo de bens e serviços que maximiza a sua utilidade, sujeita a uma determinada restrição orçamental.

numa perspectiva de Pareto (pois há grupos que aumentam o bem-estar mas há outros que o reduzem) mas, numa perspectiva *kaldor-hickesiana*¹⁵, se os ganhos relativos dos grupos que favorecem o poder excederem as perdas relativas daqueles que se opõem, então, o modelo proposto por Becker pode ser desejável para a sociedade.

A figura 1.4 sintetiza as interações do sistema político subjacente à teoria dos grupos de interesse. O equilíbrio entre as quatro dimensões que o compõem, como propõe den Hertog (2010) determina a eficiência na maximização do bem-estar da sociedade como um todo.

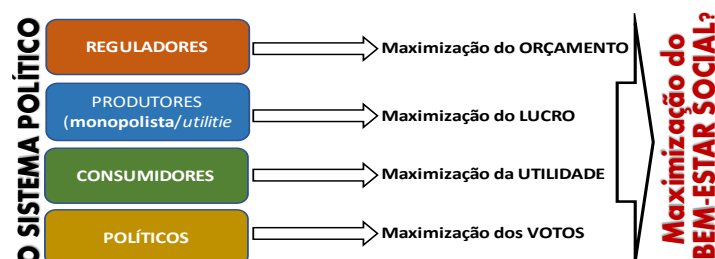


Figura 1.4 - As interações do sistema político
Fonte: elaboração própria com base em den Hertog (2010)

Dos grupos de interesse às assimetrias de informação

A informação diz-se assimétrica em casos em que não está homogeneamente distribuída entre as partes (Akerlof, 1970; Spence, 1973; Stiglitz, 1975). Este conceito remete para a teoria da agência (Ross, 1973), de acordo com a qual existem relações de agência sempre que uma entidade – o principal – delega decisões do seu interesse noutra parte – o agente, que, tomando parte ativa na desejável defesa dos interesses do principal, consegue inteirar-se mais facilmente de mais e de melhor informação.

Surgem assim dois problemas: a seleção adversa numa fase *ex-ante*, que provém da dificuldade em saber se o agente é a entidade indicada para desempenhar determinada tarefa; e o risco moral numa fase *ex-post*, quando o agente toma decisões que não vão ao encontro dos interesses do principal. Estes dois problemas advêm de características inerentes ao comportamento humano, racional mas limitado (Simon, 1955), e também da falta de clareza das regras contratuais, determinantes para a qualidade institucional.

A partir de meados dos anos 80 do século passado, Jean-Jacques Laffont e Jean Tirole publicaram uma série de trabalhos fundadores, sistematizados em *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation* (1993), nos quais subjaz a ideia de que as teorias dos grupos de interesse não consideram nem a existência de assimetrias de informação nem a relação de agência que se estabelece entre políticos e os indivíduos em quem aqueles delegam responsabilidade regulatória. Com efeito, os

¹⁵ Tal como a eficiência *de Pareto* já abordada, também a eficiência de *Kaldor-Hicks* é usada pela ciência económica. Vlejanovski (2010: 20) apresenta uma definição sintética do conceito.

grupos de interesse podem influenciar os decisores políticos através das mais variadas formas, de que são exemplos subornos, “trocas de favores”, promessas de cargos atrativos na indústria ou nas entidades reguladoras, as relações pessoais entre políticos, reguladores e dirigente de *utilities* ou, ainda, as contribuições para o financiamento de campanhas políticas.

Mas como referem Laffont e Tirole (1991), essas formas de influência são apenas a “ponta do iceberg”... Menos visível será a capacidade da indústria regulada em omitir do regulador informação relevante, pois que a primeira melhor conhece a sua tecnologia do que o segundo, escolhendo um nível de custos não perfeitamente observado e, desta forma, afetando a eficiência económica da *utilitie*, do mercado e a qualidade do serviço prestado.

Simultaneamente, também se estabelece uma relação de agência entre as entidades reguladoras independentes e os Governos, na medida em que estes confiam àquelas a função, os mecanismos e o tempo necessários à obtenção de informação e monitorização da empresa monopolista. Neste sentido, a regulação é despoletada pela necessidade de limitar o poder dos grupos de interesse por via da diminuição das assimetrias de informação, sendo a regulação tanto mais eficiente quanto menor o grau de assimetria entre a indústria regulada – o agente – e o Estado – o principal (Laffont e Tirole, 1991).

Da redução de custos de transação à gestão de contratos de longo prazo

Outra das teorias positivas acerca da regulação económica remete para a designada teoria neo-institucionalista, de acordo com a qual as empresas existem porque permitem reduzir custos de transação (Coase, 1937). Os custos de transação decorrem do mecanismo de preços de mercado (por exemplo, custos com pesquisa e recolha de informação) e a sua redução surge como uma importante razão para a integração vertical das empresas (Williamson, 1976) que compõem a *utilitie*. Sendo as relações entre estas e os consumidores, em geral, duradouras, as mesmas carecem de estabilidade e garantia de continuidade, pelo que a regulação é vista como uma forma de garantir a subsistência e estabilidade da indústria na gestão de contratos a longo prazo.

Este assunto remete para os já abordados *relationship-specific assets* (Crocker e Masten, 1996) e enfatiza a importância da regulação na defesa do interesse dos consumidores, uma vez que estes celebram acordos de longo prazo com *public utilities* para fornecimento de serviços essenciais.

1.3 Métodos de regulação

A escolha da política regulatória apropriada varia em função da tecnologia e da estrutura industrial (Hauge e Sappington, 2010). De seguida, abordar-se-ão os principais métodos regulatórios aplicados,

começando pelas duas abordagens teóricas “extremas” e terminando com algumas formas alternativas de exercer regulação.

1.3.1 Regulação pelo método do “rate of return”

O método conhecido por “*rate of return*” (ROR), um dos dois métodos teóricos extremos, garante à empresa a cobertura total dos custos operacionais (*e.g.* custos com remunerações) e, ainda, uma taxa de rentabilidade “justa” sobre o CAPEX (*e.g.* investimento em ativo fixo). É precisamente sobre o cálculo desta taxa de rentabilidade “justa” que vai incidir o trabalho do regulador. Este raciocínio pode ser sistematizado na equação seguinte:

$$RT = CT = OPEX + s.CAPEX \quad (4)$$

Sendo RT a receita total permitida, CT os custos totais, OPEX os custos operacionais (*operational expenditures*), *s* a taxa de rentabilidade permitida e o CAPEX (*capital expenditures*) o capital investido pela empresa.

A taxa “justa” de rentabilidade *s* será tal que, após cobertura dos custos operacionais incorridos pela empresa, ser-lhe-á permitida obter uma taxa de remuneração justa pelo capital investido em ativos relevantes para as operações regulatórias, avaliados com base no custo histórico (Liston, 1993) que permita igualar a receita total da empresa aos seus custos. O mesmo será dizer que a taxa *s* é aquela que permite que o lucro económico seja nulo. Deste modo, este modelo garante a manutenção da margem (das vendas) à empresa regulada.

Ao ter garantida a cobertura de custos operacionais e uma rentabilidade predefinida, a empresa terá condições para apostar na qualidade do serviço prestado e captar o investimento necessário em capital para a construção e manutenção das infraestruturas exploradas (Hauge e Sappington, 2010; Decker, 2015). Há, portanto, instrumentos capazes de garantir a solvência da empresa a longo prazo. Liston (1993) enfatiza ainda a promoção da transparência e do debate através das consultas públicas organizadas pelas entidades reguladoras, através das quais os vários *stakeholders* têm a oportunidade de se manifestarem, mitigando informação assimétrica.

O efeito de enviesamento por excesso de capital

Este modelo foi desenvolvido por Averch e Johnson (1962) e, por essa razão é também denominado “modelo de Averch-Johnson (A-J)”. A ideia base defendida por este estudo assenta em que o modelo do ROR tem implícito um efeito de excesso de capital que implica uma distorção dos fatores produtivos e, bem assim, perda de eficiência económica, visto que a taxa de remuneração do capital permitida pelo regulador, apesar de inferior àquela que a empresa obteria (com o seu poder monopolista) se não

regulada é, contudo, superior ao custo de capital que garante a eficiência económica. Dito por outras palavras, este modelo dá azo a que o monopolista utilize uma taxa de remuneração de capital que excede o custo económico do mesmo. Esta ineficiência é conhecida por “enviesamento de A-J”.

1.3.2 Regulação por price cap

A metodologia *price cap* teve os seus primórdios no Reino Unido, com génese num reporte elaborado pelo Prof. Stephen Littlechild em 1983, a pedido do Governo de então acerca das regras que deveriam reger a regulação da *British Telecom* num contexto de iminente privatização (Cowan, 2006). Pretendia-se garantir a continuidade de proteção dos interesses dos consumidores, a eficiência da indústria e, simultaneamente, a rentabilidade necessária à atração de investimento (den Hertog, 2010). Progressivamente adaptado, este esquema regulatório foi sendo introduzido em vários países nas décadas seguintes (Cowan, 2006).

Em termos de aplicação prática, o preço máximo permitido para um determinado período t é definido com base no preço máximo permitido no período anterior ponderado pela diferença entre a inflação (refletida no *retail price index* - RPI) e um fator de eficiência “ X ”. Desse modo, para um período pré-definido – o chamado período regulatório – o regulador define um teto máximo para o preço dos produtos oferecidos pela *utility* com algum grau de independência face aos custos associados à provisão daqueles à data do cálculo do teto máximo (Decker, 2015: 115). Este método de cálculo do preço no ano t pode representar-se através da fórmula seguinte:

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + RPI - X) \quad (5)$$

Sendo a inflação uma subida sustentada e generalizada dos preços dos bens e serviços numa economia, esta é exógena ao regulador e à firma regulada. Então, é na determinação do valor do fator de eficiência “ X ” que vai assentar o trabalho crítico do regulador com vista a garantir que o preço máximo em função de “ X ” permite obter receita suficiente para cobrir os custos da empresa, com o pressuposto de que opera eficientemente e, ao mesmo tempo, garantir a satisfação da procura.

Não obstante o forte incentivo à eficiência deste método há, contudo, desvantagens que lhe subjazem, tais como o *ratchet effect* que assenta na tendência de redução de custos, pelo monopolista, a uma taxa decrescente à medida que se aproxima o fim de um período regulatório (Joskow, 2014: 313), com o conseqüente adiamento de ganhos de eficiência para o período regulatório seguinte.

O incentivo à retenção de lucros durante o período regulatório representa uma transferência de excedentes do consumidor para o produtor, o que além de representar uma transferência de risco dos produtores para os consumidores (Schmalensee, 1989) tem como conseqüência a degradação da qualidade do serviço prestado (*e.g.* deficiente manutenção numa estrutura de rede), situação, contudo, frequentemente mitigada com a introdução de fatores de eficiência nas regras regulatórias

impostas pelo regulador (Sappington, 2005). Esta questão está intimamente relacionada com o adiamento do desenvolvimento de inovações (Liston, 1993), problema de particular importância em setores que carecem de investimento em modernização tecnológica e manutenção constantes.

Por último, mas não menos importante, existe o problema da capacidade de compromisso, que se verifica quando as condições regulatórias ou regulamentares são alteradas pelo “poder soberano” que altera “as regras do jogo” em pleno período regulatório, situação que representa uma captura do regulador pelo Governo (Levine *et al.*, 2006).

1.3.3 Regulação por incentivos

Os dois modelos anteriormente detalhados constituem exemplos teóricos extremos de modelos de regulação, representando um *tradeoff* entre eficiência e equidade. Como forma de mitigar esse *tradeoff* foram criados modelos intermédios de regulação, de que são exemplo os mecanismos de partilha de lucros com os consumidores (frequentemente denominados como mecanismos de *sliding scale*, *profit sharing* ou *earnings sharing regulation*). Trata-se da chamada regulação por incentivos (Joskow, 2014), assente em mecanismos que procuram manter o incentivo à redução de custos da firma regulada (típico da abordagem *price cap*), e, simultaneamente, propõem barreiras de limitação de lucros excessivos ou deficitários para a garantia da sustentabilidade da empresa (Sappington, 1994).

De acordo com Lyon (1996), estes mecanismos regulatórios mais não são do que a abordagem típica de incentivos da regulação por *price cap* combinada com mecanismos de correção de desvios substanciais relativamente aos custos subjacentes da firma, bem como mecanismos de redução de assimetrias de informação. A existência de assimetrias de informação (tema abordado adiante) está na origem do aparecimento deste tipo de regulação entre o monopolista regulado – o agente – e a entidade reguladora – o principal. Tendo o agente mais e melhor informação acerca de si mesmo relativamente ao principal e, divergindo os objetivos daquele (servir os interesses dos seus acionistas) dos objetivos deste (maximizar o bem-estar social), surge a regulação por incentivos com o propósito de motivar a firma a aplicar o seu melhor conhecimento acerca do negócio no mais amplo interesse pelo bem comum (Laffont e Tirole, 1985).

Este tipo de método permite ao monopolista reter lucros dentro de um intervalo de rentabilidade pré-definido, acima ou abaixo do qual a empresa terá de partilhar, respetivamente, lucros ou prejuízos com os consumidores por via da correspondente redução ou aumento do preço, respetivamente, no ano seguinte, mecanismo representado pela figura 1.5:

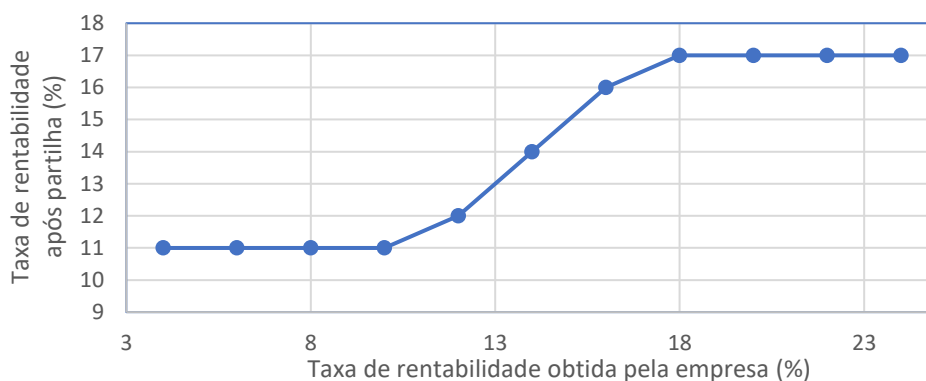


Figura 1.5 - Mecanismo de partilha de lucros com os consumidores
 Fonte: elaboração própria com base em Sappington, 1994 (adaptado)

1.3.4 Alternativas à regulação tradicional

Neste subcapítulo serão abordadas três formas alternativas à regulação de preços que podem ser aplicadas em seu complemento ou mesmo substituição. São elas a concorrência por comparação, também anglo-saxonicamente designada por *yardstick competition*, a concorrência para o mercado (ou concorrência de Demsetz) e a propriedade pública das *utilities* enquanto forma alternativa à tradicional regulação por agência¹⁶.

Yardstick competition

Este modelo de regulação avalia a performance de uma empresa relativamente à performance de empresas comparáveis, através de um exercício de comparação – o *benchmarking*. Shleifer (1985), num artigo fundador acerca desta teoria, defende o uso do custo médio das empresas que operam numa determinada indústria como referência sendo, desta forma, a distância do custo de determinada empresa ao custo de referência que ditará a medida de eficiência da mesma: se uma empresa reduzir custos quando as congéneres não o fazem, então está a ser eficiente e a aumentar os lucros; se, ao invés, essa mesma empresa aumenta custos e as demais não, então, está a ser ineficiente (numa perspectiva económica) e, portanto, a incorrer em perdas.

Uma vantagem desta abordagem, a somar à redução de assimetrias de informação acerca dos custos das empresas (Laffont e Tirole, 1993; 54), assenta na economia de obtenção de informação na medida em que bastará ao regulador aceder a dados contabilísticos das empresas para o cálculo do custo de referência da indústria regulada.

¹⁶ Regulação por agência é aquela em que o Estado institui a tarefa regulatória em reguladores independentes, que difere da regulação por contrato entre o Estado e um operador/concessionário de uma *public utilitie*, em que o primeiro cede ao segundo o direito de exploração e o incumbe das obrigações a cumprir (Santos, 2019).

Por outro lado, esta abordagem aporta um elevado risco de conluio (Shleifer, 1985), isto é, um acordo concertado entre duas ou mais empresas, juridicamente independentes e a operarem num mesmo mercado, com o objetivo de fixar preços e quantidades com vista à maximização do lucro (Veljanovski, 2007). De facto, se analisarmos as características de uma indústria de rede, deparamo-nos com uma série de condições propícias à cartelização: mercados com procura inelástica (bens essenciais), fortes barreiras à entrada, grande concentração de empresas no mercado, partilha pernicioso de informação privilegiada entre as empresas que o compõem, entre outras.

Outras limitações do modelo têm origem nas diferenças entre as estruturas das empresas numa mesma indústria (Laffont e Tirole, 1993) e nas diferentes condições de procura consoante os contextos regionais (Joskow e Schmalensee, 1986). Den Hertog (2010) aponta ainda a perda de economias de escala e de gama, caso seja muito extensa a separação horizontal da indústria a que está associada a agregação regional, visão consistente com a que teve umas décadas antes Neuberger (1977) ao estudar os efeitos da transferência de propriedade das redes de distribuição de energia elétrica de empresas privadas para os municípios nos EUA.

Concorrência de Demsetz (ou concorrência para o mercado)

No trabalho fundador de 1968 “*Why regulate utilities?*” Harold Demsetz defendeu existir concorrência mesmo em situações de monopólio natural, consubstanciada pelo facto de que as empresas candidatas a entrantes num mercado em que as *utilities* operam terem, na prática, de concorrer umas com as outras para identificar e determinar qual delas vencerá e será a empresa produtora. Não existe concorrência *no* mercado, por se tratar de um monopólio, mas pode existir concorrência no momento imediatamente anterior à entrada nesse mercado, ou seja, *para* o mercado.

Deste modo, Demsetz (1968) propõe um modelo de determinação de preços de uma *public utility* num leilão pelo mercado. Atendendo às características de monopólio natural típicas de uma *public utility* e às obrigações de serviço público a que, em regra, se lhe encontram associadas, há que garantir a exploração de indústrias com presença em mercados de procura tipicamente inelástica sem, contudo, ser aplicado ao consumidor o preço do monopolista maximizador do lucro.

A concorrência para o mercado é, assim, um mecanismo através do qual fornecedores licitam de forma concorrencial, através do uso de leilões, para fornecer determinado serviço nos termos de condições pré-especificadas durante um período específico. Potenciais fornecedores fazem uma proposta de preço para a oferta de determinado serviço, não esquecendo padrões de qualidade. O fornecedor que propuser o “pacote mais interessante” ganha o direito de exploração da concessão (Basso e Silva, 2000; Decker, 2015).

Sendo o monopólio natural, por definição, explorado por uma só empresa, este modelo de concorrência aproveita a existência de economias de escala e garante a sua manutenção ao mesmo tempo que garante que o preço não é estabelecido de acordo com o preço que seria praticado pelo monopolista maximizador do lucro, mas, antes, com o preço obtido no “mercado do leilão”. Para que o preço a praticar se aproxime do custo marginal, duas condições estão implícitas neste modelo de concorrência (Demsetz, 1968):

1. a existência de um número considerável de empresas licitantes e disponibilidade de acesso aos *inputs* (e à estrutura, em caso de indústria de rede) em condições de igualdade;
2. o custo oportunidade de conluio entre as firmas licitantes tem de ser muito elevado.

Decker (2015) elenca vantagens deste modelo alternativo de regulação como sejam a redução dos custos de obtenção de informação necessária à regulação tradicional, a mitigação de problemas associados com enviesamentos no incentivo ao investimento típicos dos métodos de regulação tradicional e, ainda, o incentivo à eficiência e inovação (por parte da entidade entrante).

Como desvantagens, o mesmo autor aponta que não é garantia da prática de um preço igual ao custo marginal, a dificuldade em especificar direitos de propriedade e a complexidade da redação de um contrato entre concedente e concessionário.

Propriedade pública das utilities

Na generalidade dos países da Europa ocidental a configuração pública da estrutura societária das *utilities* predominou até à década de 80 do século passado, época em que se iniciou uma onda de privatizações destes setores, a qual continuou na década seguinte (Vickers e Yarrow, 1991). Contrariamente, nos EUA a propriedade privada de serviços essenciais predominou historicamente (Decker, 2015: 44).

Vickers e Yarrow (1991) sugerem que os objetivos do proprietário de uma *utilitie* são diferentes consoante se trate do Estado ou de um privado: o Estado terá como objetivo primordial a maximização do bem-estar social, ao passo que os privados quererão maximizar o lucro da empresa.

No caso da propriedade pública, é frequente a condescendência do poder político para com os gestores das empresas públicas, patente na tolerância à má gestão e à manutenção das dotações orçamentais para o seu financiamento (Armstrong e Sappington, 2006). Não raramente, subjaz a ideia de que a propriedade pública desincentiva a otimização de custos e favorece grupos de interesse (gestores das empresas e partidos políticos, por exemplo), seja por via de remunerações apelativas, patrocínios diversos, entre outros. Pelo contrário, a hipótese de recorrer ao mercado de capitais no caso da propriedade privada, permite sinalizar informação acerca da gestão da empresa e, assim, mitigar alguns problemas de agência.

Nem sempre a propriedade pública é vista como um método de regulação de um monopólio natural, podendo coexistir uma *utilitie* detida pelo Estado e uma entidade reguladora independente (Bauer, 2005). Há razões de índole técnica que justificam esta configuração, designadamente a necessidade de existir um organismo especializado em matéria de regulação económica, mas também pela supervisão direta do Estado se revelar ineficaz.

1.4 A organização industrial

A estrutura industrial de uma *public utility* caracteriza-se, geralmente, por segmentos potencialmente concorrenciais e por segmentos de monopólio natural (Beato e Laffont, 2002). As atividades relacionadas com a exploração de redes físicas constituem, em regra, um monopólio natural. As atividades a montante e a jusante da rede são vistas como sendo potencialmente concorrenciais.

Seguindo esta lógica de separação das atividades que compõem a cadeia de produção de determinada indústria, podem distinguir-se quatro tipologias de estrutura industrial:

1. *Monopólio verticalmente integrado*: uma única empresa explora toda a cadeia de produção da indústria. Esta estrutura de monopólio, regulamentarmente legitimada, garante pela sua dimensão a manutenção de fortes economias de escala e simultaneamente beneficia de economias de gama originadas pela exploração de múltiplas atividades. Em termos de regulação, o enfoque é colocado na definição de preços do retalho e, eventualmente, na qualidade do serviço prestado. Questões de regulação de acesso à rede não se colocam neste modelo. A figura 1.6 esquematiza esta estrutura:

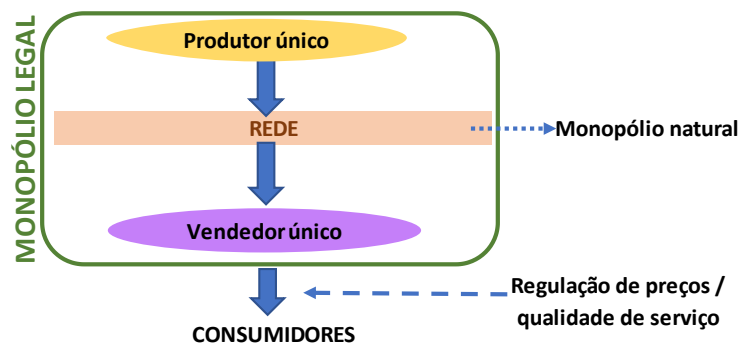


Figura 1.6 - Monopólio verticalmente integrado
Fonte: elaboração própria com base em Decker (2015: 66)

2. *Separação vertical com concorrência em algumas atividades*: as atividades que integram a cadeia de valor e que representam monopólios naturais são completamente separadas daquelas que são potencialmente concorrenciais, inclusive juridicamente com atribuição a diferentes empresas. Um bom exemplo desta organização é a do setor elétrico em Portugal continental. A atividade regulatória é mais notória nesta forma de organização uma vez que,

para além da definição de tarifas a aplicar às empresas retalhistas, há também que regular o acesso às redes, entre outras necessárias disposições. Este esquema organizacional é representado na figura 1.7:

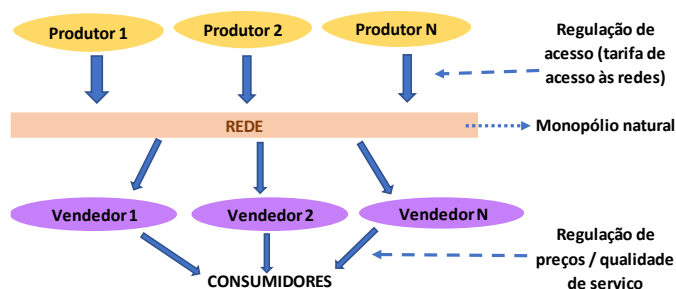


Figura 1.7 - Separação vertical da cadeia de produção, com concorrência em algumas atividades
 Fonte: elaboração própria com base em Decker (2015: 67)

3. *Integração vertical com concorrência em algumas atividades:* esta disposição parte da primeira abordagem, mas permite a coexistência de uma firma verticalmente integrada (geralmente, o operador mais antigo da indústria) a operar em todas as atividades da cadeia de produção com outras empresas que entrem na indústria para explorar segmentos competitivos. Ou seja, a firma que detém o direito de exploração (e a propriedade em muitos casos) da estrutura de rede opera simultaneamente em segmentos abertos à concorrência ao mesmo tempo que concede acesso à “sua” rede a outras empresas que entrem no mercado. Esta estrutura é muito comum em setores de telecomunicações, em especial fixas, nos quais a única rede de cobre existente é detida por um operador único, mas usada pelos demais operadores para fornecer o seu serviço. Questões regulatórias são essenciais, não só para calcular os preços a cobrar aos consumidores como também para definir os termos do acesso à rede. A figura 1.8 permite compreender melhor como se organiza uma estrutura deste género:

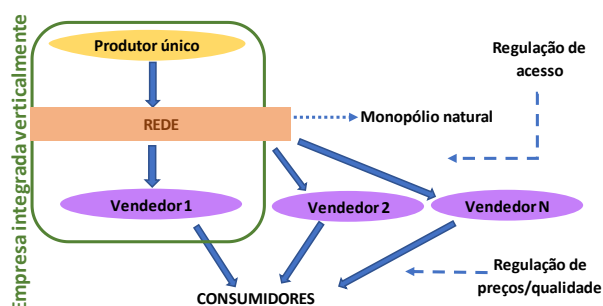


Figura 1.8 - Integração vertical com concorrência em algumas atividades
 Fonte: elaboração própria com base em Decker (2015: 68)

4. Beato e Laffont (2002) sugerem uma estrutura que podemos considerar uma *concorrência em infraestruturas*: uma concorrência entre várias firmas verticalmente integradas, cada uma das quais a explorar uma fatia de mercado definido geograficamente numa espécie de

“monopólio local”. Esta organização pressupõe a divisão de uma rede em frações locais a concessionar por entre vários operadores que surjam no mercado (concorrência para o mercado). A figura seguinte 1.9 procura esquematizar este raciocínio:

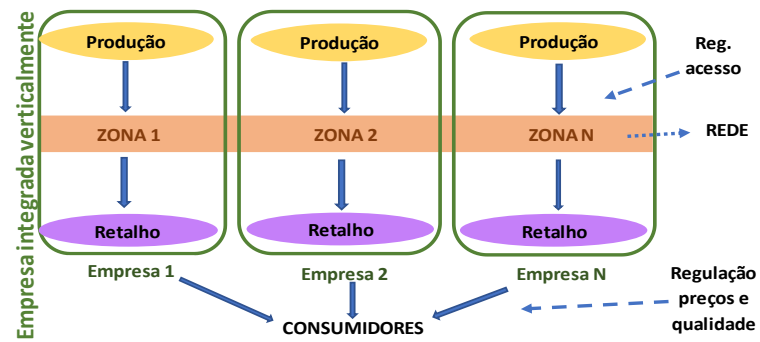


Figura 1.9 - Concorrência em infraestruturas
Fonte: elaboração própria

2. O Sistema Elétrico Nacional: resenha histórica e organização atual

Nos capítulos anteriores foi desenvolvido o enquadramento teórico relevante para a compreensão da presente dissertação. No presente capítulo far-se-á uma breve incursão pela história do setor elétrico português, com ênfase nos últimos 45 anos e nos impactos advindos dos pacotes energéticos da União Europeia. Prosseguir-se-á com uma explicação acerca da estrutura do atual SEN, do *modus operandi* do setor e da sua mecânica tarifária.

2.1 Breve resenha histórica, enquadramento legal e os pacotes energéticos

Os primórdios da energia elétrica em Portugal tiveram origem no acendimento da primeira lâmpada elétrica de iluminação pública, em Cascais, no ano de 1878.

Em 1944, o Estado Novo estabeleceu as bases com que se iniciou a eletrificação efetiva nacional através da “Lei da Eletrificação do País”, destacando-se a aposta na energia hidroelétrica e a criação da “Companhia Portuguesa de Eletricidade” nas duas décadas seguintes.

Em 1975, na sequência do 25 de Abril de 1974 e, com ele, a instauração da democracia, a “Companhia Portuguesa de Eletricidade” e demais pequenas empresas que compunham o setor foram nacionalizadas (DL 205-G/75 de 1 de Abril) dando origem, no ano seguinte, à Eletricidade de Portugal, E.P. (EDP) (DL 502/76, de 30 de junho). Com a concentração da cadeia de valor na EDP, o setor elétrico passou a ter uma estrutura de monopólio legal. O combate ao atraso estrutural que a eletrificação do país então apresentava, essencialmente nas freguesias rurais, foi um dos principais desígnios da nova estrutura criada. Nesse contexto, em 1982, foi atribuído aos municípios o direito de exploração das redes de baixa tensão, que poderiam exercê-lo através da exploração direta ou por via da concessão à EDP, mediante recebimento de uma renda de concessão (Resolução 112/82). É a segunda configuração que tem perdurado até hoje em 99,5% dos municípios (ERSE, 2019).

Em 1986, na sequência da adesão de Portugal à CEE e aos seus programas comunitários foi necessário reabrir o setor à liberalização, ocorrida 1988 com a publicação do DL 189/88. Dois anos mais tarde, são publicadas duas diretivas comunitárias que podem considerar-se a antecâmara do mercado interno de eletricidade hoje consolidado: a diretiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de Junho de 1990, que estabelece um processo comunitário que assegure a transparência dos preços nos setores do gás e eletricidade, e a diretiva 90/547/CEE do Conselho, de 29 de Outubro de 1990, que identifica as grandes redes elétricas. Por conseguinte, em Portugal, a década de 90 do século passado ficou marcada por uma profunda reestruturação legislativa do setor elétrico. Foi publicado o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabeleceu os princípios gerais de organização do SEN, com

destaque para a separação jurídica das atividades de transporte e distribuição de eletricidade das demais que compõem a cadeia.

O ano de 1995 ficou, também, marcado pela criação da entidade reguladora setorial (DL 187/95), a ERSE, acrónimo que começou por significar *Entidade Reguladora do Setor Elétrico*, entretanto alterado para a atual designação *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (DL 97/2002). Ao regulador do setor energético, atualmente com competências a nível da eletricidade, do gás natural, da mobilidade elétrica e dos combustíveis cabe a definição das regras de prestação dos serviços regulados, a parametrização da qualidade do serviço prestado, a salvaguarda dos princípios de segurança das atividades e da eficiência económica e, ainda, a proteção dos direitos dos consumidores. Detém competências de supervisão das suas imposições que, em caso de incumprimento, deverá sancionar (ERSE, 2018b). Ultrapassado o âmbito dos poderes sancionatórios, caber-lhe-á fazer transitar a intervenção processual para os competentes tribunais.

Dando cumprimento às instituições fundadoras da UE, baseadas na livre circulação de pessoas, mercadorias, serviços e capitais, foi lançada em 1996 a Diretiva 96/92/CE, que ficou conhecida como o *Primeiro Pacote Energético*. Nela se estabeleceram regras comuns relativas à organização e funcionamento do SEN, encetando a criação de condições para a introdução de concorrência no mercado da eletricidade e, bem assim, as bases de um “mercado interno de energia”. Esta diretiva foi conducente à constituição da REN – Redes Energéticas Nacionais, com o principal propósito de explorar a Rede Nacional de Transporte (RNT).

Concomitantemente, o Grupo EDP¹⁷ foi privatizado por via de um longo processo iniciado em 1997 através de uma oferta pública de venda (OPV) com a colocação em mercado de cerca de 180 milhões de ações correspondentes a 30% do capital da empresa. O momento de viragem para uma maioria de capital privado dá-se no ano 2000, em que o Estado diminui a sua participação no capital para 31,3%. Também nesse ano se dá a separação jurídica das atividades, com a retirada da REN do capital da EDP (DL 198/2000). Mas é em 2011 que o processo de privatização se destaca, com a entrada da chinesa *China Three Gorges* em 21,35% do capital, em contrapartida de um encaixe de 2,69 mil milhões de euros para o Estado português.

Em 2003, foi lançada a diretiva 2003/54/CE pelo Parlamento Europeu, que ficou conhecida como *Segundo Pacote Energético* e teve a sua transposição para a Lei nacional através do DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro. O grande objetivo foi a indução de concorrência no setor, essencialmente no que respeita à produção de energia, procurando evitar-se abusos de posição dominante¹⁸.

¹⁷ Sobre a privatização da EDP, consultar por exemplo o site do Grupo na página <https://www.edp.com/pt-pt/historias/privatizacao-da-edp>

¹⁸ «...prática restritiva da concorrência que decorre da utilização ilícita por parte de uma empresa do poder de que dispõe num determinado mercado», conforme definido no sítio da Internet da AdC, disponível em

Em 2009, foi publicada a diretiva 2009/72/CE, transposta para a legislação nacional essencialmente através do DL n.º 78/2011, de 20 de junho, ainda em vigor. Instituiu o *Terceiro Pacote Energético* e com ele o reforço do estímulo à concorrência, o aumento da eficácia da regulação, o incentivo ao investimento, o aumento da segurança do fornecimento de energia e a possibilidade de mais escolha ao consumidor com ênfase na separação das atividades¹⁹ do SEN e, também, na afloração das regras de proteção dos consumidores (DL 78/2011).

Em 2019, o Parlamento Europeu e o Conselho publicaram a diretiva 2019/944/EU, que reformula a anterior e lança o *Quarto Pacote Energético*, ainda sem transposição para a legislação nacional. Destacam-se as preocupações no desafio climático e nos cidadãos enquanto consumidores, e reforça-se o papel da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER).

É intenção da UE a participação dos consumidores num mercado energético cada vez mais “limpo” e sustentável. Num futuro próximo, será possível redefinirem-se os atuais mecanismos relacionados com a reserva de capacidade²⁰ de energias não renováveis e, por conseguinte, reduzirem-se as emissões nocivas ao meio ambiente. Desse modo, a UE pretende dar cumprimento à legislação em matéria climática prevista no acordo de Paris²¹ em direção à neutralidade carbónica em 2050.

2.2 Estrutura atual do SEN: desintegração vertical e a cadeia de valor

Conforme descrito, desde a estrutura de monopólio público verticalmente integrado em 1976, o setor elétrico português foi-se transformando progressivamente rumo à desverticalização, à privatização e à liberalização. Desse modo, têm sido crescentes os desafios que se colocam à regulação independente.

Pela análise do DL n.º 29/2006 (na sua mais recente redação, atualizada pelo DL n.º 78/2011) e do DL n.º 172/2006 pode decompor-se a cadeia de valor do SEN entre atividades que operam em regime de mercado concorrencial e em atividades sujeitas a regulação. Das primeiras fazem parte a produção a montante e a comercialização a jusante; já as segundas são atividades de rede para o transporte e distribuição da energia elétrica e, por isso, consideradas monopólios naturais, não convindo a abertura das mesmas ao mercado, pelo menos em condições absolutamente concorrenciais. De seguida, descreve-se de forma sucinta cada uma destas quatro componentes da cadeia de valor:

http://www.concorrenca.pt/vPT/Praticas_Proibidas/Praticas_Restritivas_da_Concorrenca/Abuso_de_posicao_dominante/Paginas/Abuso-de-posicao-dominante.aspx

¹⁹ Todos os anos a E-Redes elabora o relatório de conformidade a que está regulamentarmente sujeita. Disponíveis para consulta em <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/sobre-o-setor/conformidade>

²⁰ A reserva de capacidade de energias não renováveis consiste na potência energética que tem de ser injetada na rede para garantir o seu funcionamento contínuo em caso de insuficiência das fontes renováveis – mais imprevisíveis - desconhecendo-se a procura efetiva a cada momento.

²¹ Para mais informações sobre o Acordo de Paris consultar <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

- **Produção:** aberta à concorrência desde 2007, é concedida mediante licença do Estado. Divide-se entre produção em regime ordinário e produção em regime especial. A produção em regime ordinário está associada aos produtores diretamente ligados à rede nacional de transporte (RNT) que, essencialmente, exploram as chamadas energias “convencionais”: a energia termoelétrica, a partir de gás natural ou de carvão, e a grande hídrica. Quanto à produção em regime especial resulta da exploração da atividade localmente em diferentes níveis de tensão e, em regra, a partir de energias renováveis.
- **Transporte:** a Rede Nacional de Transporte (RNT) é a estrutura a montante do segmento de monopólio natural do SEN. É constituída por linhas de muito alta tensão (MAT). Asseguram as interligações dos grandes produtores nacionais e do MIBEL com a RNT, através da qual se vai interligando com a rede de distribuição, não antes de numa subestação (SE) a tensão ser reduzida para níveis adequados. É explorada em exclusividade e em regime de concessão de serviço público atribuída pelo Estado português à REN (art.º 64º do DL n.º 182/95). Sendo uma atividade de monopólio natural, o transporte de energia está também sujeito a regulação. Estão ao alcance do operador que detém a concessão a recuperação de proveitos essencialmente através de três tarifas (ERSE, 2020): a tarifa de uso global do sistema a aplicar pelo ORT (UGS^T) e a tarifa de uso da rede de transporte, imposta aos produtores a montante e a recuperar da RND a jusante (respetivamente, a URT_P e a URT_{MAT}).
- **Distribuição:** interligado à RNT a jusante está a rede de distribuição, através da qual se vai distribuindo a eletricidade para aglomerados urbanos e populações rurais, reduzindo a tensão da eletricidade para níveis adequados aos fornecimentos necessários em subestações (SE) e postos de transformação (PT). Divide-se em três níveis decrescentes de tensão: alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT) (art.º 3.º do DL n.º 29/2006). As redes de distribuição em AT e em MT constituem a Rede Nacional de Distribuição (RND). A um nível mais agregado, a RNT, a RND e a rede de distribuição em BT integram conjuntamente a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) em Portugal continental (art.º 11.º do DL 29/2006). A RESP corresponde, assim, a todos os segmentos de monopólio natural do SEN. No seguimento da abertura do mercado de comercialização de energia surgiu a operação logística de mudança de comercializador de eletricidade (OLMC) intrínseca à atividade da rede de BT, cuja operacionalização é da competência da ADENE – Agência para a Energia (DL n.º 38/2017). Os proveitos dos ORD são calculados por via dos proveitos permitidos recuperados através de tarifas impostas, “devolvidas” pelos comercializadores de energia (ERSE, 2020). Trata-se da tarifa de uso global do sistema a aplicar pelos ORD (UGS^D), das tarifas de uso da rede de distribuição em AT, MT e BT (respetivamente, URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT}) e, ainda, da tarifa de operação logística da mudança de comercializador (T^{OLMC}).

3. Contextualização: Reorganização iminente em BT

Os atuais contratos de concessão em BT terminam em diferentes momentos do tempo entre 2016 e 2026, com concentração em 2021 e 2022, esperando-se o lançamento sincronizado dos concursos para as novas concessões a atribuir. Estava previsto que esse momento tivesse ocorrido em 2019 (ERSE, 2018). Os contratos de concessão entretanto terminados viram prorrogada a sua duração pelo tempo necessário ao lançamento sincronizado dos novos concursos, mantendo o atual operador de rede a obrigação de prestação do serviço de distribuição (ERSE, 2019).

A Lei n.º 31/2017 define os princípios dos concursos e reconhece, desde logo, que a escala mínima eficiente não passa pela prestação do serviço individualmente por cada município. Promove a agregação territorial com base nas Comunidades Intermunicipais (CIM), no respeito pela eficiência económica do SEN e pela coesão territorial, regendo-se pelos seguintes princípios fundamentais:

1. Neutralidade financeira da operação para os consumidores;
2. Eficiência económica;
3. Uniformidade tarifária;
4. Coesão territorial.

Estes quatro princípios legais são interpretáveis em termos económicos: o diploma legal exige que a operação de mudança de concessões não se reflita na fatura a pagar pelo consumidor nem no orçamento do Estado, para o que será essencial não haver destruição das atuais economias de escala. A perda de economias de escala traduzir-se-ia no inevitável aumento do custo médio por cliente em cada concessão relativamente à estrutura de custos do atual ORD que detém praticamente a totalidade das concessões. Para atingir este requisito é necessário que a agregação geográfica das concessões a atribuir seja aquela que minimiza a transferência de montantes de compensação entre vários ORD no sentido de uniformizar o custo médio por cliente em Portugal continental. A este raciocínio está intrínseca a questão da uniformidade tarifária, visto que um modelo minimizador de compensações estará a potenciar a minimização de diferenciais tarifários entre concessões. Reduzem-se, assim, práticas de subsidiação cruzada. Por fim, o cenário de requisitos enunciado tem de estar sujeito a uma restrição de contiguidade geográfica das concessões de forma a respeitar a coesão territorial.

Coube à ERSE, em colaboração com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e com a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) elaborar um estudo económico para aferição das novas áreas de concessão a propor ao Governo. O estudo foi submetido a consulta pública e, após análise dos contributos recebidos, a ERSE publicou em janeiro de 2019 a proposta final para as novas áreas de concessão.

Uma das questões fulcrais do estudo do regulador tem que ver com o número mínimo de clientes por operador que garante a manutenção das economias de escala. Para atingir esse desiderato, a ERSE serviu-se de extensa revisão de literatura e da realização de um *benchmarking* a vários ORD BT de alguns países europeus, incluindo Portugal, em paridade do poder de compra e divididos consoante a dimensão (ERSE, 2018d). Conclui que 600 mil clientes por concessão será a dimensão mínima eficiente que garante a manutenção de economias de escala.

Ora, nem a maioria das CIM nem tão pouco os municípios alcançam, *per si*, esse valor. Deste modo, e após análise posterior dos contributos resultantes da consulta pública n.º 65, a ERSE propõe um modelo final com três áreas de concessão distintas. Argumenta que este é o modelo que garante não haver perdas de eficiência face à situação atual, cumprindo simultaneamente o disposto na Lei n.º 31/2017. A proposta final das três áreas de concessão está representada na figura 3.1:

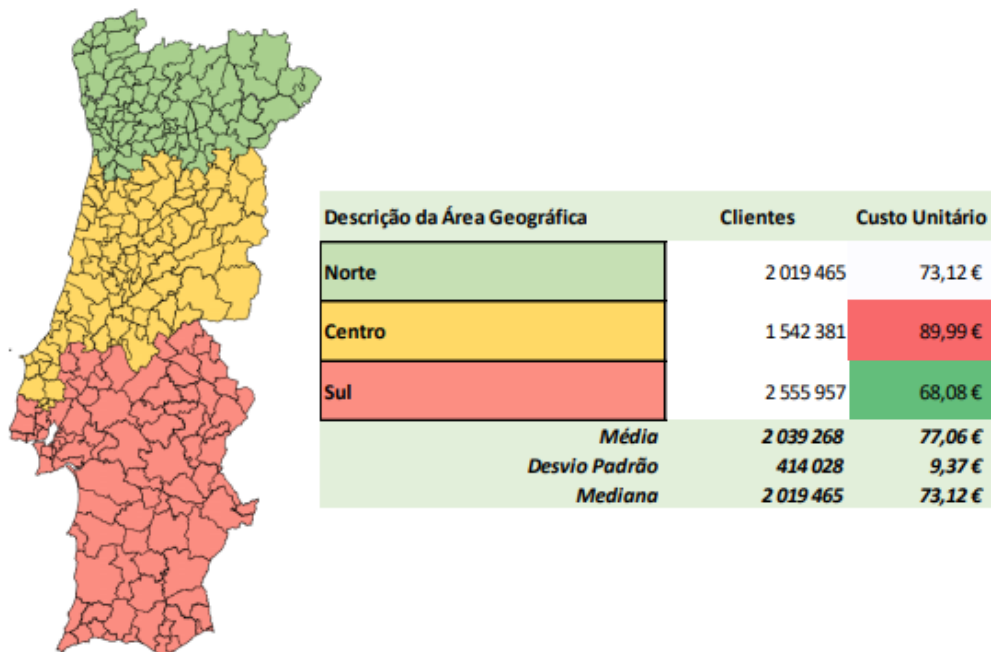


Figura 3.1 - Proposta final do regulador para a delimitação territorial

Fonte: ERSE, 2019b

As três áreas de concessão propostas e representadas na figura 3.3 agregam, respetivamente, as seguintes CIM:

- Área para “Concessão Norte”: Área Metropolitana do Porto, Alto Minho, Cávado, Ave, Alto Tâmega, Tâmega e Sousa, Douro e Terras de Trás-os-Montes;
- Área para “Concessão Centro”: Aveiro, Viseu, Dão e Lafões, Beiras e Serra da Estrela, Coimbra, Leiria, Médio Tejo, Beira Baixa e Oeste;
- Área para “Concessão Sul”: Lezíria do Tejo, Área Metropolitana de Lisboa, Alto Alentejo, Alentejo Central, Alentejo Litoral e Algarve.

Com base nos dados de faturação do atual operador com referência a 2016, a ERSE projetou a faturação estimada em cada uma das três áreas propostas para as concessões, bem como a renda de concessão a suportar por cada uma das mesmas. Além disso, a proposta apresentada implica a compensação entre operadores em consequência dos desvios do custo médio de cada uma das três concessões projetadas. Com efeito, pode constatar-se pela análise da figura 3.3 que a zona centro apresenta um custo unitário por cliente superior à média, ao passo que as demais zonas apresentam um custo unitário por cliente inferior à média. Por conseguinte, terá de haver compensações das zonas Norte e Sul para o operador da zona Centro. Com base na faturação de 2016, a ERSE estima compensações anuais à zona Centro na ordem de 50M€.

O mecanismo de compensação de custos entre os futuros concessionários de ORD BT sugerido no trabalho da ERSE (2019b) é necessário para dar cumprimento ao art.º da Lei n.º 31/2017. Pese embora o cumprimento dos critérios de coesão territorial e de eficiência afigure-se, contudo, que a solução da subsidiação cruzada intrínseca aos mecanismos de compensação (que fazem cumprir os critérios da neutralidade financeira e da uniformidade tarifária) entre ORD está longe de ser eficiente.

Nessa aceção, parece pertinente inferir que o melhor desenho geográfico das concessões a atribuir (no pressuposto de que haverá mais do que uma concessão) é aquele que minimiza as compensações de custos entre operadores. Ora, os custos dos operadores estão na base do cálculo dos chamados proveitos permitidos (ERSE, 2020b) calculados anualmente pelo regulador com respeito pelos critérios definidos nos parâmetros de regulação (ERSE, 2017) estabelecidos para períodos regulatórios de três anos²². Além disso, a regulação económica consubstanciada nos proveitos permitidos calculados pela ERSE rege-se, precisamente, pela coesão territorial a nível de uniformidade e convergência tarifárias em todo o território nacional, assim como pela inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes (ERSE, 2017; ERSE, 2020; ERSE, 2020b). As tarifas devem, por isso, ser adequadas aos custos da utilização dos segmentos regulados do SEN.

A necessidade de compensações entre operadores advém das inevitáveis diferenças das estruturas de custos de cada uma das hipotéticas concessões. Essencialmente, do diferencial do número de clientes que, sendo inferior na zona centro origina um custo unitário mais elevado. Sendo a atividade de distribuição de energia elétrica na UE instituída como OSP, “obriga-se” a prestação do serviço em zonas menos atrativas de fornecer porque menos rentáveis, conjugando essa prestação com zonas mais rentáveis dentro de uma mesma concessão. Deste modo, as zonas lucrativas compensam os “prejuízos” advindos das zonas menos rentáveis dentro de uma mesma concessão. Este exercício ajuda a minimizar as transferências entre concessionários: quanto menor for a disparidade

²² Atualmente ainda está em vigor o período regulatório 2018-2020 uma vez que, devido ao contexto excecional motivado pela pandemia COVID 19, a ERSE decidiu prorrogar esse período de regulação por mais um ano (ERSE, 2020b).

entre as estruturas de custos de cada uma das concessões, menor será o montante a transferir entre as mesmas. Este raciocínio pode ser extrapolado para a homogeneidade tarifária requerida na Lei n.º 31/2017 e a que o relatório do regulador (ERSE, 2019b) não alude tão firmemente como quanto aos restantes critérios, limitando-se a apresentar o montante das compensações de custos necessárias.

As tarifas impostas ao ORD BT são calculadas com o objetivo de lhe possibilitar a recuperação dos proveitos permitidos. O regulador calcula o montante dos proveitos permitidos para cada uma das entidades intervenientes em setores regulados. Os parâmetros de regulação aplicáveis à atividade do ORD BT estabelecem fundamentalmente que (ERSE, 2017):

- i) Aproximação dos custos de exploração de custos eficientes;
- ii) Remuneração do ativo líquido deve refletir o custo de capital da atividade; e
- iii) Incentivos à qualidade de serviço,

Com base nestes princípios, a ERSE avalia o CAPEX e o OPEX necessários ao funcionamento da atividade e, nesse seguimento, define os proveitos permitidos que, nos termos do Regulamento Tarifário (ERSE, 2020) serão recuperados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição em BT. Os proveitos permitidos são calculados numa base anual devidamente enquadrados nos parâmetros definidos para o período regulatório em curso (ERSE, 2017), devendo a sua publicação ocorrer entre 15 de outubro e 15 de novembro do ano antecedente ao de produção de efeitos.

A metodologia atualmente adotada no cálculo tarifário do segmento de BT assenta num *price cap* aplicado ao TOTEX da empresa regulada (ERSE, 2017). De forma a evitar a contenção de investimento necessário à manutenção e modernização da rede decorrente do incentivo à eficiência implícito nesse método regulatório, a ERSE complementou-o com uma componente qualitativa alicerçada em mecanismos de incentivo à redução das perdas na rede, à qualidade de serviço, ao investimento de equipamentos inteligentes na rede ou, ainda, à promoção do desempenho ambiental, sujeitando as firmas reguladas a monitorização constante (ERSE, 2020b). Estamos, pois, perante um modelo de regulação por incentivos.

Conforme analisado no capítulo anterior, os custos implícitos no cálculo dos proveitos permitidos são recuperados sob a forma de tarifas pagas pelo consumidor final ao comercializador e por este entregues a montante da cadeia do SEN. Sendo o montante de tarifas determinado em função dos proveitos permitidos estimados, importa calculá-los para cada uma das zonas de concessão a atribuir e, de seguida, aferir a necessidade de transferência de tarifas entre operadores.

No próximo capítulo, apresentar-se-á a modelação formal do problema apresentado e propor-se-á a metodologia conducente à sua resolução.

4. Metodologia

Os objetivos do presente capítulo são a modelação formal do problema descrito no capítulo anterior, ou seja, delinear concessões de BT que cumpram o critério da uniformidade tarifária sujeito às restrições de contiguidade geográfica entre ORD BT e do número de clientes que cumpra a EOM, bem como a descrição de uma metodologia atinente à sua resolução.

4.1 Modelação formal

O problema descrito pode ser modelizado enquanto problema de programação linear inteira (PLI). Os PLI integram um conjunto mais vasto de modelos de programação linear, que são objeto de estudo da investigação operacional e traduzem o processo que se utilizaria empiricamente em situações em que é necessário seguir um caminho entre diversas alternativas ou decidir acerca da realização, ou não, de determinado projeto (Hill e Santos, 2015).

Previamente à formalização matemática é fundamental perceber-se quais são as respetivas variáveis de decisão, a função objetivo e as restrições do problema em apreço.

Pretendendo-se afetar as CIM às concessões minimizando as transferências de excedentes tarifários entre CIM, a decisão a tomar será, assim, afetar ou não afetar cada CIM a uma das concessões. Estamos, pois, perante variáveis de decisão binárias. Matematicamente:

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se a CIM } i \text{ for afeta à concessão } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6)$$

A função objetivo deste problema pode ser descrita com recurso àquilo que na literatura sobre programação inteira surge com a designação de *districting problem*, mais concretamente o *electrical power districting problem* (EPDP). A partir do caso da rede de distribuição de eletricidade na República do Ghan, Begey *et al.* (2003) abordam os desafios que se colocam à desverticalização de monopólios estatais e segmentação de redes que os compõem, fisicamente indivisíveis, em áreas de exploração economicamente viáveis e rentáveis, promovendo desse modo a abertura da *public utilitie*, até então monopolizada, a uma concorrência de nível local. Visam, assim, a criação de segmentos de rede propiciadores de rendimentos tendencialmente iguais. Nesta aceção, os autores definiram um *districting plan* enquanto a atribuição de unidades – nós da rede de distribuição – a grupos – os distritos – não sobrepostos e contíguos (adjacentes) com rendimento potencial aproximadamente igual, de modo a potenciar um ambiente concorrencial.

No entanto, o que se pretende no presente trabalho é que o *target value* comporte algo mais do que o rendimento homogéneo; queremos que também seja refletida na análise informação sobre a procura. Como tal, utiliza-se a tarifa estimada para cada concessão uma vez que aquela comporta não só os proveitos permitidos estimados como também dados sobre o consumo em cada CIM. Neste caso,

a função objetivo traduz-se numa medida de eficiência tarifária e pode ser representada matematicamente na forma seguinte:

$$\min \sum_{j \in J} \left| \frac{\sum_{i \in D_j} P_i}{\sum_{i \in D_j} C_i} - T_U \right|, \text{ com } i = 1, \dots, n \text{ e } j = 1, \dots, k \quad (6)$$

sendo:

- D $D_j = \{i | x_{ij}\}$ = conjunto das CIM i atribuídas à concessão j
- J conjunto de todas as possíveis concessões que satisfazem os requisitos de contiguidade e clientes
- P_i proveitos permitidos estimados para a concessão i
- C_i consumo associado à concessão i
- T_U tarifa uniforme em Portugal continental, dada por:

$$T_U = \frac{\sum_{i=1}^{23} P_i}{\sum_{i=1}^{23} C_i} \quad (7)$$

Porém, há restrições fortes que entram na resolução deste problema. São elas a restrição de *eficiência*, consubstanciada no número mínimo de 600 mil clientes por concessão, e a restrição de *contiguidade* territorial, que implica que cada CIM que compõe uma concessão apresente uma relação de adjacência com pelo menos uma CIM da mesma concessão.

Depois, existem ainda a restrição de *exclusividade*, que se traduz no facto de cada CIM poder ser afeta a uma e uma só concessão e, ainda, a restrição que indica que as *variáveis são binárias*.

Relativamente à restrição de eficiência a mesma traduz-se no facto de cada área de concessão ter de agregar um número de m clientes, no mínimo, de seiscentos mil e matematiza-se da forma seguinte:

$$\sum_{j \in J} m_i x_{ij} \geq 600\,000, i = 1, \dots, n \text{ e } j = 1, \dots, k \quad (8)$$

Relativamente à restrição de exclusividade importa referir que cada CIM só pode ser afeta a uma e uma só concessão j . Matematizando,

$$\sum_{j \in J} x_{ij} = 1, \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

Importa, ainda, garantir que é selecionado um número pré-determinado/conhecido de K concessões a atribuir:

$$\sum_{j \in J} x_j = K, \quad K \in \mathbb{Z}^+ \quad (10)$$

E, também, firmar que as variáveis x_{ij} e x_j são variáveis binárias:

$$x_{ij} \in \{0; 1\} \quad (11)$$

$$x_j \in \{0; 1\} \quad (12)$$

Finalmente, a restrição de contiguidade. Mehrotra *et al.* (1998) propõem um *districting plan* com base num grafo de vértices e arestas no qual podem ser feitas partições de nós tais que, em cada conjunto obtido, induza num sub-grafo conectado por fronteiras que assegura a contiguidade geográfica das CIM e garante que o somatório da população correspondente a cada um dos nós que compõem o subgrafo satisfaz o requisito do número mínimo de consumidores por concessão:

- Seja $G(V,E)$ um grafo com V sendo o conjunto de nós, ou vértices – as vinte e três CIM – e E sendo o conjunto de arestas do grafo que representam os pares de CIM que apresentam uma relação direta de adjacência, tal como representado esquematicamente no anexo D;
- uma concessão é um conjunto de nós conectados que induzem num subgrafo $G'(V',E')$ e que também satisfaz a restrição do número mínimo de clientes;
- então, a distância entre dois determinados vértices i e i' é dada pelo número de fronteiras existentes nesse mesmo caminho. Note-se que é irrelevante conhecer-se a distância efetiva entre as CIM sendo, antes, essa distância medida pelo número de fronteiras (arestas) que é necessário atravessar para ir da CIM i para a CIM i' .

Uma concessão satisfaz, assim, o requisito de contiguidade se for possível “viajar” entre quaisquer dois pontos que lhe pertençam sem haver necessidade de passar através de qualquer outro distrito. Em termos gráficos, G' tem de ser conectado, isto é, existe um caminho a partir de cada nó em determinada concessão para todos os outros nós na mesma concessão.

Este entendimento é consonante com Shirabe (2005) que, num contexto de alocação de unidades espaciais, define contiguidade com recurso a um grafo de vértices e arestas, assegurando-se contiguidade se existe pelo menos um “caminho” entre cada par de CIMs incluídas no conjunto, ou seja, “começando num vértice V arbitrariamente escolhido no grafo G , é possível alcançar o vértice V' em G seguindo uma sequência de arestas E adjacentes.

A descoberta dos “caminhos” possíveis entre CIMs num conjunto contíguo pode comparar-se ao movimento de múltiplas origens para um só destino – um nó de referência – numa rede conectada. Uma concessão é, assim, definida como uma sub-rede (isto é, uma porção da rede inteira), na qual apenas um nó serve como nó de referência e cada um dos outros nós representa uma unidade de oferta. Para que a agregação seja contígua a oferta enviada de cada origem tem, em última instância, de chegar ao nó de referência sem passar por fora da sub-rede. Aqui, não importa como cada unidade de oferta viaja na rede mas, antes, de que modo ela pode alcançar o nó de referência, no mínimo, por um caminho. Sendo a contiguidade uma das restrições mais difíceis de modelizar, Shirabe (2005) propõe uma formulação exata para o raciocínio descrito, servindo numa generalidade de problemas de programação linear inteira mista (PLIM) no contexto de alocação geográfica de territórios. O autor sugere a seguinte modelação formal para as restrições que garantem contiguidade independentemente de quaisquer outras restrições que sejam impostas no modelo:

$$\sum_{\{i'| (i,i') \in E\}} y_{ii'} - \sum_{\{i'| (i',i) \in E\}} y_{i'i} \geq x_{ij} - M_j w_{ij}, \forall i \in V \wedge j = 1, \dots, k \quad (13)$$

$$\sum_{i \in V} w_{ij} = 1 \quad (j = 1, \dots, k) \quad (14)$$

$$\sum_{\{i'| (i,i') \in E\}} y_{ii'} \leq (M_j - 1)x_{ij}, \forall i \in V \quad (15)$$

$$x_{ij} \in \{0; 1\}, \forall i \in V \quad (16)$$

$$w_{ij} \in \{0; 1\}, \forall i \in V \quad (17)$$

$$y_{ii'} \geq 0, \forall (i, i') \in E \quad (18)$$

$$M_j \in \mathbb{Z}^+ \quad (19)$$

Sendo:

V conjunto das 23 CIM (vértices do grafo)

E conjunto dos pares adjacentes de CIM (arestas do grafo)

M_j número máximo de CIM que podem ser incluídas numa concessão j

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se a CIM } i \text{ for afeta à concessão } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$w_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se a CIM } i \text{ for escolhida como referência concessão } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$y_{i,i'}$ = montante de fluxo da CIM i para a CIM i'

4.2 Passos metodológicos

Para resolução do problema formalizado, propõe-se seguirem-se os três passos seguintes:

1.º passo: Estimar os proveitos permitidos e as tarifas de acesso associados a cada CIM, a partir de dados do principal ORD BT em Portugal continental – ver detalhe no anexo C;

2.º passo: estimar a tarifa de acesso para cada CIM e compará-la com a tarifa uniforme T_u estimada, com recurso aos mesmos dados, para Portugal continental, procurando-se a agregação de CIM de tal modo que a tarifa estimada para cada uma das áreas de concessão obtidas tenda para T_u .

Este passo será efetuado com recurso a métodos heurísticos, isto é, métodos aproximados e adaptáveis à especificidade do contexto de problemas cuja resolução se afigura complexa (Reis, 1996). Não garantem que a solução encontrada seja o ótimo global mas garantem que a solução tende para o valor do ótimo global do problema.

O método heurístico proposto para resolver o problema em estudo baseia-se no denominado *simulated annealing*, também usado no trabalho de Bergey et al. (2003) para resolução de um *districting problem*. Trata-se de um método de melhoria iterativa que, fazendo analogia com o processo termodinâmico da mudança do estado da energia dos materiais, procura local e

repetidamente na vizinhança de cada solução obtida uma outra melhor a cada nova iteração, dentro do espaço de soluções possíveis (Reis, 1996).

Mehrotra et al. (1998) propõem, no exercício de *districting* para definição de zonas geográficas de recenseamento, a agregação de enclaves com a única zona adjacente, caso não cumpra o requisito mínimo de população *per si*, formando-se assim uma única zona.

Face às técnicas heurísticas descritas, propõe-se as regras seguintes para o 2º passo:

1. Agregar CIM com característica de enclave à CIM adjacente. A agregação resultante será adjacente a qualquer CIM adjacente ao nó original;
2. Havendo CIM com população muito pequena, agregá-la à CIM adjacente de menor vizinhança, formando uma nova CIM que será adjacente a qualquer CIM a que já eram as CIM iniciais;
3. Escolher uma CIM de referência $u \in V$, em cada agregação a gerar, como sendo aquela que apresenta menor tarifa estimada (ou seja, a CIM que apresente o maior excedente tarifário);
4. A partir de CIM adjacentes à CIM escolhida como referência para cada concessão ir agregando CIM sucessivamente adjacentes à(s) anterior(es), procurando conjugar CIM “excedentárias” com CIM “deficitárias”, com o objetivo de obter zonas equilibradas a nível tarifário, isto é, em que a tarifa resultante tende para T_u ; para verificação da tarifa resultante, há que recalculá-la a cada iteração efetuada e seguir as seguintes regras:

i. $Se m_j \geq 600000 \wedge (0,85T_u \leq T_j \leq 1,15T_u) \Rightarrow STOP$

ii. $Se m_j \geq 600000 \wedge (T_j < 0,85T_u) \Rightarrow continuar$

iii. $Se m_j \geq 600000 \wedge (T_j > 1,15T_u) \Rightarrow retirar \acute{u}ltima CIM$

3.º passo: caracterizar os resultados obtidos quanto ao grau de cumprimento dos requisitos previstos na Lei n.º 31/2017, e compará-los entre si. Serão caracterizadas as agregações obtidas e comparadas com base nas estimativas obtidas da tarifa estimada e do custo médio relativamente à proposta final da ERSE, validando-se o grau de cumprimento dos requisitos legais.

5. Resultados e discussão

No âmbito da Consulta Pública n.º 65 da ERSE, subordinada ao tema das concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão, o regulador disponibilizou um ficheiro com os dados caracterizadores das redes em cada um dos concelhos de Portugal continental. Os dados, cedidos pela então designada EDP Distribuição (atual E-Redes), têm referência a 31/12/2016 e caracterizam exclusivamente as redes em BT acerca dos dados económicos e contabilísticos associados a esse segmento.

Tentou-se obter dados mais atualizados para a realização deste trabalho, no entanto, face ao insucesso desse pedido, optou-se pela utilização dos dados de 2016. Não obstante não serem mais atuais são os dados possíveis, e têm a vantagem de ser consistentes com a base de análise do regulador nos seus estudos e proposta final (ERSE, 2018c; ERSE, 2018d; ERSE, 2019; ERSE, 2019b).

Seguindo o método proposto no capítulo antecedente, em primeiro lugar, coligiram-se os dados referentes ao ORD BT devidamente organizados pelas 23 CIM (ver anexo C). A tabela 5.1 apresenta o somatório dos valores para Portugal continental bem como a média e o desvio-padrão para cada uma das rubricas selecionadas:

Tabela 5.1 - Dados rede BT em Portugal continental (2016)

	Extensão da rede (km)	Potência instalada (MVA)	Número de clientes	Consumo de energia (MWh)	Imobilizado líquido (10 ³ €)	Rendas concessão (10 ³ €)
TOTAL	142 846	20 370	6 117 803	21 457 738	1 036 796	252 650
Média	4 935	512	179 238	514 131	33 599	8 382
Desvio Padrão	4 240	1 218	351 660	1 280 894	40 650	10 248

Fonte: ERSE

Os dados da tabela 5.1 permitem desde logo constatar a acentuada disparidade no número de clientes entre concessões e, por conseguinte, de consumos, o que se confirma pelo considerável desvio padrão face à média de clientes por concessão.

Em segundo lugar, estimaram-se proveitos permitidos para cada uma das CIM. Usou-se a fórmula da equação (21) que consta do anexo B, mas não se incluíram os ajustamentos referentes ao ano $n-2$, por simplicidade de análise e atendendo à reduzida representatividade dos mesmos. Os custos com a promoção do desempenho ambiental e o incentivo ao investimento em redes inteligentes também não foram incluídos porque apresentam valores nulos nos cálculos da ERSE para a BT em 2021. Para melhor enquadramento, apresenta-se no quadro do Anexo B o cálculo dos proveitos permitidos efetuados pelo regulador no ano de 2021. Usando esta forma de cálculo extrapolada para cada uma das 23 CIM, com base nos custos unitários de referência calculados pelo regulador (que constam da tabela B.1, no anexo B), apresenta-se de seguida a fórmula de cálculo considerada no cálculo dos proveitos permitidos (PP) em cada CIM:

$$\hat{P}_i = \hat{IF}_i + \hat{IR}_i + \hat{IP}_i + \hat{IC}_i + R_i \quad (20)$$

Sendo:

- \hat{P}_i : proveitos permitidos estimados para a CIM *i*
- \hat{IF}_i : valor estimado do indutor de financiamento para a CIM *i*
- \hat{IR}_i : valor do indutor de rede estimado para a CIM *i*
- \hat{IP}_i : valor do indutor de potência estimado para a CIM *i*
- \hat{IC}_i : valor do indutor de clientes estimado para a CIM *i*
- \hat{R}_i : valor da renda de concessão para a CIM *i*

As estimativas para os valores dos indutores foram calculadas com base no produto entre a componente variável unitária aplicável a cada um dos indutores, cujos valores calculados para 2021 se apresentam no Anexo B, e os valores estimados de cada uma das quatro componentes em cada CIM, a saber:

- Indutor de financiamento = taxa de remuneração do ativo * imobilizado líquido²³ estimado por concessão
 - Indutor de rede = custo por km * extensão da rede estimada por concessão
 - Indutor de potência = custo por MVA * potência instalada estimada por concessão
 - Indutor de clientes = custo por cliente * n.º clientes estimado por concessão

A partir dos proveitos permitidos estimados para cada uma das CIM, torna-se mais simples estimar também o custo unitário e o preço médio por cliente (ou seja, a tarifa de acesso): basta dividir os proveitos permitidos estimados, respetivamente, pelo número de clientes por CIM e pelo consumo por CIM.

Com base nos cálculos descritos, apresentam-se na tabela 5.2 os resultados dos proveitos permitidos estimados, o custo unitário estimado e o preço médio estimado, respetivamente, em cada CIM. Finalmente, na última coluna apresenta-se o montante de compensações estimadas entre CIM para que se possa cobrar a tarifa média de acesso em iguais condições a cada consumidor do continente português. Obteve-se a estimativa de 0,028 euros para esse valor.

A partir da análise da tabela 6.2 pode verificar-se grande disparidade de tarifas estimadas entre CIM, advinda das características tão díspares entre as mesmas a nível dos componentes dos indutores de custos. A demonstrar esta heterogeneidade geográfica está o consumo médio por CIM em 2016, conforme consta da tabela 5.2: repare-se que a uma média de 514 mil MWh corresponde um desvio padrão de 1,28 milhões de MWh!

²³ Imobilizado líquido é a designação atribuída pelo regulador ao ativo fixo líquido das empresas, tangível e intangível, assim classificado contabilisticamente.

Existem apenas cinco zonas excedentárias, com largo destaque para as áreas metropolitanas de Lisboa e Porto, duas zonas que apesar de deficitárias podem considerar-se de “fronteira”, que são a CIM da Região de Aveiro e a CIM do Tâmega e Sousa, sendo as restantes dezasseis CIM largamente deficitárias. Este exercício, por si só, permite que se inviabilize de antemão o cenário extremo de se atribuírem vinte e três diferentes concessões. Verifica-se acentuada disparidade de tarifas de acesso relativamente aos dois casos extremos: 4,4 cêntimos na CIM da Beira Baixa, sendo assim a mais dispendiosa de alimentar, contra 2,2 cêntimos naquela em que o abastecimento é menos dispendioso, a AMP. Com essa hipótese, estariam criadas ineficiências irrefutáveis oriundas de um complexo mecanismo de transferência de excedentes tarifários face à média, que teriam de ser distribuídos por entre as CIM deficitárias face à tarifa média de 2,8 cêntimos cobrada de igual forma a todos os consumidores, de modo a dar cumprimento ao requisito legal da uniformidade tarifária (Lei 31/2017).

Tabela 5.2 - Compensações estimadas face ao diferencial tarifário entre CIM

CIM	Consumo de energia (em MWh)	Proveitos		Preço médio estimado (em Euros)	Compensações estimadas (em 10 ³ Eur)
		Permitidos Estimados (em 10 ³ Eur)	Custo unitário estimado (em Euros)		
CIM da Lezíria do Tejo	544 537	19059	133,80	0,035	3585
CIM do Alto Alentejo	284 819	11460	143,95	0,040	3366
CIM do Alentejo Central	410 584	15247	152,64	0,037	3580
CIM do Alentejo Litoral	244 099	9492	140,35	0,039	2556
CIM do Baixo Alentejo	287 686	11991	141,23	0,042	3816
CIM do Algarve	1 609 790	42954	102,01	0,027	-2789
AML - Área Metropolitana de Lisboa	5 698 067	135145	81,39	0,024	-26770
CIM da Beira Baixa	208 063	9164	121,54	0,044	3251
CIM da Região de Coimbra	948 319	30329	99,57	0,032	3382
CIM da Região de Leiria	629 166	20576	110,70	0,033	2697
CIM das Beiras e Serra da Estrela	495 105	20623	112,90	0,042	6554
CIM de Viseu, Dão e Lafões	514 131	19961	111,36	0,039	5351
CIM do Médio Tejo	508 202	18950	115,76	0,037	4509
CIM do Oeste	802 777	25971	109,82	0,032	3160
CIM da Região de Aveiro	742 600	21631	100,89	0,029	529
AMP - Área Metropolitana do Porto	3 836 851	84810	92,17	0,022	-24217
CIM do Alto Tâmega	181 410	7679	104,64	0,042	2524
CIM Alto Minho	500 254	16981	103,13	0,034	2766
CIM das Terras de Trás-os-Montes	274 195	11499	121,53	0,042	3708
CIM do Ave	766 662	19239	97,06	0,025	-2546
CIM do Cávado	811 647	19246	90,14	0,024	-3817
CIM do Douro	397 263	15745	107,83	0,040	4457
CIM do Tâmega e Sousa	761 511	21988	105,26	0,029	349
TOTAL	21 457 738	609739	2599,68	0,028	0
Média	514 131	19239	109,82		
Desvio Padrão	1 280 894	28 446	18,57		

Fonte: elaboração própria com base nos dados da tabela do Anexo

Não se esgota na uniformidade tarifária, porém, o cumprimento dos requisitos legais: nem a eficiência económica, obtida com um número mínimo de seiscentos mil clientes por concessão, nem tão-pouco a coesão territorial estariam a ser cumpridas. De acordo com os princípios enunciados nos dois capítulos antecedentes, o desenho geográfico ótimo das concessões a atribuir será aquele que minimiza a transferência de excedentes tarifários entre operadores, sujeito às restrições de contiguidade geográfica entre os mesmos e que garanta o número mínimo de seiscentos mil clientes por concessão. Com a ajuda da tabela 5.2, é de notar que a minimização da repartição de excedentes tarifários tem implicações no lado da oferta, uma vez que no cálculo dos proveitos permitidos que subjazem à definição de tarifas são incorporados componentes de custos, como também tem implicações no lado da procura, ao incorporar os consumos no cálculo da tarifa. Em termos muito simples, o cálculo duma tarifa consiste num quociente entre os proveitos permitidos no numerador e o consumo no denominador.

Acresce que esta minimização de repartição entre áreas de concessão está restrita à verificação de contiguidade territorial, ou seja, a condição legal de coesão territorial, e a um número mínimo de clientes por concessão, ou seja, a condição de eficiência. Para atingir esse desiderato construiu-se o digrama da figura 6.1, que permite fazer de imediato bastantes exclusões a partir das premissas de contiguidade e eficiência. Conjugando este diagrama com a informação da tabela 6.2 induz-se desde logo que o desenho ideal das concessões parte da agregação conjunta entre zonas excedentárias com zonas deficitárias em termos tarifários, indo ao encontro da heurística proposta no capítulo 5.

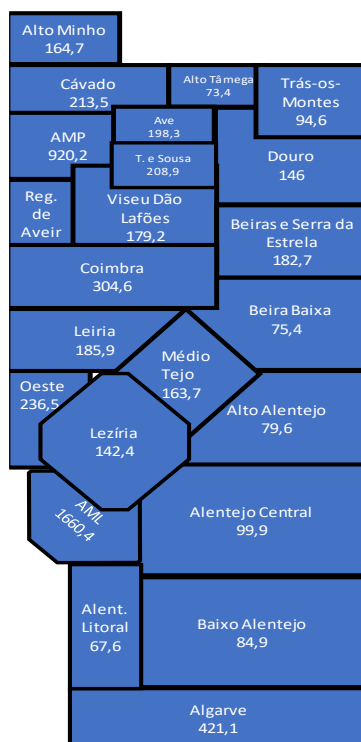


Figura 5.1 - CIM em Portugal continental e n.º de clientes
 Fonte: elaboração própria a partir de dados da ERSE (2018)

Para resolução do complexo exercício de obtenção do desenho de agregações conducente a maior uniformização tarifária e de custos com sujeição às restrições referidas, optou-se pela construção de uma *matriz de zeros e uns* no *Microsoft Excel* – representada no anexo E - que permita aplicar o processo iterativo implícito no método heurístico descrito no capítulo antecedente. Através da função *SUMPRODUCT* do Excel, é possível extrair da tabela de dados apenas as linhas que importam para cada coluna. O processo consistiu, assim, em ir preenchendo as colunas das simulações nas linhas das CIM que se pretendiam agregar, com respeito pelo número mínimo de clientes estipulado por concessão e pela contiguidade geográfica.

Discutem-se, de seguida, seis casos apresentados no anexo F. Para começar, realizou-se um exercício com base na proposta final da ERSE – vide simulação 1 - a qual prevê compensações de custos entre três operadores na ordem de 50M€ (ERSE, 2019b). Com a metodologia utilizada no presente trabalho que, como referido, incorpora também dados acerca dos consumos e, por isso, da procura, verifica-se, porém, que o montante de compensações tarifárias implícito no modelo do regulador ascende a 29 milhões de euros.

Achou-se pertinente fazer uma incursão num modelo de apenas duas concessões. Para tal, optou-se por utilizar uma anterior proposta do regulador no estudo preliminar que efetuou aquando do lançamento da consulta pública n.º 65 (ERSE, 2018d). Não só este modelo é que apresenta o custo médio por cliente inferior (e com o menor desvio-padrão) como também o que implica um montante de compensações tarifárias mais reduzido. Tem as desvantagens, contudo, de não conduzir a uma tão efetiva concorrência pelo mercado e de se acentuar a distância entre concessionários e concedentes, mas, em todos os restantes critérios mostrar-se-ia mais adequado que o modelo de 3 concessões.

As restantes simulações (4 a 6) partem de ideias autónomas. A terceira simulação propõe uma agregação em cinco concessões que apresentaria vantagens num cenário de concorrência pelo mercado e na aplicação de mecanismos regulatórios assentes na *yardstick competition*, além de melhorar em muito o critério de proximidade entre concedente e concessionário. No entanto, apresenta-se como das mais ineficientes em termos de custos. Ainda assim, em relação à proposta final da ERSE exige quase metade do valor de compensações tarifárias.

As quarta e quinta simulações reduzem progressivamente uma concessão relativamente à terceira proposta analisada. Apresentam-se globalmente melhores do que as anteriores, apesar de especificamente no que concerne à concorrência pelo mercado se revelarem menos boas porque ambas acarretam a supressão de áreas de concessão promotoras de concorrência e possibilitadoras de comparações entre operadores. Ainda assim, é de salientar a melhoria progressiva da eficiência económica e a concomitante tendência para a neutralidade tarifária. Neste sentido, pode mesmo afirmar-se que a proposta da simulação 5 – modelo de três concessões – é, sem margem para dúvidas melhor do que a proposta final da ERSE. Senão, vejamos:

- Apresenta igualmente três áreas de concessão, embora ligeiramente diferentes – repare-se que apenas se transferiram as CIM Oeste e Médio Tejo da concessão Centro para a concessão Sul bem como a AMP e Douro da concessão Norte para a concessão Centro;
- Custo médio por cliente idêntico: 99,2€ vs 98,8€ na proposta da ERSE;
- Maior homogeneidade de custos, quantificada num desvio padrão do custo médio por CIM inferior;
- Compensações tarifárias de cerca de 5M€ vs 29M€ implícitos na proposta da ERSE.

Apesar deste bom resultado, julga-se que o presente exercício se otimizaria caso se homogeneizassem as características entre concessões, designadamente, dividindo-se a CIM com maior número de clientes e de consumo, a AML, em duas áreas distintas: respetivamente, a Norte e a Sul do Rio Tejo. A adição de uma nova área às 23 anteriores em resultado da divisão efetuada está patente na sexta simulação que consta do anexo E. Sem surpresa, esta última proposta revela-se, de entre todos os casos propostos, aquela que apresenta melhores resultados de homogeneidade de custos e de tarifas de acesso.

Quando comparado com todas as simulações apresentadas, com enfoque na proposta final do regulador (ERSE, 2019b) analisado na simulação 1, o modelo da simulação 6 mostra-se globalmente mais apropriado. Senão, vejamos:

1. agrupa concessões de baixa tensão em apenas três áreas geográficas e garante igualmente a manutenção de economias de escala por larga margem;
2. contribui igualmente para estimular a concorrência para o mercado convidando os interessados na exploração das redes de baixa tensão a competir pelas três concessões e, ainda, possibilita uma comparação de eficiência *a posteriori*;
3. melhora a proximidade entre concedente e concessionário, na medida em que permite a descentralização para uma cidade mais a Sul do país relativamente à zona Sul proposta pela ERSE que inclui a AML (partindo do pressuposto de que com esta proposta o concessionário da zona Sul se sediará em Lisboa);
4. contribui para a homogeneidade do custo médio entre concessões;
5. é indubitavelmente melhor a nível de uniformização tarifária: a proposta da ERSE acarreta compensações tarifárias na ordem de 29M€ anuais, reduzindo-se para apenas 1,7M€ anuais com a proposta da simulação 6.

A descrição das simulações efetuadas e a fundamentação realizada para mostrar que a simulação 6 é melhor do que todas as outras encontra-se sintetizada na tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Análise comparativa das simulações das concessões

Simulação/ Critério	Eficiência económica	Homogeneidade de custos	Uniformidade tarifária	Proximidade Concedente e cessionário	Concorrência para o mercado	Score
Simulação 1	1	3	6	4	3	17
Simulação 2	1	1	1	5	4	12
Simulação 3	2	4	5	1	1	13
Simulação 4	2	4	4	2	2	14
Simulação 5	1	2	3	4	3	13
Simulação 6	1	1	2	3	3	10

Fonte: elaboração própria

Foram atribuídas pontuações numa escala crescente de ineficiência em cada um dos cinco critérios analisados, *concluindo-se que a simulação seis obtém a melhor pontuação*, considerando-se a melhor solução para atribuição de concessões de baixa tensão e como sendo aquela que potencia ganhos decorrentes da alteração desta estrutura de mercado, com repercussões evidentes no bem-estar social e na eficiência de mercado, mostrando-se convergente para a neutralidade em termos de impacto económico e financeiro face ao modelo atual ainda em vigor. De acordo com esta proposta as concessões apresentam-se na figura 5.2 e agregam-se da seguinte forma:

Concessão A: Algarve, Baixo Alentejo, Alentejo Litoral e AML – Sul

Concessão B: AML – Norte, Lezíria do Tejo, Oeste, Médio Tejo, Beira Baixa, Alto Alentejo e Alentejo Central

Concessão C: Leiria, Coimbra, Beiras e Serra da Estrela, Viseu Dão Lafões, Região de Aveiro, AMP, Tâmega e Sousa, Ave, Douro, Terras de Trás-os-Montes, Alto Tâmega, Cávado e Alto Minho

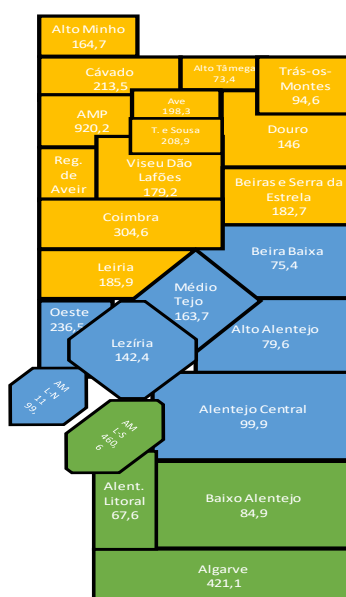


Figura 5.2 - Diagrama da proposta de agregação geográfica alternativa

Fonte: elaboração própria

Apresentam-se de seguida os valores estimados do modelo de concessões final proposto através da tabela 5.4, que constam também da simulação 6 no anexo F:

Tabela 5.4 - Valores estimados da concessão final proposta

	Concessão A	Concessão B	Concessão C
Preços acesso (em Euros)	0,028	0,028	0,029
Consumos	3 555 844,00	7 042 780,00	10859114
Compensações estimadas (em 10³ Eur)	-881	-855	1 736
N.º clientes	1 034 200	1 997 349	3 086 254
Custo médio por cliente (em Euros)	97	100	101
Custo médio por concessão	99,1	Desvio padrão custo por cliente	1,9

Fonte: elaboração própria

De salientar as duas notas seguintes:

1. o DL 31/2017 não seria violado com a proposta final desta tese, na medida em que o n.º 1 do art.º 5.º do mesmo dispõe que deverá ser “...preferencialmente utilizada a delimitação territorial das entidades intermunicipais, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente” e o n.º 3 do mesmo artigo dispõe que “a definição de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público.”
2. Caso não seja possível, de todo, a divisão da AML, não obstante a hipótese de duas concessões revelar a segunda melhor pontuação, face à importância que se considera haver no estímulo à concorrência para o mercado e ao posicionamento desta proposta em último lugar quanto a esse critério, apontar-se-ia enquanto melhor solução a proposta da simulação cinco.

O estudo antecedente permitiu descortinar a *agregação geográfica em Portugal continental que permite atribuir concessões de exploração da rede de distribuição de energia elétrica em BT de forma mais eficiente*, ou seja, a primeira questão de investigação.

Percorrida a extensa revisão bibliográfica dos primeiros capítulos e encontrada a configuração geográfica atinente à resposta da primeira questão de investigação, afigura-se haver condições para discorrer acerca das restantes questões de investigação.

Relativamente à questão das *consequências da introdução de concorrência para o mercado em resultado da atribuição de concessões a diferentes operadores*, apontam-se as seguintes considerações:

1. Redução de assimetrias de informação acerca das estruturas de custos das empresas e da qualidade da gestão das respetivas administrações possibilitada pela comparação de elementos contabilísticos das várias entidades que passam a operar no segmento de BT. Contudo, esta informação terá de ser interpretada à luz de diferentes contextos regionais.
2. Consequências da redução de economias de escala: o presente trabalho considera como um dado adquirido o número mínimo de seiscentos mil consumidores, sugerido pela ERSE, como garante de manutenção de economias de escala; não obstante, a redução da dimensão das estruturas das empresas que irão passar a explorar a *utility* acarreta riscos quanto ao desincentivo à inovação num setor fulcral para a economia nacional – efeito schumpeteriano da redução da dimensão. Como tal, será importante prevenir este risco com incentivos à inovação por parte da empresa entrante no mercado – inovação pela concorrência.
3. Risco de conluio entre as empresas concessionárias de distribuição de eletricidade em BT, visto que estes mercados apresentam características propícias à cartelização: procura inelástica, fortes barreiras à entrada, necessidade de investimento avultados, entre outras.
4. Necessidade de definição dos critérios pelos quais se nortearão os leilões para seleção dos candidatos: a escolha deverá recair na “melhor oferta” sendo esta considerada pela capacidade financeira e pela perceção de qualidade de serviço evidenciada pelo proponente (Basso e Silva, 2000; Decker, 2015; Tirole, 2018).
5. Redação e elaboração de contratos entre concedentes e concessionários em que fiquem especificadas questões críticas ao estímulo da concorrência por comparação, tais como: padrões de qualidade de serviço, cobertura de riscos da atividade, compensações face à volatilidade do mercado da eletricidade (agravada pelo redimensionamento da atividade), punições por comportamentos oportunistas *ex-post*, critérios de licitação nas renovações de contrato (Decker, 2015:39) e acesso, pelo regulador, a dados que permitam estimar valores de referência que possibilitem exercer regulação por comparação (Laffont e Tirole, 1993: 54).
6. Verificação das condições, anteriormente analisadas, da concorrência para o mercado (Demsetz, 1968): (1) acesso à estrutura da *utility* em condições de igualdade (face aos diferentes contextos regionais; (2) existência de um número considerável de empresas licitantes; e (3) elevado custo de oportunidade de conluio entre as firmas licitantes.

A partir da análise dos requisitos legais, dos estudos do regulador (ERSE, 2018; ERSE, 2018b; ERSE, 2018c; ERSE, 2018d; ERSE 2019; ERSE, 2019b) e de alguns contributos que constam da sua consulta

pública n.º 65²⁴, seguidas de reflexão pessoal sustentada na extensa revisão bibliográfica efetuada, estaremos em condições de elencar os desafios regulatórios iminentes, o que mais não é do que responder à terceira questão de investigação: *que desafios regulatórios se colocam com a implementação do novo modelo de concessões?*

Propõem-se seis desafios que terão em mãos os vários agentes do setor em resultado da mudança do paradigma da distribuição em BT. A todos subjaz a necessidade de atenção e intervenção eficaz do regulador.

1. Manutenção da *uniformidade tarifária*: legalmente instituída, decorre de políticas de tratamento equitativo dos consumidores de eletricidade enquanto bem essencial sujeito a OSP. O novo quadro contratual de concessões de redes em BT aportará diferentes estruturas de custos aos ORD das três concessões propostas, diferenças essas que não poderão repercutir-se na fatura dos consumidores. Os tarifários terão, por isso, de ser homogêneos em todo o continente e o regulador terá de atentar no bom funcionamento do mecanismo de compensação tarifária por subsídio entre áreas. Espera-se que o modelo de concessões proposto neste trabalho represente um contributo no que toca a este desafio.
2. Manutenção da *qualidade do serviço prestado* face ao redimensionamento das áreas de concessão. Não pode ser descurado o cumprimento do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) em vigor. Gorwitsch et al. (2009) mostram que o RQS deve ser integrado na análise económica de um monopólio natural regulado. Como sugerido pela figura 5.3, que representa a duração média das interrupções em BT (um dos critérios de monitorização da qualidade do serviço) a distribuição de energia elétrica em BT apresentou em Portugal, nos últimos anos, melhorias de qualidade sem precedentes, com alcance de níveis de qualidade de serviço superiores, até, à média da UE.

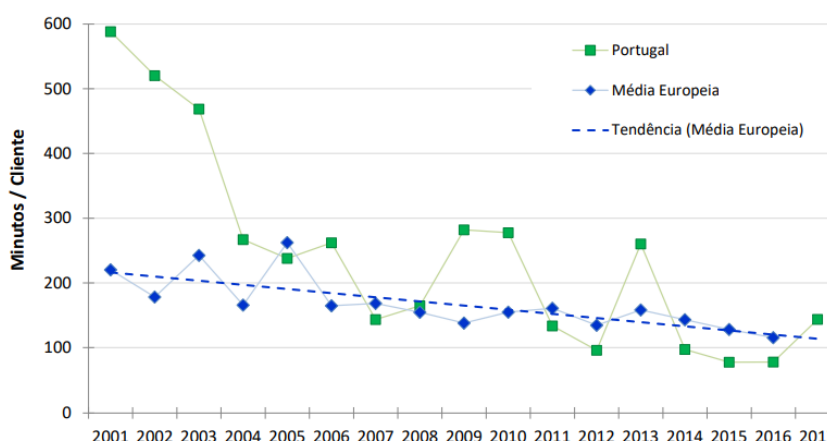


Figura 5.3 - Evolução da duração média por cliente das interrupções em BT (em minutos)

Fonte: ERSE, 2019

²⁴ Os comentários à consulta pública n.º 65 podem ser consultados em <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-65/comentarios/>

3. *Capacidades financeira e técnica* dos ORD BT para acompanhar as revoluções iminentes no setor cujo paradigma de futuro assentará na digitalização e flexibilidade da rede. A substituição cada vez maior de energias primárias por fontes de energia renovável, necessárias na luta pelo desafio climático, têm alterado sobejamente o modelo de gestão da oferta e da procura de eletricidade. A existência de fontes de energia renovável implica variabilidade do lado da oferta, obrigando a que as fontes de energia primária estejam permanentemente “em carga” de forma a assegurar a ininterruptabilidade do fornecimento de energia elétrica. Neste sentido, para uma cabal redução ou, até, para atingir a neutralidade carbónica em 2050 requerida pela UE, exige-se do setor elétrico constante inovação em mecanismos de monitorização da oferta e da procura (ERSE, 2019). A existência de cada vez mais consumidores-produtores enfatiza essa complexidade e, com ela, a necessidade de inovação. Como proferiu João Abel Peças Lopes, numa conferência sobre o tema em setembro de 2018, é preciso “...não perder o comboio da inovação do setor elétrico...”. Será, então, fulcral, as capacidades técnica e financeira dos novos operadores em acompanhar a digitalização e a flexibilidade que serão exigidas aos ORD (Lopes, 2019).
4. Garantir um *relacionamento adequado dos ORD BT com os municípios*. Efetivamente, os novos concessionários terão de pagar as rendas de concessão aos municípios e também com eles gerir a iluminação pública. Para os municípios que optem pela gestão direta da IP, possibilidade prevista na proposta final da ERSE (2019), não deverá prejudicar-se a possibilidade de estabelecimento de parcerias entre os municípios e os ORD BT, aproveitando-se potenciais sinergias.
5. Garantir o adequado *relacionamento entre ORD BT e ORD MT*. Sendo a ligação a montante da BT garantida pelo ORD MT, é presumível que a coexistência de vários ORD BT dificulte o relacionamento entre agentes do setor neste nó de ligação da cadeia de distribuição, situação que carecerá de estreita supervisão do regulador.
6. *Atividade regulatória acrescida* pelo maior peso da atividade de distribuição em BT no plano de trabalhos do regulador, em consequência do potencial aumento do número de concessões. Por exemplo, pelo cálculo dos proveitos permitidos a repercutir nas tarifas de cada ano, individualmente em cada uma das concessões.

Conclusão

A dissertação que agora termina permite retirar conclusões acerca da regulação económica de *public utilities*, particularmente sobre as mudanças que se avizinham na distribuição de eletricidade em baixa tensão. Este trabalho tem subjacente uma “tensão” entre a possibilidade de abertura à concorrência, consubstanciada na sua conquista do mercado por via de leilões, e a probabilidade de perda de eficiência económica decorrente da possibilidade de redução de economias de escala associadas à divisão da exploração de uma infraestrutura essencial à economia.

As instituições democráticas têm o desígnio de permitir o acesso massificado a tais infraestruturas em condições de universalidade e de igualdade de acesso, pelo menos desejavelmente. Estas infraestruturas revestem-se de características de monopólios naturais. Com efeito, a existência de condicionantes tecnológicas que lhes conferem características de imobilidade, indivisibilidade e durabilidade, fazem com que de um ponto de vista económico seja mais eficiente a sua exploração por parte de uma única empresa. São estruturas em que os mercados, por si só, não funcionam. Sendo essenciais às populações revestem-se de obrigações de serviço público e carecem de intervenção estatal, que pode assentar na propriedade pública da *utilitie* ou, alternativamente, na privatização com sujeição a forte regulação. Ambos os modelos parecem expostos ao risco de captura por grupos de interesse: a captura do Estado no caso da propriedade pública e a captura do regulador no caso da concessão a privados. A evidência empírica constatada com a revisão de literatura efetuada tem sugerido maior eficiência no modelo de exploração por privados.

O aparecimento de agências regulatórias independentes assumiu um papel fulcral na integração do mercado interno da UE. A análise do caso particular do setor elétrico português, regido por normativos que resultam da transposição de diretivas europeias, permitiu descortinar o longo caminho que tem sido trilhado. Assentou no isolamento dos segmentos de monopólio natural e na abertura dos restantes à economia de mercado. Para tal, desverticalizou-se o setor e isolaram-se as estruturas de rede, tornadas juridicamente independentes e progressivamente privatizadas. Esse processo passou pela abertura ao mercado livre dos segmentos de produção e comercialização, mantendo em regime regulado as empresas que exploram as redes de transporte e distribuição.

O DL 31/2017 trouxe novos desafios à distribuição de eletricidade em baixa tensão ao abrir caminho à definição de várias concessões para exercer uma atividade que, por definição, não deve ser sujeita livremente ao mercado. No entanto, pode haver concorrência pelo mercado. Trata-se da designada concorrência de Demsetz que, complementada pela *yardstick competition*, ou concorrência por comparação, constitui uma oportunidade de introduzir a concorrência possível e assim estimular a eficiência nesse mercado. Foi também possível concluir que a concorrência reduz as assimetrias de informação na medida em que obriga as empresas reguladas a uma maior transparência da sua

conduta porque monitorizadas e comparadas, mas também o risco de captura do regulador uma vez que quanto maior a dificuldade de associação de agentes de um setor, menor será a probabilidade de conluio e o poder de capturar o poder político ou a agência reguladora.

Em janeiro de 2019, a ERSE publicou a proposta final das áreas das concessões com base nas 23 CIM de Portugal continental, cumprindo a recomendação que consta do normativo legal. Não obstante, mais de dois anos volvidos os concursos ainda não foram iniciados²⁵.

Os resultados obtidos no presente estudo tiveram por base os mesmos dados numéricos que foram usados no do regulador, mas através de metodologia diferente permitiu concluir que a proposta final da ERSE ficou aquém de cumprir o requisito da homogeneidade tarifária legalmente estipulado. Através do estudo efetuado neste trabalho, conclui-se ser possível definir um modelo de concessão baseado em três áreas geograficamente idênticas às apresentadas pela ERSE mas com compensações tarifárias e de custos implícitos colossalmente inferiores (em cerca de 90%). Este modelo sugere a divisão de uma das CIM em condições que parecem perfeitamente plausíveis. Mais importante ainda do que encontrar o modelo minimizador da transferência de fluxos financeiros entre os operadores que irão explorar as novas condições, parece ser a indução de concorrência num mercado não concorrencial e os benefícios que daí possam advir para os consumidores. Assim haja uma regulação atenta e eficiente que contribua para mitigar os malefícios também sugeridos acerca de um modelo desta tipologia.

Arrisca-se a afirmação de que num futuro próximo maiores serão os desafios regulatórios como sejam a monitorização do funcionamento do mecanismo de compensação tarifária, a mitigação do risco de conluio entre empresas a operar em mercados idênticos e o esforço na prática de uma regulação cada vez mais focada em incentivos à inovação e à qualidade do serviço prestado. Especificamente, a qualidade e segurança em resposta à expansão tecnológica que o setor tem conhecido consubstanciada na preponderância cada vez maior de energias renováveis na produção de eletricidade e na iminente digitalização dos equipamentos que compõem as redes, fulcrais para o adequado funcionamento do setor. Deixará a “receita” regulatória de assentar primordialmente na desverticalização, privatização, liberalização e regulação, para passar a assentar na monitorização, comparação, inovação e concorrência nas redes? A ser assim, a continuação da adaptação a tecnologias digitais e às suas potencialidades por parte dos diversos *players* do mercado será fulcral para colmatar eventuais perdas de capacidade de inovação pela redução da dimensão, numa espécie de inversão *schumpeteriana* e primazia à inovação induzida pela concorrência, como defendeu Kenneth Arrow.

²⁵ Uma notícia publicada no Jornal Expresso a 30/11/2020 dá nota da criação, pela Secretaria de Estado da Energia, de um grupo de trabalho para definir as regras dos concursos no prazo de quatro meses. No entanto, em setembro de 2021 as mesmas ainda não são conhecidas.

No fundo, com a concomitante alteração de paradigma num mundo cada vez mais eletrificado a concorrência será bem-vinda, mas em moldes adequados aos monopólios naturais enquanto estes persistirem.

Como proposta de investigação futura, decorridos alguns períodos regulatórios após implementação do novo modelo, seria interessante analisar não só a evolução das tarifas impostas aos operadores de BT de modo a verificar qual foi o impacto nos custos dos operadores (lado da oferta) e nos preços praticados ao consumidor (lado da procura), como também as transformações na qualidade do serviço prestado decorrentes do redimensionamento das áreas de concessão.

Enquanto limitações do trabalho podem apontar-se a não cobertura de questões de natureza técnica operacional das redes e a antiguidade dos dados que a caracterizam, em parte usados na aferição das estimativas conducentes aos resultados obtidos. No entanto, trata-se dos mesmos dados usados pela ERSE no estudo efetuado no âmbito da consulta pública tendo servido, por isso, para um efeito de comparação que se pretendeu eficaz.

Fontes

- Adams, T. 2013, Abril 27. Michael Sandel: This much I know. *The Guardian*. Disponível em: <https://www.theguardian.com/lifeandstyle/2013/apr/27/michael-sandel-this-much-i-know>
- Carta dos Direitos Fundamentais da União Europeia. 2016. Jornal Oficial da União Europeia, C 202: 389-405. Retirado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:12016P/TXT&from=EN>
- Decreto-Lei n.º 29/2006 do Ministério da Economia e da Inovação. 2006. Diário da República: I Série-A, n.º 33. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/29/2006/02/15/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 38/2017 de Economia. 2017. Diário da República: I Série, n.º 65. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/38/2017/03/31/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 78/2011 do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. 2011. Diário da República: I Série, n.º 117. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/78/2011/06/20/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 97/2002 do Ministério da Economia. 2002. Diário da República: I Série-A, n.º 86. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/97/2002/04/12/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 172/2006 do Ministério da Economia e da Inovação. 2006. Diário da República: I Série, n.º 162. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/172/2006/08/23/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 182/95 do Ministério da Indústria e Energia. 1995. Diário da República: I Série-A, n.º 172. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/182/1995/07/27/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 184/95 do Ministério da Indústria e Energia. 1995. Diário da República: I Série-A, n.º 172. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/184/1995/07/27/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 187/95 do Ministério da Indústria e Energia. 1995. Diário da República: I Série-A, n.º 172. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/187/1995/07/27/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 189/88 do Ministério da Indústria e Energia. 1988. Diário da República: I Série, n.º 123. Retirado de <https://dre.pt/application/conteudo/374244>
- Decreto-Lei n.º 198/2000 do Ministério da Economia. 2000. Diário da República: I Série-A, n.º 198. Retirado de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/198/2000/08/24/p/dre/pt/html>
- Decreto-Lei n.º 205-G/75 do Ministério da Indústria e Tecnologia. 1975. Diário do Governo: 2.º Suplemento, I Série, n.º 89. Retirado de <https://dre.pt/application/conteudo/431274>
- Decreto-Lei n.º 344-B/82 do Ministério da Indústria, Energia e Exportação. 1982. Diário da República, 1.º Suplemento, I Série, n.º 202. Retirado de <https://www.dgeg.gov.pt/media/qdmomye3/decreto-lei-n-%C2%BA-344-b-82-de-1982-09-01.pdf>
- Decreto-Lei n.º 502/76 do Ministério da Indústria e Tecnologia. 1976. Diário da República: I Série, n.º 151. Retirado de <https://dre.pt/application/conteudo/431274>
- Diretiva 90/377/CEE do Conselho. 1990. Jornal Oficial das Comunidades Europeias, L 185: 16-24. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/1990/377/oj>
- Diretiva 90/547/CEE do Conselho. 1990. Jornal Oficial das Comunidades Europeias, L 313: 30-33. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/1990/547/oj>
- Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. 1996. Jornal Oficial da União Europeia, L 27: 20-29. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/1996/92/oj>
- Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. 2003. Jornal Oficial da União Europeia, L 176: 37-56. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj>
- Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. 2009. Jornal Oficial da União Europeia, L 211: 55-93. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj>
- Diretiva 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho. 2019. Jornal Oficial da União Europeia, L 158: 125-199. Retirado de <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
- Lei n.º 31/2017 da Assembleia da República. 2017. Diário da República: I Série, n.º 105. Retirado de <https://dre.pt/application/conteudo/107106258>

Resolução 112/82 da Presidência do Conselho de Ministros – Gabinete do Primeiro-Ministro. 1982.
Diário da República: I Série, n.º 160. Retirado de <https://dre.tretas.org/dre/197370/resolucao-112-82-de-14-de-julho#text>
União Europeia. 2016. ***Tratado sobre o funcionamento da União Europeia (versão consolidada)***,
Jornal Oficial da União Europeia, C 207/47 de 07.06.2016.

Referências bibliográficas

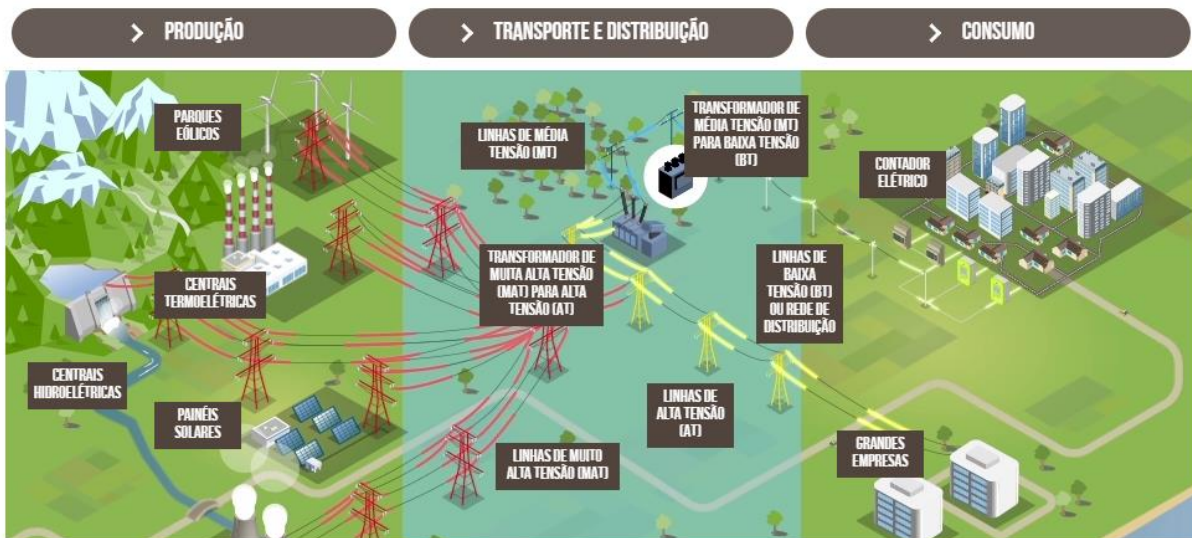
- Aghion, P., Bloom, N., Griffith, R., & Howitt, P. 2005. Competition and innovation: An inverted-u relationship. *The Quarterly Journal of Economics*, 120 (2): 701-728.
- Akerlof, G. A. 1970. The market for "lemons": Quality uncertainty and the market mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*, 84 (3): 488-500.
- Armstrong, M., & Sappington, D. E. M. 2006. Regulation, competition and liberalization. *Journal of Economic Literature*, 44 (2), 325-366. DOI: 10.1257/jel.44.2.325.
- Arrow, K. J. 1962. Economic welfare and the allocation of resources for invention. In C. K. Rowley (eds.) *Readings in Industrial Economics*. London: Palgrave. https://doi.org/10.1007/978-1-349-15486-9_13
- Averch, H., & Johnson, L. L. 1962. Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, 52 (5): 1052-1069.
- Basso, L., & Silva, M. 2000. Reflexões sobre a regulamentação. *Revista de Administração Contemporânea*, 4 (2): 67-85. <https://doi.org/10.1590/S1415-6555200000200005>
- Bauer, J. 2005. Regulation and state ownership: Conflicts and complementarities in EU telecommunications. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 76(2): 151-177. DOI: 10.1111/j.1370-4788.2005.00274.x
- Baumol, W. J. 1977. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*, 67 (5): 809-822.
- Baumol, W. J. 1982. Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. *The American Economic Review*, 72(1): 1-15.
- Beato, P., & Laffont, J-J. 2002. *Competition in public utilities in developing countries*. Cataloging-in-publication, Inter-American Developing Bank, Washington, DC: IFM Publications.
- Becker, G. S. 1983. A theory of competition among pressure groups for political influence. *The Quarterly Journal of Economics*, 98 (3): 371-400.
- Bergey, P. K., Ragsdale, C. T., & Hoskote, M. 2003. A simulated annealing genetic algorithm for the electrical power districting problem. *Annals of Operations Research*, 121: 33-55.
- Biggar, D. 2009. Is protecting sunk investments by consumers a key rationale for natural monopoly regulation? *Review of Network Economics*, 8 (2): 128-152.
- Buchanan, J. M. 1965. An economic theory of clubs. *Economica*, 32(125): 1-14. doi:10.2307/2552442
- Cardadeiro, E. 2005. *Regulação económica da indústria de abastecimento de água e saneamento*. Tese de doutoramento, Universidade de Évora, Évora.
- Castillo, A. 2014. Risk analysis and management in power outage and restoration: A literature survey. *Electric Power Systems Research*, 107: 9-15.
- Cowan, S. 2006. Network regulation. *Oxford Review of Economic Policy*, 22 (2): 248-259.
- Comissão Europeia. 2003. Livro verde sobre serviços de interesse geral, Bruxelas. Acedido em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52003DC0270&from=PT>
- Comissão Europeia. 2011. A quality framework for services of general interest in Europe. Acedido em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52011DC0900>
- Comissão Europeia. 2017. Criação de um pilar europeu dos direitos sociais. Documento de trabalho acedido em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017SC0201&from=EN>
- Decker, C. 2015. *Modern economic regulation: An introduction to theory and practice*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Demsetz, H. 1968. Why regulate utilities? *Journal of Law and Economics*, 11 (1): 55-65.
- Den Hertog, J. 2010. *Review of economic theories of regulation*. Discussion paper nr: 10-18, Utrecht School of Economics, Utrecht. Disponível em https://www.uu.nl/sites/default/files/rebo_use_dp_2010_10-18.pdf.
- EDP Distribuição. 2016. Plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição 2017-2021, acedido em <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-02/PDIRD.pdf>

- ERSE. 2017. Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020, acessado em <https://www.erse.pt/media/rgadi43r/par%C3%A2metros-2018-2020.pdf>
- ERSE. 2018. Caracterização das redes de distribuição de energia elétrica em BT em Portugal continental, acessado em <https://www.erse.pt/ebooks/publicacoes/guias/caracterizacao-das-redes-de-distribuicao-de-energia-eletrica-em-bt-em-portugal-continental-guia/>
- ERSE. 2018b. Guia sobre a distribuição de energia elétrica em baixa tensão, acessado em https://www.enerdura.pt/images/stories/Documentos/ERSE/Guias/ERSE_Guia_Distribui%C3%A7%C3%A3o_Energia_Eletrica_BT.pdf
- ERSE. 2018c. Consulta pública n.º 65: Proposta sobre as principais determinantes de procedimento tipo de atribuição das concessões, acessado em https://www.erse.pt/media/fbelc50h/distribuicaoobt_aspetosrelevantes_proposta-1.pdf
- ERSE. 2018d. Consulta pública n.º 65: Proposta sobre as áreas territoriais dos concursos, acessado em https://www.erse.pt/media/vdknlhig/estudo-da-delimita%C3%A7%C3%A3o-territorial_proposta-ii.pdf
- ERSE. 2019. Concessões de distribuição de eletricidade em BT: Propostas para as peças tipo dos procedimentos de atribuição das concessões ao abrigo da Lei n.º 31/2017, acessado em https://www.erse.pt/media/p0iaogs5/concessoesbt_propostaspe%C3%A7astipo.pdf
- ERSE. 2019b. Delimitação das áreas territoriais dos concursos para a atribuição de concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão ao abrigo da Lei n.º 31/2017, acessado em https://www.erse.pt/media/5hzhagy3/concessoesbt_delimitacaoterritorial.pdf
- ERSE. 2020. Regulamento tarifário do setor elétrico, acessado em https://www.erse.pt/media/bhnpuida/articulado-rt-se_consolidado.pdf
- ERSE. 2020b. Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico, acessado em <https://www.erse.pt/media/4bqke11c/proveitos-e-ajustamentos-2021.pdf>
- Gouveia, R. 2001. *Os serviços de interesse geral em Portugal*. Coimbra: Coimbra Editora.
- Grossman, S. J., & Hart, O. D. 1986. The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration. *Journal of Political Economy*, 94(4): 691-719.
- Growitsch, C., Jamasb, T., & Pollitt, M. 2009. Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. *Applied Economics*, 41: 2555-2570.
- Hauge, J., & Sappington, D. 2010. Pricing in network industries. In R. Baldwin, M. Cave & M. Lodge (Eds.), *The Oxford Handbook of Regulation*: 462-499. Oxford: Oxford University Press.
- Hill, M. M., & Santos, M. M. 1999. *Investigação operacional: Programação linear* (3.ª ed.). Lisboa: Edições Sílabo.
- Jones, D. A. 1991. Electrical engineering: The backbone of society. *IEE Proceedings A – Science, Measurement and Technology*, 138 (1): 1-10.
- Joskow, P. L. 2007. Regulation of natural monopoly. In A. M. Polinsky & S. Shavell (Eds.), *Handbook of law and economics*, vol. 2: 1229-1241. Elsevier B.V.
- Joskow, P. L. 2014. Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks. In N. L. Rose (Ed.), *Economic regulation and its reform: What have we learned?*: 291-344, Chicago, IL: University of Chicago Press.
- Joskow, P. L., & Noll, R. C. 1981. Regulation in theory and practice: An overview. In G. Fromm (Ed.), *Studies in Public Regulation*: 1-78. Cambridge, MA: MIT Press.
- Joskow, P. L., & Schmalensee, R. 1986. Incentive regulation for electric utilities. *Yale Journal on Regulation*, 4 (1): 1-49.
- Katz, M. L., & Shapiro, C. 1985. Network externalities, competition, and compatibility. *The American Economic Review*, 75 (3): 424-440.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. 1985. The dynamics of incentive contracts. *Econometrica*, 56 (5): 1153-1175.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. 1991. The politics of government decision-making: A theory of regulatory capture. *The Quarterly Journal of Economics*, 106 (4): 1089-1127.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. 1993. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Leibenstein, H. 1966. Efficiency vs. “x-efficiency”. *The American Economic Review*, 56 (3): 392-415.

- Levine, P., Rickman, N., & Trillas, F. 2006. **Price regulation and the commitment problem: Can limited capture be beneficial?** Discussion papers in economics, DP 01-06, University of Surrey, UK.
- Liston, C. 1993. Price-cap versus rate-of-return regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 5: 25-48.
- Lopes, J. A. P. 2019. Reflexão técnica sobre as concessões das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão. In J. P. de Amorim & C. J. Batalhão (Eds.), *Os municípios e a distribuição de energia elétrica em baixa tensão*: 99-104. Braga: AEDREL.
- Lyon, T. P. 1996. A model of sliding-scale regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 9: 227-247.
- Mata, J. 2002. *Economia da Empresa* (2.ª ed.). Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Mehrotra, A., Johnson, E. L., & Nemhauser, G. L. 1998. An optimization based heuristic for political districting. *Management Science*, 44 (8): 1100-1114.
- Newbery, D. M. 1999. Privatization, restructuring, and regulation of network utilities. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Neuberg, L. G. 1977. Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. *The Bell Journal of Economics*, 8 (1): 303-323.
- Olson, M. 1965. *The logic of collective action: Public goods and the theory of groups*. Cambridge, MA: Harvard University Press.
- Parlamento Europeu. 2020. **Mercado interno da energia**. Fichas técnicas sobre a União Europeia, Bruxelas. Disponível em <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/45/mercado-interno-da-energia>
- Peltzman, S. 1976. Toward a more general theory of regulation. *Journal of Law and Economics*, 19 (2): 211-240.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. 2013. *Microeconomics* (8th ed.). Upper Saddle River, NJ: Pearson Education.
- Posner, R. A. 1971. Taxation by regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2 (1): 22-50.
- Posner, R. A. 1974. Theories of economic regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 5 (2): 335-358.
- Reis, J. 1996. **Uma introdução ao scheduling**. Relatório interno ISCTE-DCTI-1996, Departamento de Ciências e Tecnologias de Informação, ISCTE, Lisboa.
- Ross, S. A. 1973. The economic theory of agency: The principal's problema. *American Economic Review*, 63 (2): 134-139.
- Santos, F. M. 2019. Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão. In J. P. de Amorim & C. J. Batalhão (Eds.), *Os municípios e a distribuição de energia elétrica em baixa tensão*: 17-32. Braga: AEDREL.
- Sappington, D. E. M. 1994. Designing incentive regulation. *Review of Industrial Organization*, 9: 245-272.
- Sappington, D. E. M. 2005. Regulating service quality: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 27 (2): 123-154.
- Schmalensee, R. 1989. Good regulatory regimes. *The RAND Journal of Economics*, 20 (3): 417-436.
- Shirabe, T. 2005. A model of contiguity for spatial unit allocation. *Geographical Analysis*, 37: 2-16.
- Shleifer, A. 1985. A theory of yardstick competition. *The RAND Journal of Economics*, 16 (3): 319-327.
- Simon, H. A. 1955. A behavioral model of rational choice. *The Quarterly Journal of Economics*, 69 (1): 99-118.
- Smith, A. 1776. **Riqueza das Nações** (7.ª ed.). Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian. 2014.
- Spence, M. 1973. Job market signaling. *The Quarterly Journal of Economics*, 87 (3): 355-374.
- Spiller, P. T., & Tommasi, M. 2005. The institutions of regulation. In C. Menard & M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*: 515-543. Dordrecht: Springer. DOI: [10.1007/0-387-25092-1_21](https://doi.org/10.1007/0-387-25092-1_21).
- Stigler, G. J. 1971. The theory of economic regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2 (1): 3-21.

- Stiglitz, J. E. 1975. The theory of “screening”, education and the distribution of income. *The American Economic Review*, 65 (3): 283-300.
- Stiglitz, J. E., & Dasgupta, P. 1980. Industrial structure and the nature of innovative activity. *The Economic Journal*, 90: 266-293. <https://doi.org/10.7916/D8BZ6H08>.
- Tirole, J. 2018. *Economia do Bem Comum* (R. C. Guerra & P. C. Guerra, Trad.). (1.ª Edição)., Guerra & Paz Editores. (Obra originalmente publicada em 2016).
- Veljanovski, C. 2007. *The economic of cartels*. Working paper, Case Associates, London.
- Veljanovski, C. 2010. Economic approaches to regulation. In R. Baldwin, M. Cave & M. Lodge (Eds.), *The Oxford Handbook of Regulation*: 17-38. Oxford: Oxford University Press.
- Williamson, O. E. 1976. The economics of internal organization: Exit and voice in relation to markets and hierarchies. *The American Economic Review*, 66 (2): 369-377.
- Zupan, M. A. 1990. On cream skimming, coase, and the sustainability of natural monopolies. *Applied Economics*, 22, 487-492.

ANEXO A: O funcionamento do Sistema Elétrico



Fonte: ERSE

ANEXO B: Proveitos permitidos à atividade de distribuição em BT para o Ano de 2021 e estimação por CIM

Fórmula de cálculo	Designação	Tarifas 2021 (em 10 ³ EUR)
$I=[(1) \times 1000 \times (2) + (3) \times (4) + (5) \times (6) + (7) \times (8)] / 1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	370 567
(1)	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 155,55
(2)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição - condições de financiamento (%)	5,10%
(3)	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MVA)	2 182,34
(4)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição - potência instalada (MVA)	20 918
(5)	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Km)	312,61
(6)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição - Kms de rede	145 497
(7)	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	35,16
(8)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição - número clientes	
J	Ajustamento t-1 CAPEX (associado ao período regulatório 15-17)	6 273 281
K	Ganhos e perdas atuariais	24 999
L	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	24 288
M	Custos com rendas de concessão	258 248
N	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0
O	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0
P	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-26
Q	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	6 515
$B=I-J+K+L+M+N+O+P-Q$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	671 561

Fonte: ERSE (2020b: 151)

No que reporta ao 1.º passo enunciado no capítulo 5 (subcapítulo 5.2), para o cálculo dos proveitos permitidos será necessário coligir dados do principal ORD BT em Portugal continental para cada uma das 23 CIM, relativamente às seguintes variáveis:

- a. Extensão da rede (em km);
- b. Potência instalada (em MVA);
- c. Número de clientes;
- d. Consumo de energia (em MWh);
- e. Ativo fixo (em euros);
- f. Rendas de concessão municipal (em euros).

De seguida, poder-se-ão estimar os proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT em cada uma das 23 CIM existentes e, bem assim, a “tarifa de acesso” em cada uma das CIM, com recurso à fórmula seguinte (Art.º 103.º do Regulamento Tarifário [ERSE, 2020]):

$$\widetilde{R}_t = \sum_i (VC_{i,t} \times \widetilde{DCE}_{i,t}) + \widetilde{R}C_t + \widetilde{Amb}_t + \widetilde{R}I_{t-2} + Z_t - \Delta R_{t-2} \quad (21)$$

Sendo:

- $VC_{i,t}$ - componente variável unitária i dos custos da atividade, para o ano t ;
- $\widetilde{DCE}_{i,t}$ - valor previsto para o indutor de custos i afeto à atividade, para o ano t ;
- $\widetilde{R}C_t$ - valor previsto para as rendas de concessão municipal, no ano t ;
- \widetilde{Amb}_t - custos com a promoção do desempenho ambiental, no ano t ;
- $\widetilde{R}I_{t-2}$ - incentivo ao investimento em redes inteligentes, até ao ano $t-2$;
- Z_t - montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados nas metas de eficiência, para o ano t ;
- ΔR_{t-2} - ajustamento no ano t , dos proveitos da atividade no ano $t-2$.

Os indutores “ i ” são os seguintes:

- Indutor de *financiamento*;
- Indutor de *rede*;
- Indutor de *potência*;
- Indutor de *clientes*.

Estes indutores aplicam-se ao TOTEX no caso dos ORD BT e são estimados pela ERSE para cada ano de acordo com os critérios em vigor em cada período regulatório de três anos, explanados no documento “Parâmetros de regulação”. Para o ano de 2021, os valores da componente variável unitária dos indutores de custos considerados no cálculo dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT resumem-se no quadro B.1:

Quadro B.1.: Componentes variáveis unitárias dos indutores de custos para 2021 – redes BT

Rubricas do TOTEX em BT	Valor custo unitário
Taxa de remuneração ativo	5,10%
Potência instalada (€/MVA)	2182,34
Extensão da rede (€/km)	312,61
€/cliente	35,16

Fonte: ERSE (2020b: 151)

Através da coleção de dados a obter do ORD BT, serão estimados no presente trabalho o valor dos indutores para 2021 em cada CIM, bem como retirados os restantes dados necessários ao cálculo dos proveitos permitidos. Usando as estimativas da ERSE para os custos variáveis unitários, em cada rubrica, obter-se-á o valor dos proveitos permitidos.

O desafio assenta em desagregar os dados referentes aos indutores por entre cada uma das CIM e agregar por CIM o valor das rendas de concessão. Dividindo o valor total dos proveitos permitidos pelo consumo estimado em cada CIM, *obter-se-á a tarifa de acesso à rede de BT por CIM e o implícito valor da tarifa uniforme* a aplicar ao continente. A tarifa de acesso T_i estimada para cada CIM i é, então, dada por:

$$T_i = \frac{P_i}{C_i} \quad (22)$$

sendo P_i o montante de proveitos permitidos estimados e C_i o consumo estimado, respetivamente, para a CIM $_i$.

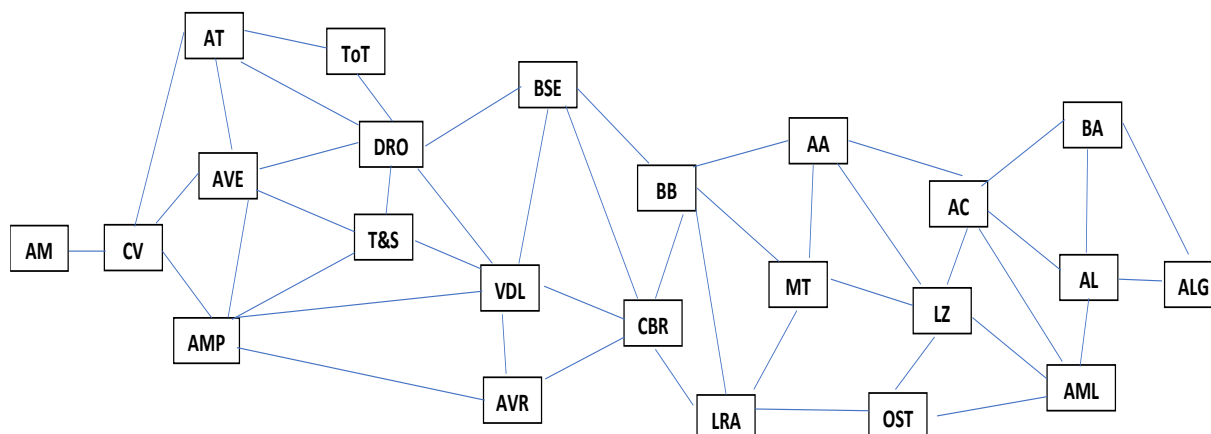
ANEXO C: Caracterização da rede de distribuição em baixa tensão, em Portugal continental

CIM	Extensão da rede (km)	Potência instalada (MVA)	Número de clientes	Consumo de energia (MWh)	Imobilizado líquido (10 ³ €)	Rendas concessão 10 ³
CIM da Lezíria do Tejo	4 935	595	142 437	544 537	41 970	9 068
CIM do Alto Alentejo	2 374	351	79 606	284 819	24 469	5 905
CIM do Alentejo Central	2 958	407	99 890	410 584	26 659	8 563
CIM do Alentejo Litoral	2 866	268	67 632	244 099	17 754	4 729
CIM do Baixo Alentejo	3 713	292	84 904	287 686	27 300	5 816
CIM do Algarve	10 099	1 451	421 060	1 609 790	54 327	19 056
AML - Área Metropolitana de Lisboa	19 093	5 330	1 660 428	5 698 067	199 073	49 011
CIM da Beira Baixa	2 761	229	75 400	208 063	16 673	4 299
CIM da Região de Coimbra	7 914	779	304 609	948 319	58 946	12 439
CIM da Região de Leiria	5 415	562	185 869	629 166	51 576	8 491
CIM das Beiras e Serra da Estrela	7 214	501	182 673	495 105	37 463	8 942
CIM de Viseu, Dão e Lafões	6 306	506	179 238	514 131	46 483	8 213
CIM do Médio Tejo	4 956	512	163 700	508 202	42 048	8 382
CIM do Oeste	5 348	750	236 492	802 777	66 435	10 959
CIM da Região de Aveiro	4 868	764	214 400	742 600	41 926	8 765
AMP - Área Metropolitana do Porto	16 674	3 839	920 179	3 836 851	119 087	32 792
CIM do Alto Tâmega	2 492	194	73 390	181 410	10 093	3 381
CIM Alto Minho	7 201	430	164 651	500 254	30 492	6 448
CIM das Terras de Trás-os-Montes	3 908	236	94 619	274 195	15 502	5 645
CIM do Ave	3 896	690	198 215	766 662	25 183	8 262
CIM do Cávado	4 053	694	213 510	811 647	22 918	7 788
CIM do Douro	4 776	370	146 018	397 263	26 820	6 944
CIM do Tâmega e Sousa	9 026	621	208 883	761 511	33 599	8 752
TOTAL	142 846	20 370	6 117 803	21 457 738	1 036 796	252 650
Média	4 935	512	179 238	514 131	33 599	8 382
Desvio Padrão	4 240	1 218	351 660	1 280 894	40 650	10 248

Fonte: dados cedidos à ERSE pela EDP Distribuição referentes a 31/12/2016

Anexo D: Grafo das relações de adjacência entre CIM

A figura seguinte representa o grafo $G(V,E)$, com V sendo o conjunto de nós, ou vértices – as vinte e três CIM – e E sendo o conjunto de arestas que representam os pares de CIM que apresentam uma relação direta de adjacência:



Fonte: elaboração própria

Legenda:

AM	Alto Minho
CV	Cávado
AT	Alto Tâmega
AVE	Ave
AMP	Área Metropolitana do Porto
ToT	Terras de Trás-os-Montes
DRO	Douro
T&S	Tâmega e Sousa
BSE	Beiras e Serra da Estrela
VDL	Viseu, Dão e Lafões
AVR	Região de Aveiro
BB	Beira Baixa
CBR	Região de Coimbra
AA	Alto Alentejo
MT	Médio Tejo
LRA	Região de Leiria
AC	Alentejo Central
LZ	Lezíria do Tejo
OST	Oeste
BA	Beira Alta
AL	Alentejo Litoral
AML	Área Metropolitana de Lisboa
ALG	Algarve

ANEXO E: Simulador para agregação de concessões

A matriz de zeros e uns referida no capítulo 6 está representada pela área sombreada a cinzento na imagem seguinte. Para obtenção das diversas simulações para K concessões a matriz deve preencher-se em K colunas de acordo com a heurística enunciadas no 2º passo das regras metodológicas (capítulo 5). Trata-se de um processo iterativo.

Preço médio estimado	Compensações estimadas	Coluna de controlo	Concessão A	Concessão B	Concessão C	Concessão D	Concessão E
0,035	3585	0					
0,040	3366	0					
0,037	3580	0					
0,039	2556	0					
0,042	3816	0					
0,027	-2789	0					
0,023	-22307	0					
0,025	-4464	0					
0,044	3251	0					
0,032	3382	0					
0,033	2697	0					
0,042	6554	0					
0,039	5351	0					
0,037	4509	0					
0,032	3160	0					
0,029	529	0					
0,022	-24217	0					
0,042	2524	0					
0,034	2766	0					
0,042	3708	0					
0,025	-2546	0					
0,024	-3817	0					
0,040	4457	0					
0,029	349	0					
0,028	0	0					
0,034	3206						
	-29514						

	Concessão A	Concessão B	Concessão C	Concessão D	Concessão E
Preços acesso (em Euros)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Consumos	0,00	0,00	0	0	0
Compensações estimadas (em 10 ³ Eur)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
N.º clientes	0	0	0	0	0
Custo médio por cliente (em Euros)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Custo médio por concessão	#DIV/0!		Desvio padrão do custo por cliente #DIV/0!		

ANEXO F: Resultados das simulações

Simulação 1: ERSE – proposta final

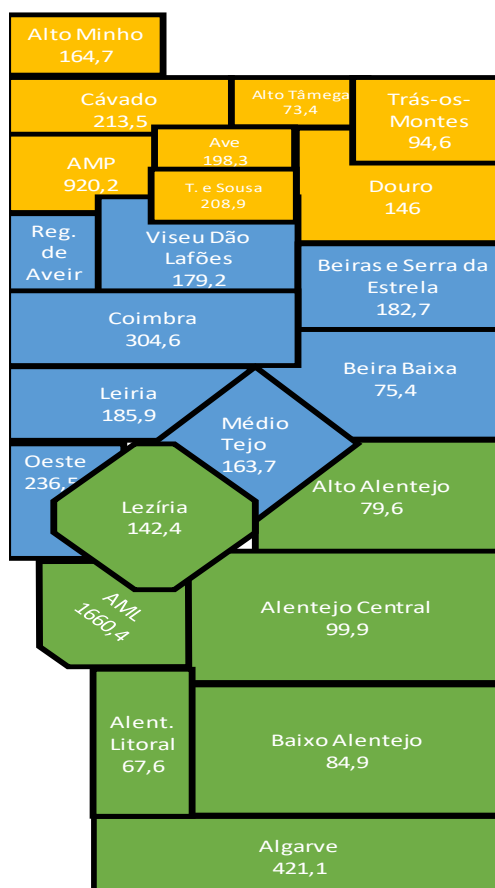
	Concessão A	Concessão B	Concessão C
Preços acesso (em Euros)	0,027	0,034	0,026
Consumos	9 079 582,00	4 848 363,00	7 529 793,00
Compensações estimadas (em 10 ³ Eur)	-12 656	29 434	-16 778
N.º clientes	2 555 957	1 542 381	2 019 465
Custo médio por cliente (em Euros)	95	102	100
Média do custo médio por cliente	98,8	Desvio padrão custo médio por cliente 3,7	

Concessão A: AML, Lezíria do Tejo, Alto Alentejo, Alentejo Central, Alentejo Litoral, Baixo Alentejo e Algarve

Concessão B: Médio Tejo, Oeste, Beira Baixa, Coimbra, Leiria, Beiras e Serra da Estrela, Viseu Dão Lafões e Aveiro

Concessão C: AMP, Alto Tâmega, Alto Minho, Terras de Trás-os-Montes, Ave, Cávado, Douro e Tâmega e Sousa

Compensações estimadas: cerca de **29 milhões** euros



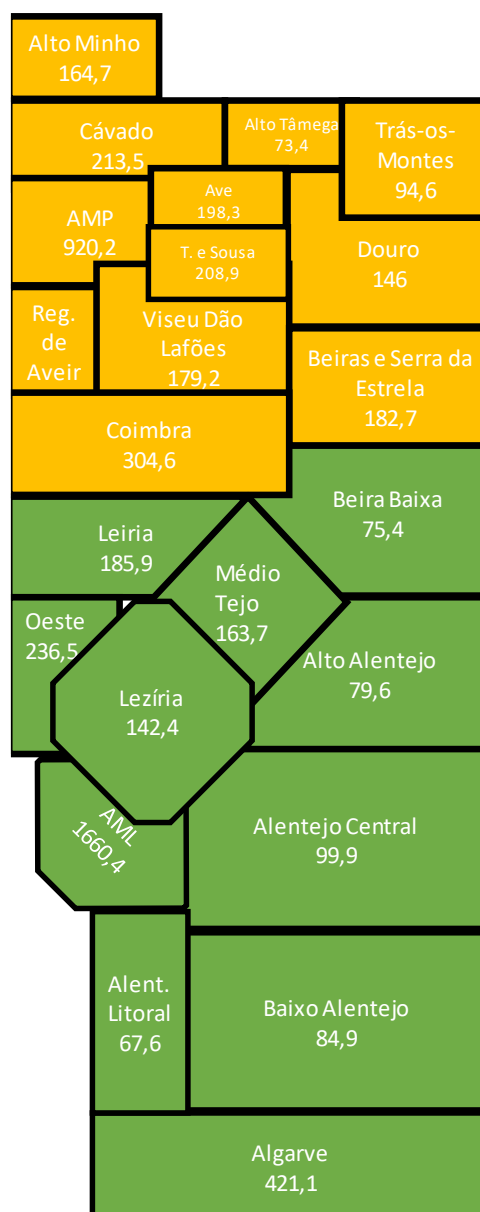
Simulação 2: Proposta com duas concessões (estudo preliminar ERSE)

	Concessão A	Concessão B
Preços acesso (em Euros)	0,029	0,028
Consumos	11 227 790,00	10 229 948,00
Compensações estimadas (em 10³ Eur)	961	-961
N.º clientes	3 217 418	2 900 385
Custo médio por cliente (em Euros)	97	100
Média do custo por cliente	98,7	
Desvio padrão custo cliente	1,8	

Concessão A: AML, Lezíria do Tejo, Oeste, Leiria, Médio Tejo, Beira Baixa, Alto Alentejo, Alentejo Central, Alentejo Litoral, Baixo Alentejo e Algarve

Concessão B: Coimbra, Beiras e Serra da Estrela, Viseu Dão Lafões, Região de Aveiro, AMP, Tâmega e Sousa, Ave, Douro, Terras de Trás-os-Montes, Alto Tâmega, Cávado e Alto Minho

Compensações estimadas: cerca de **1 milhão** de euros



Simulação 3: proposta alternativa de 5 concessões

	Concessão A	Concessão B	Concessão C	Concessão D	Concessão E
Preços acesso (em Euros)	0,030	0,027	0,028	0,033	0,028
Consumos	2 308 060,00	7 574 299,00	6481190	2834216	2259973
Compensações estimadas (em 10³ Eur)	4 607	-14 103	-1 390	11 960	-1 074
N.º clientes	605 854	2 186 595	1 791 472	884 116	649 766

Custo médio por cliente (em Euros)	116	92	102	105	97
Média do custo por cliente	102,3				
Desvio padrão custo cliente	9,0				

Concessão A: Algarve, Baixo Alentejo e Alentejo Central;

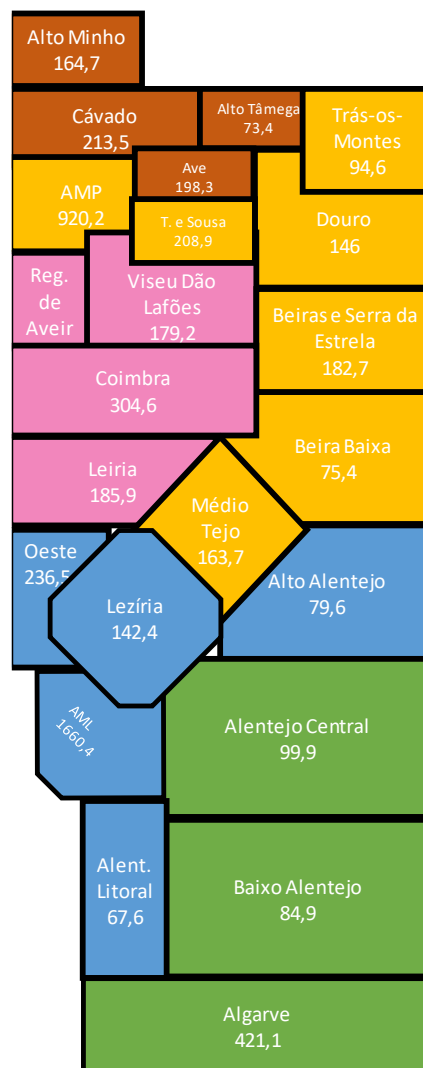
Concessão B: Lezíria do Tejo, Alto Alentejo, Alentejo Litoral, AML e Oeste;

Concessão C: Médio Tejo, Beira Baixa, Beira e Serra da Estrela, AMP, Terras de Trás-os-Montes, Douro e Tâmega e Sousa

Concessão D: Leiria, Coimbra, Região de Aveiro e Visão Dão Lafões;

Concessão E: Ave, Alto Tâmega, Cávado e Alto Minho.

Compensações estimadas: cerca de **16 milhões** de euros



Simulação 4: proposta alternativa de 4 concessões

	Concessão A	Concessão B	Concessão C	Concessão D
Preços acesso (em Euros)	0,030	0,028	0,028	0,029
Consumos	2 308 060,00	8 290 564,00	8 324 946,00	2 534 168,00
Compensações estimadas (em 10³ Eur)	4 607	-6 343	-898	2 634
N.º clientes	605 854	2 425 695	2 341 869	744 385
Custo médio por cliente (em Euros)	116	95	101	100
Custo médio por concessão	99,8	Desvio padrão custo por cliente		2,0

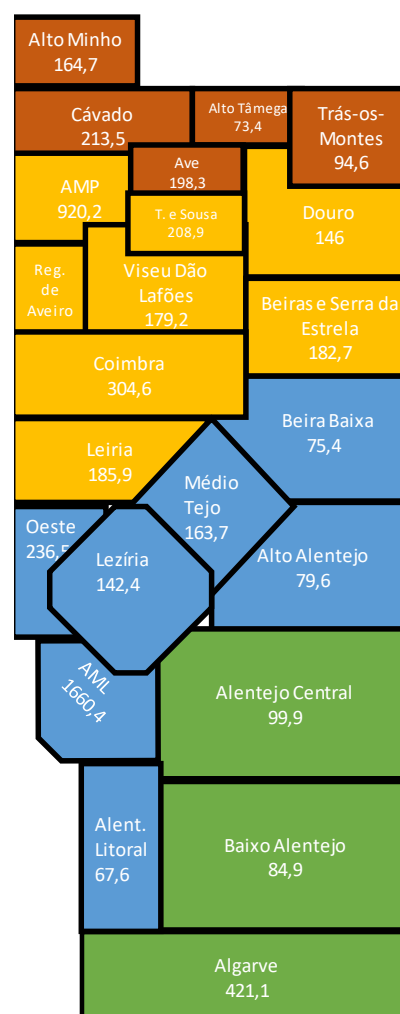
Concessão A: Algarve, Baixo Alentejo e Alentejo Central

Concessão B: AML, Lezíria do Tejo, Alentejo Litoral, Alto Alentejo, Beira Baixa, Médio Tejo e Oeste

Concessão C: Leiria, Coimbra, Beiras e Serra da Estrela, Douro, Viseu Dão Lafões, Tâmega e Sousa, Região de Aveiro e AMP

Concessão D: Alto Minho, Cávado, Alto Tâmega, Ave e Terras de Trás-os-Montes

Compensações estimadas em cerca de **7 milhões** de euros



Simulação 5: proposta alternativa com 3 concessões

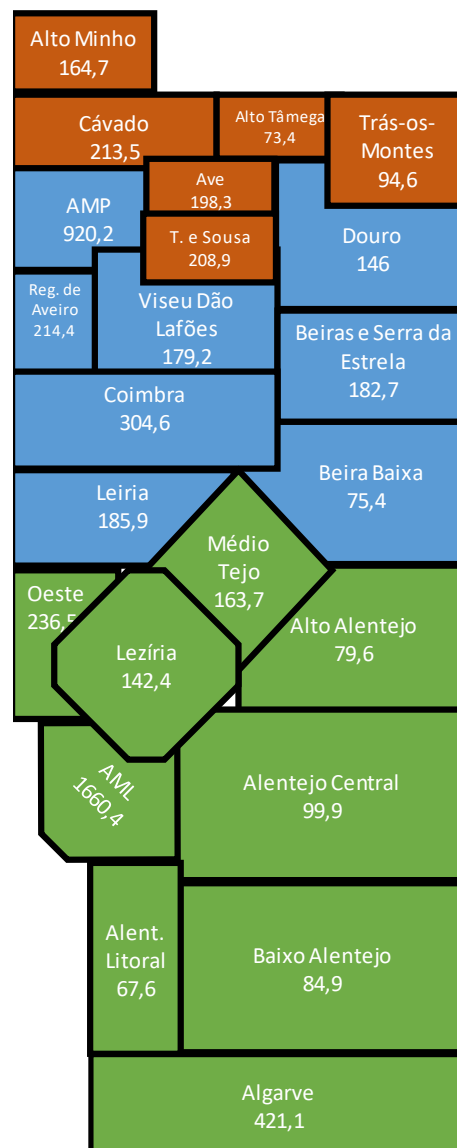
	Concessão A	Concessão B	Concessão C
Preços acesso (em Euros)	0,028	0,029	0,029
Consumos	10 390 561,00	7 771 498,00	3 295 679,00
Compensações estimadas (em 10 ³ Eur)	-4 988	2 005	2 983
N.º clientes	2 956 149	2 208 386	953 268
Custo médio por cliente (em Euros)	96	101	100
Custo médio por concessão	99,2	Desvio padrão custo por cliente 2,6	

Concessão A: AML, Lezíria do Tejo, Médio Tejo, Oeste, Alto Alentejo, Alentejo Central, Alentejo Litoral, Baixo Alentejo e Algarve

Concessão B: Beira Baixa, Coimbra, Leiria, Beiras e Serra da Estrela, Viseu Dão Lafões, Região de Aveiro, AMP e Douro

Concessão C: Alto Tâmega, Alto Minho, Terras de Trás-os-Montes, Ave, Cávado e Tâmega e Sousa

Compensações estimadas em cerca de **5 milhões** de euros



Simulação 6: proposta alternativa de 3 concessões com divisão da AML

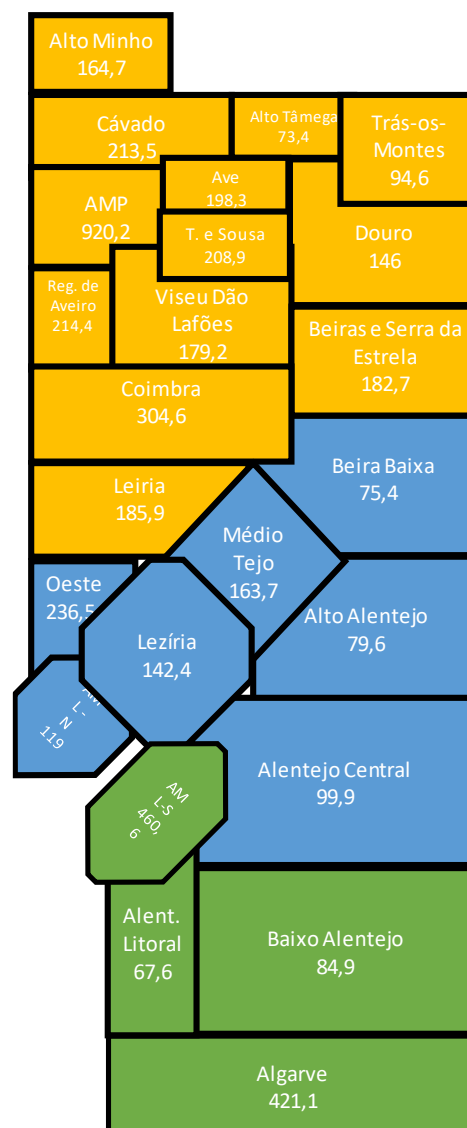
	Concessão A	Concessão B	Concessão C
Preços acesso (em Euros)	0,028	0,028	0,029
Consumos	3 555 844,00	7 042 780,00	10859114
Compensações estimadas (em 10 ³ Eur)	-881	-855	1 736
N.º clientes	1 034 200	1 997 349	3 086 254
Custo médio por cliente (em Euros)	97	100	101
Custo médio por concessão	99,1	Desvio padrão custo por cliente	1,9

Concessão A: Algarve, Baixo Alentejo, Alentejo Litoral e AML Sul

Concessão B: Alentejo Central, Alto Alentejo, AML Norte, Lezíria do Tejo, Médio Tejo, Oeste e Beira Baixa

Concessão C: Leiria, Coimbra, Beiras e Serra da Estrela, Viseu Dão Lafões, Região de Aveiro, AMP, Tâmega e Sousa, Ave, Douro, Terras de Trás-os-Montes, Alto Tâmega, Cávado e Alto Minho

Compensações estimadas em cerca de **1,7 milhões** de euros



ANEXO G: Exercício de desagregação da AML

Divisão Norte/Sul	Rede total	Potência de transformação (potência instalada) [MVA]	Clientes (pontos de entrega) [n.º]	Consumos BTE+BTN+IP [MWh]	Consumos %	Renda concessão proporcional	Indutor Rede	Indutor Potência	Valor do imobilizado líquido (10 ³ euros)
AML NORTE	13 424	4 027	1 199 824	4 283 798	75%	36 846	4 183	8 760	145 184
AML SUL	5 669	1 303	460 604	1 414 269	25%	12 165	1 766	2 835	53 889
	19 093	5 330	1 660 428	5 698 067	100%	49 011	5 949	11 594	199 073

Cálculo da renda de concessão proporcional em percentagem dos consumos.

Cálculo do imobilizado líquido com base na média das proporções da rede total e da potência de transformação (componentes do ativo das empresas):

	Rede total (%)	Potência de transformação (%)	Média
AML Norte	70,31%	75,55%	72,93%
AML Sul	29,69%	24,45%	27,07%