

CONSULTA PÚBLICA

Nº 65

CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE EM BAIXA TENSÃO

II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos.



ÍNDICE

1	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS	11
2.1	Objetivos do estudo	12
2.2	Desafios	14
2.2.1	Eficiência económica	14
2.2.2	Homogeneidade entre áreas de concessão.....	18
2.2.3	Ponto de partida: Caraterização da atividade de distribuição à data	23
2.2.4	Caracterização da atividade de distribuição	26
2.2.4.1	Metodologias regulatórias.....	26
2.2.4.2	Evolução da atividade de distribuição	30
3	DIMENSÃO DAS ÁREAS.....	37
3.1	Metodologia seguida.....	37
3.2	Literatura científica.....	38
3.2.1	Caraterização do monopólio natural na literatura científica	38
3.2.2	Contributos da literatura para a definição da dimensão ótima	40
3.2.3	Principais conclusões.....	42
3.3	<i>Benchmarking</i>	44
3.3.1	Enquadramento.....	44
3.3.2	Amostras.....	45
3.3.3	Procedimentos	47
3.3.4	Análise da Amostra 1	50
3.3.5	Análise da Amostra 2	56
3.4	Síntese	59
4	PROPOSTAS DE DELIMITAÇÃO TERRITORIAL	61
4.1	Metodologia Definida.....	61
4.2	Recolha e tratamento da informação económica e financeira.....	62
4.3	Definição função custo	65
4.4	Alocação dos custos não específicos	78
4.5	Função custo de Suporte à Definição da Proposta de Delimitação Territorial	82
4.6	Agrupamento das áreas.....	86
4.6.1	Definição da proposta de delimitação territorial.....	86
	BIBLIOGRAFIA.....	95

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1-1 – Vantagens e desvantagens das várias propostas apresentadas	10
Quadro 3-1 – Síntese da literatura científica	41
Quadro 3-2 – Amostra de Operadores de Distribuição em BT	46
Quadro 3-3 – Amostra de Operadores de Distribuição em BT	47
Quadro 3-4 – Procedimentos na análise do <i>Benchmarking</i>	49
Quadro 3-5 - Caraterização da Amostra 1, comparando com a EDP D	55
Quadro 3-6 - Caraterização da Amostra 2	57
Quadro 4-1 – Modelos consoante variáveis explicativas	72
Quadro 4-2 - Teste à função Translog, dados em Painel (2011 a 2016)	74
Quadro 4-3 - Teste à função Translog, dados em Painel (2014 a 2016)	75
Quadro 4-4 - Teste à função Translog, dados Seccionais	76
Quadro 4-5 - Teste à função Translog, dados Seccionais – Áreas Agregadas	77
Quadro 4-6 - Matriz de Correlação entre os Indutores de Custos	77
Quadro 4-7 - Teste à função Translog, dados Seccionais – Áreas com Custos Totais Alocados.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Propostas de agregação territorial.....	9
Figura 2-1 – Mapa de Municípios	15
Figura 2-2 – Mapa de concessões atribuídas.....	15
Figura 2-3 – Mapa de Comunidades Intermunicipais	16
Figura 2-4 – Novo Mapa	16
Figura 2-5 – Subaditividade da função custo na atividade de distribuição de energia elétrica	17
Figura 2-6 – Identificação da dimensão ótima.....	18
Figura 2-7 – Clientes por município	19
Figura 2-8 – Clientes por Km ²	19
Figura 2-9 – Altura Máxima por CIM.....	20
Figura 2-10 – VAB per capita por CIM.....	20
Figura 2-11 – Capex por Cliente, por Município (dados 2016)	21
Figura 2-12 – Clientes por Km ² , por CIM.....	22
Figura 2-13 – Capex por Cliente, por CIM (dados 2016)	22
Figura 2-14 – Atividades do Setor Elétrico Nacional (SEN)	23
Figura 2-15 – Estrutura dos custos do setor elétrico*, pagos pelos consumidores, por atividade	25
Figura 2-16 – Definição dos rendimentos permitidos através da metodologia regulatória <i>price cap</i>	28
Figura 2-17 – Evolução dos proveitos da atividade de distribuição	30
Figura 2-18 – Extensão da Rede (Km)	31
Figura 2-19 – Número de postos de transformação	31
Figura 2-20 – Número de Colaboradores (apenas EDP D)	32
Figura 2-21 – Proveitos permitidos por nível de tensão	32
Figura 2-22 – Estrutura dos custos das atividades de distribuição em BT e em AT/MT.....	33
Figura 2-23 – Evolução do Investimento na Atividade de Distribuição.....	34
Figura 2-24 – Evolução do Ativo em AT/MT.....	35
Figura 2-25 – Evolução do Ativo em BT	35
Figura 2-26 – Proveitos Unitários por cliente (preços constantes 2016)	36
Figura 2-27 – Nº de Clientes	36
Figura 2-28 – Proveitos Unitários por energia distribuída (preços constantes 2016)	36
Figura 2-29 – Energia Distribuída (GWh)	36
Figura 3-1 – Economias de Escala	39
Figura 3-2 – Valor médio e dimensão ótima da literatura científica em termos de número de clientes	42
Figura 3-3 – Dimensões ótimas consoante níveis da atividade.....	44

Figura 3-4 – Relação entre Custos Unitários e Dimensão (logaritmo do Nº de Clientes).....	50
Figura 3-5– Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Nº de Clientes).....	51
Figura 3-6 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão acima dos 20 000 clientes.....	51
Figura 3-7 Relação entre Custos Unitários e Dimensão abaixo dos 20 000 clientes.....	52
Figura 3-8 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário).....	53
Figura 3-9 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no n.º de clientes).....	58
Figura 3-10 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário).....	58
Figura 4-1 – Alocação de custos na atividade de distribuição de energia elétrica.....	63
Figura 4-2 – Custos operacionais específicos das concessões ou áreas funcionais.....	64
Figura 4-3 – Ativos não correntes (imobilizado) das Concessões.....	65
Figura 4-4 - Densidade de clientes por município.....	70
Figura 4-5 – Alocação dos Custos e Imobilizados Comuns.....	79
Figura 4-6 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Municípios.....	80
Figura 4-7 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Áreas Operacionais.....	81
Figura 4-8 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Comunidades Intermunicipais.....	81
Figura 4-9 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Direções de Redes e Clientes.....	82
Figura 4-10 - Comunidades Intermunicipais.....	89
Figura 4-11 - Agregação Base de Referência - Comunidades Intermunicipais.....	90
Figura 4-12 – Agregação 1.....	91
Figura 4-13 – Agregação 2.....	92
Figura 4-14 – Agregação 3.....	93

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, a atividade de distribuição de eletricidade no Sistema Elétrico Português, em particular, no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis. O primeiro incorpora uma única concessão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão) atribuída pelo Estado. O segundo incorpora a concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) atribuídas pelos órgãos competentes dos municípios. O Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, decretou que a distribuição de energia elétrica em BT no Continente compete aos municípios, os quais podem exercer a atividade em regime de exploração direta ou em regime de concessão.

A publicação do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro estabeleceu que os contratos de concessão atribuídos até à data mantinham-se na titularidade das respetivas concessionárias, até ao seu termo, que decorre da aplicação do prazo legal em vigor (20 anos). O termo dos contratos de concessão celebrados entre os Municípios e a EDP Distribuição ocorrerá em momentos diferentes, entre 2016 e 2026.

Neste sentido, o Parlamento português determinou o lançamento sincronizado dos procedimentos concursais para atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT no território continental português por via da publicação da Lei n.º 31/2017, de 31 maio. Esta sincronização abrange todos os municípios ou entidades intermunicipais que não tiverem optado pela gestão direta da atividade e é justificada pelo objetivo de assegurar os princípios de eficiência económica e de neutralidade financeira para os consumidores e para o Orçamento de Estado.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público *supra* referido e estabeleceu que cada procedimento concursal tem uma área territorial delimitada nos termos previstos no próprio normativo. A definição da área abrangida por cada procedimento observa o princípio da coerência territorial e a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial para cada procedimento concursal.

Esta definição territorial pertence aos órgãos competentes dos municípios ou entidades intermunicipais sob proposta da ERSE elaborada com base em estudos técnicos e económicos. Neste sentido, o presente documento constitui a descrição das propostas de delimitação territorial elaborada pela ERSE.

OBJETIVOS E DESAFIOS DO ESTUDO

O objetivo principal do estudo corresponde à definição de áreas territoriais para os procedimentos de concurso público para a atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT. Esta definição deverá ter por base as entidades intermunicipais, que correspondem às NUTS III. A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio consagra que o procedimento de concurso público deve obedecer a um conjunto de princípios que podem ser agrupados em dois objetivos complementares à realização deste estudo.

O primeiro objetivo complementar consiste em garantir que a realização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT nas áreas territoriais inscritas na presente proposta não ponha em causa a eficiência económica, as condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão e seja financeiramente neutra comparativamente à situação atual.

O segundo objetivo complementar visa garantir a coesão territorial, a sustentabilidade das concessões e o princípio da uniformidade tarifária, o qual pode ser resumido na promoção da homogeneidade em termos de custos e de eficiência económica entre as áreas territoriais, definidas para os procedimentos de concurso público em causa.

A concretização dos dois objetivos referidos apresenta outros tantos desafios, atendendo à ordenação atual da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Esta é, de um modo geral, caracterizada pela existência de um operador de grande dimensão, que distribui energia elétrica para 99,5% dos pontos de entrega nacionais e de 10 operadores de reduzida dimensão, que distribuem 0,5% energia elétrica para dos pontos de entrega.

O primeiro desafio está associado ao redimensionamento da atividade de distribuição de energia elétrica em BT decorrente do processo em causa.

Recorde-se que a atividade de distribuição de energia elétrica caracteriza-se por ser um monopólio natural, isto é, uma atividade onde não é economicamente eficiente existirem dois agentes que desenvolvem a atividade numa mesma área.

O conceito de monopólio natural está associado à existência de economias de escala, que, por sua vez, subentendem que o custo por unidade produzida ou serviço prestado diminuirá com o incremento da atividade. Dito de outra forma, nesta situação, quanto maior a dimensão da atividade menor será o seu custo unitário.

Todavia, esta relação inversa, entre dimensão da atividade e nível de custo, não tem que se verificar para toda e qualquer dimensão da atividade. A partir de uma certa dimensão os ganhos de eficiência obtidos com o incremento da escala da atividade poderão diminuir ou mesmo inverterem-se.

Existem, assim, para todas as atividades, incluindo para os monopólios naturais¹, dimensões mais propícias do que outra a garantir a eficiência económica.

A menção das entidades intermunicipais, como referência para a definição da proposta territorial das áreas concursais, poderá significar uma diminuição da dimensão da área de negócio da atividade de distribuição associada a um determinado operador, bem como, uma maior pluralidade do número de operadores. Desta forma, ter-se-á que garantir que estas alterações não tenham impactes negativos na eficiência económica do setor e numa oneração dos consumidores de energia elétrica. Estes impactes ocorrerão se o atual nível de custos da atividade de distribuição não se mantiver após a redefinição da dimensão da atividade e observar-se um incremento dos custos.

Neste contexto, o presente estudo procura identificar a dimensão mínima que garante que o redimensionamento da atividade de distribuição de energia elétrica em BT não porá em causa a eficiência económica e não resulte num incremento dos custos para os consumidores.

Uma vez encontrada esta dimensão mínima, que não ponha em causa a eficiência económica da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, interessará definir a delimitação territorial de cada área. Neste processo, o desafio consiste em garantir a homogeneidade destas áreas e, conseqüentemente, a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade e o princípio da uniformidade tarifária, mais precisamente consiste em definir critérios de agregação territorial que, ao mesmo tempo que respeitam a proximidade territorial, permitam diminuir diferenças de desempenho entre áreas (procurando atingir níveis de eficiência semelhantes) e diminuir diferenças de custos (procurando obter níveis de custos unitários semelhantes).

A promoção da homogeneidade entre delimitações territoriais para a realização de atividade de distribuição em BT potencia, igualmente, a existência de uma pluralidade de entidades interessadas em concorrer às diversas delimitações territoriais, contribuindo assim para o sucesso deste processo.

¹ Este conceito está associado ao da subatividade da função custo. Esta temática é aprofundada ao longo do presente estudo.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O facto da atividade de distribuição de energia elétrica, bem como a de transporte de energia elétrica, serem monopólios naturais é um dos principais motivos que justifica que estas atividades sejam reguladas nos termos da legislação europeia e nacional em vigor. A regulação aplicada pela ERSE nessas atividades visa garantir o acesso indiscriminado a estas infraestruturas, num contexto de promoção da eficiência económica.

Para outras atividades do setor elétrico, tais como a produção ou a comercialização, que, pelas suas características, são desenvolvidas em regime de mercado, a regulação exercida pela ERSE tem uma natureza diferente, focando-se essencialmente na supervisão dos agentes para que sejam respeitadas as regras de mercado. Existem ainda alguns agentes, designadamente produtores de energia elétrica (PRE, CAE e CMEC²) que, nos termos definidos pela legislação, têm a remuneração da sua atividade garantida, pelo que os rendimentos que obtêm não dependem nem da regulação da ERSE, nem das regras de mercado.

Deste modo, ERSE define os rendimentos a recuperar pelas tarifas de acesso às infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica, chamados de “proveitos permitidos”, enquanto os rendimentos obtidos pelas restantes atividades da cadeia de valor³ não dependem da atuação da ERSE.

A promoção da eficiência económica nas atividades que a ERSE regula diretamente materializa-se, por exemplo, na diminuição do peso dessas atividades na fatura do consumidor de energia elétrica. Assim, olhando para os últimos 15 anos, isto é entre 2004 e 2018, o peso dos proveitos permitidos das atividades diretamente reguladas pela ERSE de transporte e de distribuição de energia elétrica, passou de mais de 33% para cerca de 21% do total faturado aos consumidores do SEN.

Esta tendência de diminuição dos proveitos da atividade observa-se igualmente na atividade de distribuição de energia elétrica em BT, AT e MT. Assim, os proveitos permitidos desta atividade diminuíram cerca de 21%, descontado o efeito da inflação, entre 1999, primeiro ano de definição das tarifas por parte da ERSE e 2018. Registe-se que esta redução dos proveitos tem ocorrido num cenário de aumento progressivo de complexidade desta atividade, nomeadamente, de crescimento da dimensão das infraestruturas.

² CAE – Contratos de Aquisição de Energia não cessados, referentes à central a carvão do Pego (Tejo Energia) e à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás); CMEC – Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro; PRE Produtores em regime especial com remuneração garantida, no âmbito da alínea b) do número 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

³ A exceção é a comercialização de último recurso regulada, cuja regulação ao nível da definição dos proveitos permitidos também da responsabilidade da ERSE.

A evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição reflete as metodologias regulatórias adotadas desde a introdução da regulação no setor. Embora a ERSE procure assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades para as quais determina os proveitos permitidos, tal não implica que a entidade reguladora garanta uma taxa de rentabilidade. Com aplicação da regulação por incentivos, cada empresa obterá uma remuneração efetiva superior ou inferior à remuneração definida pela ERSE para os ativos regulados, aquando do cálculo dos proveitos permitidos, consoante o seu desempenho real.

DIMENSÃO DAS ÁREAS

A definição da dimensão mínima da atividade de distribuição de energia elétrica em BT que não ponha em causa a eficiência económica dessa atividade é apresentada no capítulo 3, tendo sido realizada a partir dos seguintes passos:

1. Análise da literatura científica, por forma a compilar eventuais evidências de relação entre dimensão e eficiência;
2. Avaliação de desempenho de empresas de vários países (*benchmarking*) tendo em conta a sua dimensão:
 - *Benchmarking*, considerando empresas com pequenas ou microestruturas;
 - *Benchmarkings* já efetuados para empresas com dimensões em linha com a EDPD (tarifas 2018).

A análise efetuada à literatura científica⁴ permitiu concluir que a atividade de distribuição de energia elétrica tem rendimentos crescentes à escala, isto é, quanto maior a atividade, menor o custo por cliente desta atividade. No entanto, a literatura científica também refere que, a partir de um determinado nível, o crescimento da escala já não apresenta ganhos em termos de custos unitários.

Todavia, não foi possível definir, apenas com base na literatura científica, qual a dimensão ótima da atividade de distribuição de energia elétrica, tendo-se observado que os resultados apresentados nos diferentes *papers* que abordam esta temática variavam significativamente consoante as características das amostras, designadamente em termos de dimensão das empresas que as compunham.

⁴ 21 artigos científicos publicados em revistas científicas de referência entre 1999 e 2017, e que abordam o tema da eficiência à escala na atividade de distribuição de energia elétrica.

A análise efetuada à literatura científica foi completada com dois *benchmarkings*, que permitiram obter resultados conclusivos.

O *benchmarking* realizado com uma amostra de micro, pequenos e médios ORD em BT, entre os quais 6 cooperativas portuguesas, permitiu concluir que para estas dimensões os custos de exploração unitários são muito superiores, entre 2 a 6 ou mais vezes, aos que se verificam atualmente no Setor Elétrico Nacional (SEN), demonstrando que opções desta natureza seriam economicamente insustentáveis para o SEN. Resultado semelhante foi obtido num trabalho realizado em Espanha (A. Arcos-Vargas et al., 2017), que compara os custos das 102 mais pequenos operadores de distribuição espanhóis (com menos de 65 000 clientes), com os 5 maiores (com mais de 600 000 clientes). Este artigo científico salienta que os custos unitários do grupo das mais pequenas empresas (em €/MWh) são cerca de 4 vezes maiores do que o do grupo das maiores empresas.

O *benchmarking* realizado com uma amostra de médios e grandes ORD (que operam nos três níveis de tensão) permitiu, com base na análise de *cluster*, definir dois grupos de empresas, que se distinguem entre si pelo nível de custos de exploração. O primeiro grupo de ORD tem custos unitários mais baixos e pode subdividir-se em dois *clusters* (que se diferenciam ligeiramente entre si pelo nível de custos), o segundo grupo tem características opostas: custos unitários significativamente mais elevados e empresas com dimensões, de um modo geral, mais pequenas. A empresa de menor dimensão que integra o grupo dos custos unitários mais baixos (*clusters* 1 e 2) tem cerca de 640 000.

Donde, considera-se 600 mil clientes a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não geraria de forma quase inequívoca perda de eficiência e/ou acréscimo de custos face à situação atual, permitindo, assim, cumprir com o definido na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

Registe-se que não existe nenhuma concessão de distribuição de energia elétrica em Portugal que, individualmente, cumpra essa condição mínima de dimensão, pelo que a agregação de concessões municipais surge como inevitável para garantir que o processo de definição das áreas territoriais não seja gerador de ineficiências económicas.

PROPOSTA DE DELIMITAÇÃO TERRITORIAL

As propostas de delimitação territorial da atividade de distribuição de energia elétrica em BT são apresentadas no capítulo 4.

A definição destas propostas pressupõe a consideração dos seguintes fatores:

- Níveis de custos unitários semelhantes;
- Níveis de eficiência semelhantes, isto é, para condições semelhantes de desenvolvimento da atividade, não controláveis pela empresa, o desempenho em termos de custo é próximo;
- Proximidade geográfica.

Registe-se que a unidade base considerada neste processo de definição das áreas para o processo concursal é a das entidades intermunicipais, por duas ordens de razão. Em primeiro lugar, porque a legislação, designadamente a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, apresenta esta delimitação como referência. Em segundo lugar, porque uma análise ao nível das concessões em BT municipais subentende, à partida, a criação de uma área economicamente ineficiente, pelos motivos expostos no capítulo anterior.

Para a concretização do objetivo de definição das propostas de delimitação territorial, adotaram-se os seguintes passos metodológicos:

- Recolha e tratamento da informação económica e financeira, para poder caracterizar as diferentes áreas das entidades intermunicipais em termos económicos;
- Definição da função custo teórica (forma funcional) para alocar custos não específicos por áreas territoriais e para definir o nível de eficiência dessas áreas;
- Agrupamento das áreas tendo em conta os critérios de homogeneidade e coesão territorial, recorrendo a análise não paramétrica.

Estes passos são desenvolvidos de seguida e de forma mais detalhada no corpo do documento.

O conhecimento dos custos associados ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica das diferentes concessões constituiu, simultaneamente, um exercício imprescindível para a definição e um desafio. Esta circunstância deve-se ao facto da atividade da distribuição de energia elétrica no continente português ser maioritariamente assumida por um único operador a nível nacional, em que a repartição dos custos ocorridos pelas concessões municipais em BT não constituiu nos últimos anos uma obrigação, nem uma necessidade para efeitos regulatórios.

Esta organização da atividade reveste-se num constrangimento para a identificação das características das diferentes concessões, devido ao facto da informação disponibilizada pelo principal operador de distribuição de energia elétrica em BT estar organizada de acordo com a estrutura organizacional desta concessionária e, por isso, não corresponder à estrutura de concessões municipais existentes.

Face ao exposto, o primeiro procedimento metodológico efetuado consistiu no tratamento da informação financeira que permitiu observar que apenas 33% dos custos operacionais totais da atividade tinham sido alvo de um processo de alocação. Contudo, 92% dos ativos afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em BT estão reconhecidos por concessões. Desta forma, surgiu a necessidade de efetuar um procedimento de alocação de custos operacionais e de ativos, bem como, a identificação de uma função de custos (os determinantes do nível de custos) com o objetivo de obter uma completa caracterização económica das atuais concessões.

O segundo passo desta análise consistiu na definição de uma função de custos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. A definição desta função custo é essencial para a avaliação dos fatores que justificam o nível de custos numa determinada atividade, bem como a evolução desses custos.

Este procedimento incluiu uma profunda análise da literatura científica para obter contributos sobre os potenciais fatores determinantes (variáveis) do nível de custos e uma aplicação de técnicas e testes estatísticas / econométricos para validação desses fatores.

Desse exercício identificaram-se 3 fatores explicativos do nível de custos da atividade de distribuição de energia elétrica: o número de pontos de ligação ou de clientes, a extensão da rede e os postos de transformação (quantidade e potência instalada).

Adicionalmente, a análise da literatura científica também permitiu comprovar a necessidade de considerar variáveis exógenas, relativas ao meio envolvente e fora do controlo da gestão na avaliação do nível de custos das empresas e da sua *performance* económica. Neste contexto, concluiu-se pela relevância da utilização da variável “inverso da densidade de clientes” como fator explicativo do nível de custos, não controlável pela empresa, por esta variável captar as condicionantes externas ao operador da rede e mitigar a desvantagem de custos apresentados pelos operadores localizados em áreas menos densas.

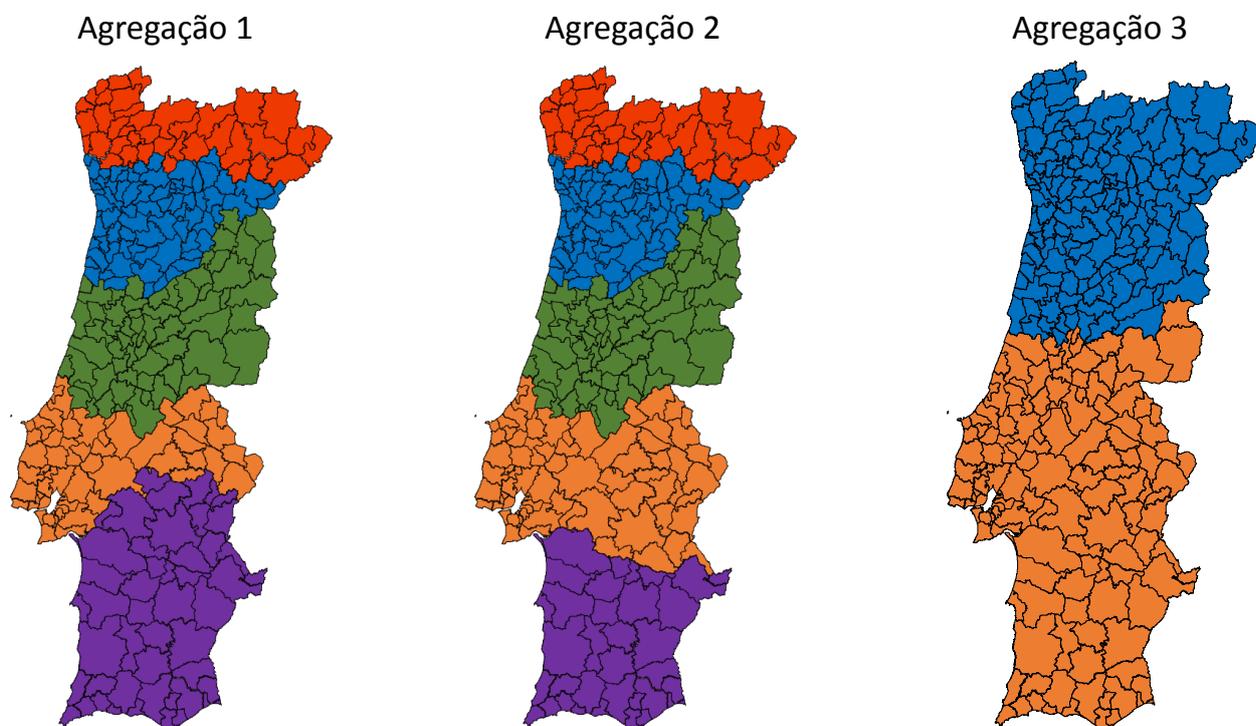
A análise econométrica efetuada permitiu validar um modelo simplificado para o apuramento da eficiência da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, no qual os custos variam consoante o número de clientes e a inversa da densidade populacional.

O valor dos postos de transformação, em quantidade, foi utilizado na alocação dos custos não específicos, que em grande parte diziam respeito a custos operacionais.

O quarto e último passo deste processo corresponde à delimitação territorial, propriamente dita, de forma a propor áreas territoriais uniformes tanto em termos de custos unitários, como de eficiência, que sejam próximas geograficamente e que respeitem o limite mínimo de 600 mil clientes em termos de dimensão.

Deste exercício resultam três propostas de delimitação territorial que respeitam estas condições, representadas na figura seguinte.

Figura 1-1 – Propostas de agregação territorial



Cada área proposta apresenta um conjunto de vantagens e desvantagens, resumidas no quadro seguinte, pelo que o processo de consulta pública é essencial para determinar em definitivo, as delimitações territoriais para os procedimentos concursais em causa.

Quadro 1-1 – Vantagens e desvantagens das várias propostas apresentadas

	Homogeneidade custos	Homogeneidade eficiência	Homogeneidade dimensão	Dimensão mínima garantida	Proximidade entre concedente e concessionários
Agregação 1	-	+	+	+	+
Agregação 2	+	+	-	-	+
Agregação 3	+	+	+	+	-

2 ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação em vigor, a atividade de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Português, em particular, no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis:

- A concessão da Rede Nacional de Distribuição (RND) é atribuída, mediante contrato outorgado pelo Ministro da Economia e da Inovação, em representação do Estado. Esta compreende a rede de distribuição em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão) e corresponde a uma única concessão exercida em regime de exclusividade;
- As concessões das redes de BT (Baixa Tensão) são atribuídas mediante contratos outorgados pelos órgãos competentes dos respetivos municípios. Desta forma, a atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) em Portugal Continental é um direito exclusivo dos municípios. Este facto emana do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, que decretou que a distribuição de energia elétrica em BT no Continente compete aos municípios, os quais podem exercer a atividade em regime de exploração direta ou em regime de concessão.

De acordo com o previsto no normativo legal *supra* referido, a atividade distribuição de energia elétrica em BT no Continente foi atribuída pelos municípios à Eletricidade de Portugal (EDP), tendo sido, entretanto, a concessão desta atividade sido transferida para a EDP Distribuição, 100% detida pela EDP. Excetuam-se pequenas áreas que já se encontravam concessionadas a operadores de reduzida dimensão.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, os contratos de concessão atribuídos previamente ao diploma mantêm-se na titularidade das respetivas concessionárias, até ao seu termo, que decorre da aplicação do prazo legal em vigor (20 anos). Os contratos de concessão celebrados entre os municípios e a EDP D têm o seu termo desencontrado, entre 2016 e 2026, sendo que a maioria dos contratos termina entre 2021 e 2022. O mesmo desencontro ocorre com os contratos de concessão celebrados com os pequenos operadores. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, define que as concessões de distribuição em BT são atribuídas pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios na sequência da realização de concurso público.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, veio aprovar os princípios gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão. Este

normativo legal veio estabelecer que cada procedimento concursal tem uma área territorial delimitada nos termos previstos no próprio normativo. Nomeadamente, a definição da área abrangida por cada procedimento observa o princípio da coerência territorial e a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial para cada procedimento concursal. Esta definição pertence aos órgãos competentes dos municípios ou entidades intermunicipais sob proposta da ERSE elaborada com base em estudos técnicos e económicos.

No presente documento apresenta-se a proposta de delimitação territorial estabelecida pela ERSE, bem como, as análises desenvolvidas para sustentar a definição da atual proposta.

2.1 OBJETIVOS DO ESTUDO

A existência de uma proposta de delimitação territorial estabelecida pela ERSE constitui um instrumento de elevado relevo para o desenvolvimento da atividade de distribuição de eletricidade em BT, dado que os contratos associados às diferentes concessões estão a cessar e os municípios deverão optar entre a gestão direta ou a concessão da rede de distribuição de eletricidade em BT. No caso da opção pela concessão, os municípios terão de decidir pelo lançamento do concurso da concessão integrado na delimitação territorial definida pela ERSE ou apresentar uma decisão alternativa nos termos legalmente previstos.

O presente estudo de definição das áreas territoriais para o procedimento concursal de exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão, de ora em diante designado por *estudo*, está enquadrado pela Lei n.º 31/2017 e pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro: i) o primeiro estabelece os princípios e as regras que deverão respeitar a definição das áreas territoriais, servindo esta Lei de guião para a realização do presente estudo e ii) o segundo estabelece os prazos para a apresentação do estudo.

Neste sentido, o objetivo principal do estudo compreende a definição de áreas territoriais tendo por referência as entidades intermunicipais, correspondentes às NTUS III.

Recorde-se que a Lei n.º 31/2017 refere que a concessão municipal para a distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) e o respetivo procedimento de concurso público deve obedecer a um conjunto de princípios. De seguida, são elencados os princípios referidos no n.º 2 da Lei n.º 31/2017, que têm um impacto direto no presente estudo:

- a) Salvaguarda da **neutralidade financeira** para os consumidores de eletricidade e para o Orçamento do Estado;
- b) Promoção da **eficiência económica** e das condições de desempenho eficaz do **sistema objeto da concessão**, salvaguardando a qualidade e abrangência do serviço público atualmente prestado como mínimo a assegurar;
- c) Promoção da **coesão territorial** quanto à **sustentabilidade das concessões** e ao nível de qualidade do serviço prestado;
- d) Salvaguarda **da uniformidade tarifária** no país;
- e) **Nivelamento** das condições estruturais de desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica, nomeadamente em termos de **custos e de incremento dos padrões de qualidade** do fornecimento do serviço público;
- f) ...;
- g) **Garantia de inexistência de custos acrescidos** a repercutir nos consumidores, designadamente através das tarifas de uso de redes, ou em custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, decorrentes da aplicação e adoção do novo modelo concursal.

Os princípios gerais consagrados no normativo legal *supra* referido, que enquadram a realização do estudo, pressupõem dois outros objetivos complementares para a sua realização:

1. A garantia de que a realização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT nas áreas territoriais propostas não ponha em causa a eficiência económica e seja neutra financeiramente face à situação atual;
2. A promoção da homogeneidade entre áreas, de forma a garantir a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrico em BT e o princípio da uniformidade tarifária.

Estes dois últimos objetivos constituem outros tantos desafios no processo de determinação das áreas territoriais para os procedimentos concursais.

Importa sublinhar que a análise efetuada no presente documento se foca no médio e no longo prazo, no pressuposto de que o objeto da avaliação do estudo é a definição de áreas territoriais economicamente eficientes e homogéneas entre si, em condições de normal operação da atividade.

Consequentemente, não estão contempladas no estudo questões associadas ao processo de mudança do atual paradigma, em que a gestão da atividade de distribuição em BT é em grande medida centralizada

numa única empresa que opera a nível nacional, para um novo paradigma de descentralização da atividade em áreas de menor dimensão.

Assim, os potenciais impactes económicos, de maior dimensão no curto e no médio prazo, decorrentes da transferência da operação para outras concessionárias não são aqui contemplados. Sinteticamente, esses impactes podem ser agrupados em dois grupos, consoante estejam associados:

- À entrada numa(s) área(s) de concessão e distribuição de energia elétrica em BT de uma nova concessionária, isto é, associados ao arranque e desenvolvimento da atividade por uma nova empresa;
- À transferência de direitos e obrigações, regulatórios, contratuais ou ainda de recursos humanos, da atual concessionária, para a(s) nova(s) concessionária(s).

Estes impactes dependem de múltiplos fatores, que deverão ser ponderados nos diferentes passos subsequentes à delimitação das áreas territoriais para o procedimento concursal em causa, designadamente: i) na definição do programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo, ii) na atribuição das concessões propriamente ditas e, finalmente, iii) na regulação das concessionárias.

2.2 DESAFIOS

2.2.1 EFICIÊNCIA ECONÓMICA

O primeiro desafio do estudo é a garantia de que as áreas definidas promovam a eficiência económica da atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

Atualmente, como se observa nas seguintes figuras, a grande maioria da atividade de distribuição em Portugal está concentrada numa única empresa (a EDP Distribuição), que opera em todas as concessões de distribuição de energia elétrica em BT, isto é, em 278 municípios, distribuindo energia para 99,5% dos pontos de entrega nacionais, o que corresponde a 6 065 070 pontos de entrega. Existem outras dez entidades, que estão presentes em oito concelhos e distribuem 0,5% dos pontos de entrega (correspondendo a 30 972 pontos de entrega).

Assim, atualmente, a atividade de distribuição de energia elétrica em BT em Portugal continental é, de um modo geral, centralizada num único operador de grande dimensão.

Figura 2-1 – Mapa de Municípios



Figura 2-2 – Mapa de concessões atribuídas



Legenda: a castanho as áreas concessionadas à EDP Distribuição, a verde as áreas concessionadas aos 10 operadores de menor dimensão.

Fonte: ERSE.

Ao ter como referência as entidades intermunicipais, ou comunidades intermunicipais (CIM)⁵, o processo concursal para a redefinição das áreas de concessão da distribuição de energia elétrica em BT, levará à diminuição da dimensão da atividade de distribuição.

Importará, assim, garantir que, com a passagem para dimensões de negócio mais reduzidas, se consiga manter a eficiência económica, não onerando os consumidores.

⁵ Em Portugal continental existem 23 CIM que correspondem às NUTS III.

Figura 2-3 – Mapa de Comunidades

Intermunicipais

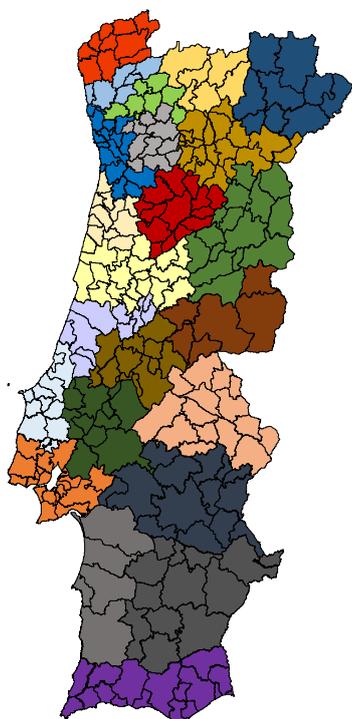


Figura 2-4 – Novo Mapa



Fonte: ERSE.

O risco de se comprometer a eficiência económica com a passagem para áreas de concessão de dimensão inferior, deve-se ao facto de a atividade de distribuição de energia elétrica em BT se caracterizar por ter uma função custo subaditiva. No caso de uma empresa que apenas produz um bem ou presta um determinado serviço, a sua função de custo é subaditiva, isto é, é menos oneroso produzir um determinado bem ou prestar um determinado serviço com uma só empresa do que com duas ou mais empresas, condicionando-se assim estrutura do setor em causa⁶.

A propriedade da subaditividade da função custo é uma característica dos monopólios naturais⁷. Nestas circunstâncias, não é economicamente eficiente haver dois agentes a efetuarem esta atividade. Contudo, a subaditividade verifica-se para certos níveis produtivos ou de prestação de serviços, mas não para todo e qualquer nível.

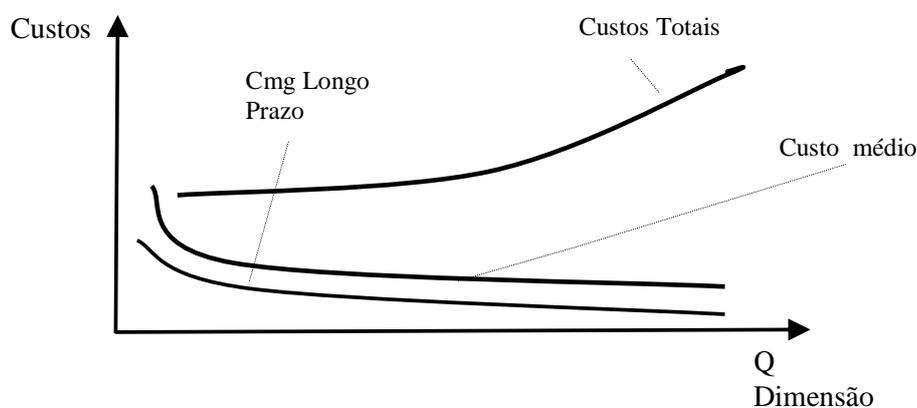
⁶ Para um dado nível de produção ou de prestação de serviços: $C(q) < \sum_{j=1}^k C(q^j)$ com $q = \sum_{j=1}^k q^j$, sendo k o número de empresas e C(q) a função custos da empresa para um determinado nível de produção ou de prestação de serviço, q.

⁷ Ver, por exemplo, Gaffard Jean-Luc, *Economie Industrielle et de L'Innovation*, 1990, Dalloz p19

A propriedade de subaditividade está indiretamente relacionada com os rendimentos crescentes à escala, ou seja, quando existe uma relação inversamente proporcional entre a dimensão da empresa e os custos por unidade produzida ou por serviço prestado.

Por outras palavras, até uma certa dimensão ótima, os custos médios decrescem com o aumento da atividade, uma vez que os custos marginais são decrescentes (a inclinação da curva de custos totais diminui com a atividade), tal como é representado na figura seguinte:

Figura 2-5 – Subaditividade da função custo na atividade de distribuição de energia elétrica



Fonte: ERSE.

No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, os custos por unidade distribuída (em €/kWh) tendem a decrescer com a dimensão do negócio, verificando-se ganhos à escala.

Estes conceitos são detalhados no capítulo 3.1. Neste contexto, o atual nível de custos da atividade de distribuição poderá não se manter após a redefinição da dimensão da atividade.

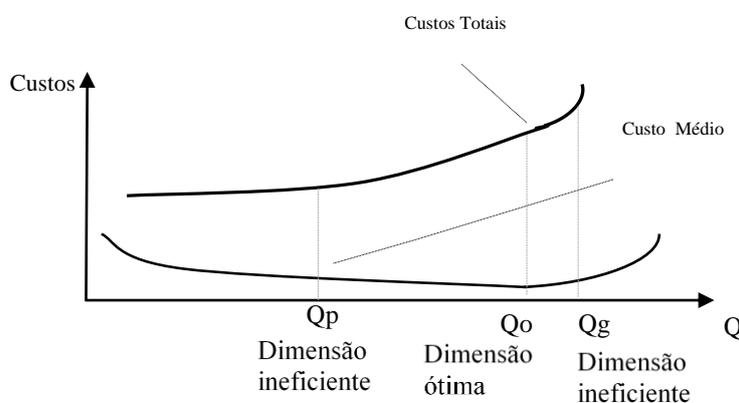
Registe-se que se tem verificado na principal empresa de distribuição de energia elétrica em BT uma centralização e, conseqüente, incremento da dimensão da atividade, o que poderá indiciar uma aparente procura de obtenção de ganhos à escala. Assim, no ano 2000, as empresas de distribuição de energia elétrica, EN, CENEL, SLE e LTE, fundiram-se, criando a EDP Distribuição. Por outro lado, tem-se igualmente observado uma diminuição do número das áreas operacionais desta empresa que passaram de 25 em 2011 para 21 em 2016.

Todavia, não é claro que o incremento constante da dimensão garanta a diminuição dos custos unitários, devido a questões como a perda de flexibilidade e de proximidade, entre outras. Aliás, tal como para a

subadividade, o efeito dos rendimentos crescentes à escala não se verifica, forçosamente, para toda e qualquer dimensão da atividade.

O desafio consiste, assim, em assegurar que o redimensionamento das concessões, tendo em consideração as entidades intermunicipais tal como indicado pela legislação em vigor, não compromete a eficiência económica, procurando identificar a dimensão mínima que garanta eficiência económica e que não resulte num incremento dos custos. A partir desta dimensão, situação ilustrada como o ponto “Qo” na figura seguinte, aumentar o nível de atividade deixa de gerar ganhos à escala.

Figura 2-6 – Identificação da dimensão ótima



Fonte: ERSE.

2.2.2 HOMOGENEIDADE ENTRE ÁREAS DE CONCESSÃO

Uma vez encontrada a dimensão mínima que não ponha em causa a eficiência económica da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, interessa definir a delimitação territorial de cada área. Neste processo, o desafio consiste em garantir a homogeneidade destas áreas e, consequentemente, a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade e o princípio da uniformidade tarifária, mais precisamente consiste em definir critérios de agregação territorial que, ao mesmo tempo respeitam a proximidade territorial, permitem diminuir diferenças de desempenho entre áreas (procurando atingir níveis de eficiência semelhantes) e diminuir diferenças de custos (procurando obter níveis de custos unitários semelhantes).

A promoção da homogeneidade entre delimitações territoriais para a realização de atividade de distribuição em BT potencia, igualmente, a existência de uma pluralidade de entidades interessadas em concorrer às diversas delimitações territoriais, contribuindo assim para o sucesso deste processo.

Ao nível micro, as concessões apresentam realidades bastante dispersas. Considerando, por exemplo, a dimensão demográfica existem grandes diferenças tal como se pode observar nas seguintes figuras: 48% dos municípios têm menos de dez mil clientes, 76% têm menos de vinte cinco mil clientes, e 91% têm menos de cinquenta mil clientes.

Figura 2-7 – Clientes por município

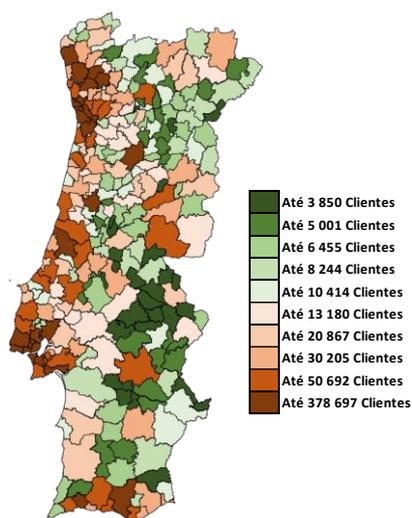
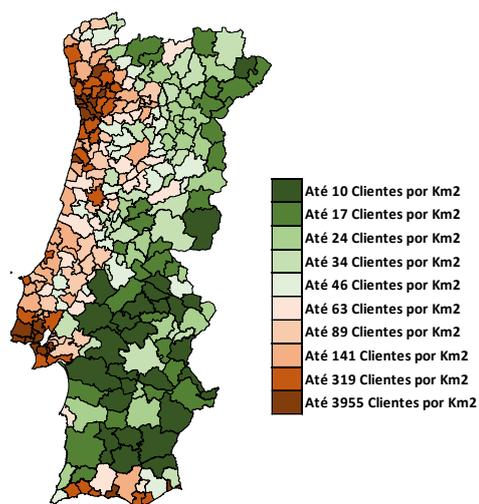


Figura 2-8 – Clientes por Km²



Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

É patente a existência de duas áreas distintas em termos demográficos, por um lado, o litoral norte e centro e o litoral algarvio, por outro, o interior do país e o litoral sul. A primeira área apresenta uma grande concentração demográfica e a segunda uma baixa concentração.

Para além da demografia, existe um conjunto vasto de outros indicadores, económicos ou geográficos, que também pode justificar as condicionantes técnicas e económicas da atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

Nas figuras seguintes apresentam-se o indicador geográfico (topografia) - altura máxima - e um indicador económico – VAB per capita – por CIM⁸.

⁸ As legendas representam uma agregação das diferentes comunidades considerando os valores dos percentis 20, 40, 60, 80 e 100.

Se for considerado o indicador topográfico observa-se a existência de duas zonas (Norte e Sul) divergentes ao nível do relevo topográfico da cada região, sendo o Norte mais montanhoso e o Sul mais plano. Estas características geográficas poderão impactar nas características da rede de distribuição e nos respetivos custos operacionais.

No que diz respeito o indicador económico, VAB *per capita*, observa-se claramente uma dicotomia entre o litoral e o interior do continente português, tal como se verificava para os fatores demográficos.

Todavia, estes indicadores nem sempre são de fácil obtenção como o são os indicadores demográficos, designadamente para níveis de desagregação como os concelhos ou como as NUTS III, podendo, igualmente, não serem de fácil tratamento estatístico ou até fiáveis para níveis de desagregação territorial elevados, em particular no caso dos indicadores económicos.

Registe-se que o fator demográfico, de fácil obtenção mesmo para áreas territoriais bastante desagregadas, internaliza em si mesmo vários fatores económicos e geográficos, o que é perceptível no facto das áreas de maior densidade serem igualmente as que se situam em zonas de menor relevo e com VAB *per capita* mais elevado.

Figura 2-9 – Altura Máxima por CIM

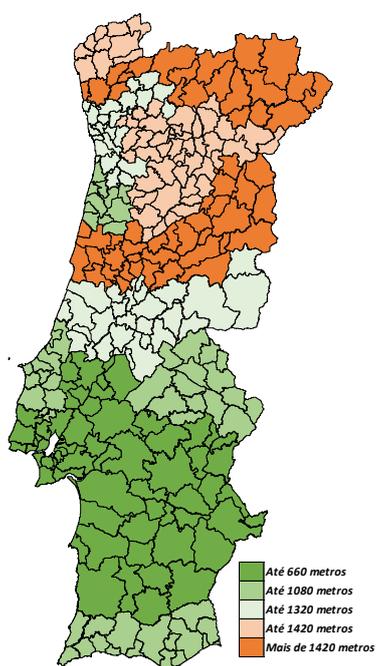
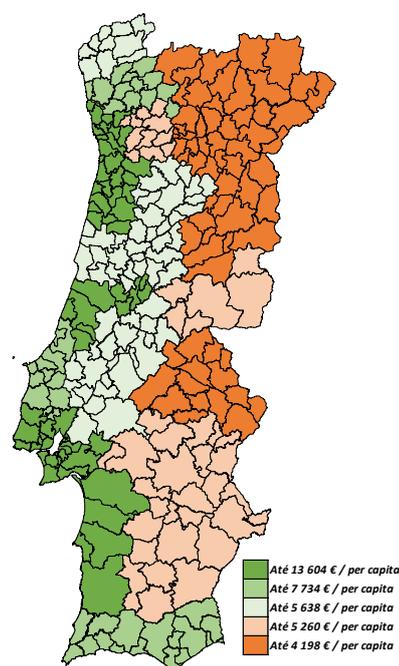


Figura 2-10 – VAB per capita por CIM



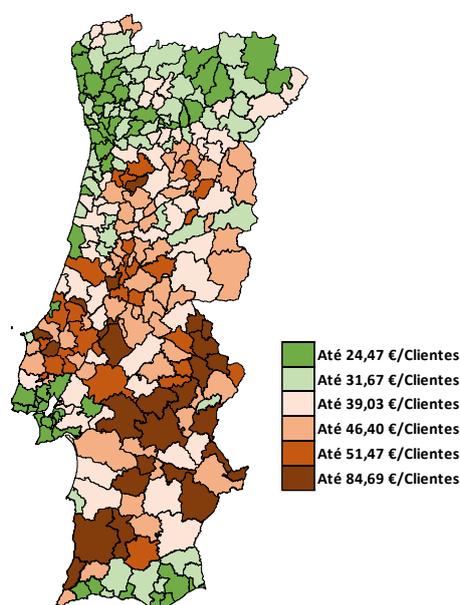
Fonte: PORDATA / ERSE.

A dispersão de características geográficas e demográficas tem impacte ao nível dos custos da atividade de distribuição em BT.

Neste ponto, a problemática da alocação dos custos por área territorial ainda não será aprofundada, pelo que é apresentado o impacto dessas características, a título meramente exemplificativo, para os custos com os investimentos de cada concessão, não incluindo os custos com os investimentos não específicos a uma determinada concessão, nem os custos operacionais. Relativamente a este aspeto, note-se que, ao contrário dos custos operacionais, os custos com os investimentos são, em grande parte, diretamente alocáveis a cada concessão.

A figura seguinte mostra uma elevada heterogeneidade, por concessão do CAPEX⁹, isto é, dos custos com os investimentos.

Figura 2-11 – Capex por Cliente, por Município (dados 2016)

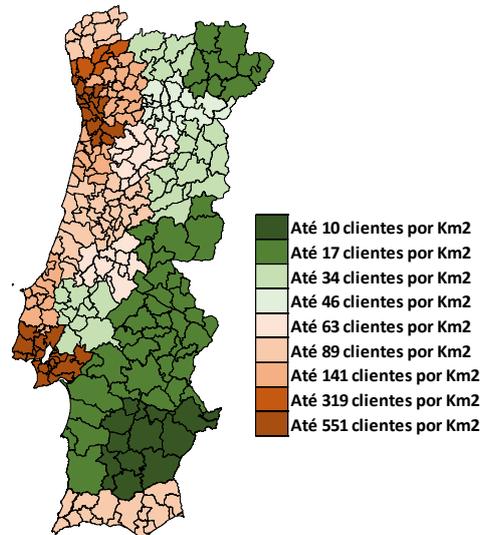


Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

As diferenças observadas ao nível demográfico entre áreas, quando o nível de agregação é dado pelos municípios, esbatem-se quando se considera um nível mais agregado de concessões, utilizando, por exemplo, as CIM:

⁹ Capital Expenditure. O conceito de CAPEX aqui considerado é o económico, que sustenta o cálculo tarifário. Neste quadro concetual, o Capex resulta da soma das amortizações dos ativos afetos à concessão e da remuneração desses ativos, líquidos de amortizações e participações. Esta remuneração é efetuada a uma taxa definida pela ERSE, que reflete o custo de capital da atividade.

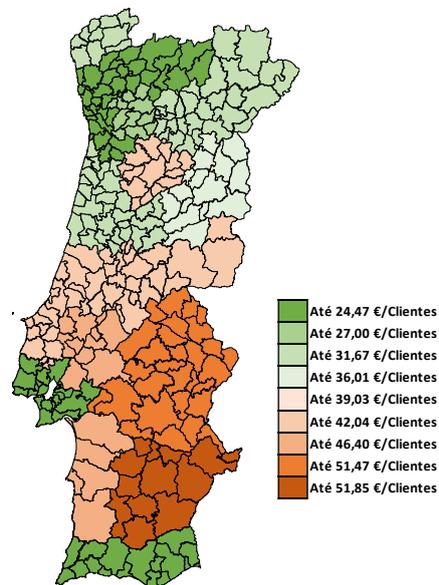
Figura 2-12 – Clientes por Km², por CIM



Fonte: PORTDATA/ERSE.

Como seria de esperar, as áreas tornam-se mais homogêneas entre si quando são agrupadas. Tal verifica-se, obviamente também, ao nível dos custos. Assim, se se considerarem as CIM, as diferenças observadas ao nível dos municípios para os custos com os investimentos esbatem-se:

Figura 2-13 – Capex por Cliente, por CIM (dados 2016)



Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

A garantia da homogeneidade entre áreas é reforçada com a agregação das mesmas, incluindo, assim, dentro de cada área, subáreas bastante heterogêneas entre si. Se for tido em conta, por exemplo, o fator demográfico, a agregação deverá ser efetuada para que cada área concursal incorpore concessões localizadas no litoral em conjunto com concessões do interior. Desta forma, a concretização do objetivo da harmonização das diferentes áreas concursais implica a predominância de uma perspetiva de latitude em detrimento de uma perspetiva de longitude do território português.

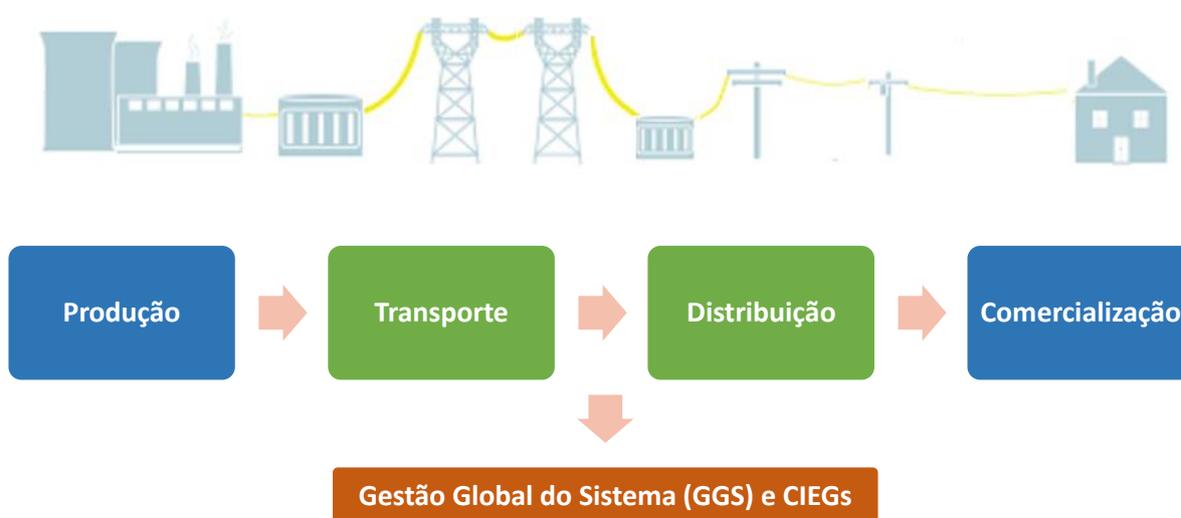
2.2.3 PONTO DE PARTIDA: CARATERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO À DATA

ENQUADRAMENTO

De modo a garantir que o processo de definição das áreas territoriais não resulta em perdas de eficiência económica e seja neutro financeiramente, isto é, não resulte num acréscimo de custos face à situação atual da atividade de distribuição de energia elétrica, importa conhecer essa situação, designadamente em termos de custos, e a sua tendência de evolução.

Como introdução, devem enquadrar-se previamente os custos da atividade de distribuição de energia elétrica no contexto dos custos totais de energia elétrica pagos pelos consumidores. Estes custos decorrem da estrutura organizacional das diversas atividades do setor elétrico, destacadas na seguinte figura:

Figura 2-14 – Atividades do Setor Elétrico Nacional (SEN)



Fonte: ERSE.

A energia elétrica paga pelos consumidores recupera um conjunto de custos associados às atividades acima apresentadas, os quais podem ser agrupados em três grandes rúbricas:

1. Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG);
2. Custos com a produção de energia elétrica e custos com a comercialização;
3. Custos com as infraestruturas de redes, transporte e distribuição de energia elétrica.

Os CIEG são custos enquadrados por legislação, que tanto podem englobar remunerações garantidas aos produtores (com CAE, enquadrados pelo regime dos CMEC, PRE com remuneração garantida¹⁰), como a promoção da uniformidade tarifária com as Regiões Autónomas, materializada na metodologia de convergência tarifária, ou ainda as rendas das concessões em BT. No caso das remunerações garantidas aos produtores, os montantes recuperados pelas tarifas de UGS correspondem ao diferencial entre as receitas obtidas pela venda da energia elétrica produzida por estes produtores no mercado grossista e os montantes a receber por estes produtores para garantir a remuneração estabelecida legalmente.

A ERSE não tem, de um modo geral, competências para regular estes custos, que são recuperados, com exceção das rendas das concessões em BT, através das tarifas de Uso Global do Sistema. Para além dos CIEG, estas tarifas recuperam igualmente a atividade de Gestão Global de Sistema que engloba todas as funções desempenhadas pelo operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) com vista a assegurar a correta operação do sistema elétrico nacional¹¹.

Todavia, os CIEG representam a quase totalidade dos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas de Uso Global do Sistema.

Quanto aos custos com a produção de energia elétrica (a montante da cadeia de valor) e com a comercialização (a jusante da cadeia de valor), estes dependem das regras de mercado. O papel da ERSE, em conjunto com a Autoridade da Concorrência, é de monitorização destes mercados, sem interferir nos

¹⁰ CAE – Contratos de Aquisição de Energia não cessados, referentes à central a carvão do Pego (Tejo Energia) e à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás); CMEC – Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro; PRE Produtores em regime especial com remuneração garantida, no âmbito da alínea b) do número 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

¹¹ Entre outras, as funções do operador da RNT desenvolvidas no âmbito desta atividade são de assegurar o funcionamento do mercado de serviços de sistema, a definição do programa anual de indisponibilidades dos centros electroprodutores, a definição do programa diário de exploração ou ainda o apoio ao Estado Concedente não âmbito das questões da segurança de abastecimento.

preços ali praticados. Esta abordagem, principalmente *ex-post*, visa assegurar que estes mercados sejam eficientes, não se verificando práticas anti concorrenciais distorcidas do seu correto funcionamento.

Os custos com as infraestruturas de redes são custos das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica. Uma vez que estas atividades são monopólios naturais, não é economicamente eficiente que sejam remuneradas através de preços definidos em mercado, pelo que os seus custos, que podem ser recuperados pelas tarifas, chamados de proveitos permitidos, são definidos pela ERSE. Neste caso, aplica-se uma abordagem principalmente *ex-ante*, plasmada nos regulamentos publicados pela ERSE, em particular no Regulamento Tarifário, bem como nos diferentes documentos que acompanham as tarifas, justificando-as.

Esta abordagem, assente na promoção da eficiência económica, tem permitido que o peso dos proveitos permitidos com as atividades diretamente reguladas pela ERSE, principalmente relacionadas com o uso das infraestruturas de rede, na fatura de energia elétrica dos portugueses tenha diminuído ao longo do tempo, como evidencia a figura seguinte.

Figura 2-15 – Estrutura dos custos do setor elétrico*, pagos pelos consumidores, por atividade



Fonte: ERSE.

*Custos totais do setor, incluindo o mercado regulado e o mercado liberalizado. Redes incluem rendas das concessões.

Assim, nas tarifas de energia elétrica em 2018, os custos com redes representam cerca de 21,0% dos custos totais recuperados por estas tarifas, enquanto nas tarifas de 2003 estes custos representavam 32,9%. Em contrapartida, os custos recuperados pela tarifa UGS representavam 5,9%, enquanto em 2018 representam 33,8%.

2.2.4 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

2.2.4.1 METODOLOGIAS REGULATÓRIAS

PRINCÍPIOS GERAIS

Tal como referido no ponto anterior, a ERSE é responsável por definir os rendimentos das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica recuperados através das tarifas, designados de proveitos permitidos. Estes rendimentos visam permitir às empresas disporem de recursos suficientes para desempenharem as suas atividades, designadamente:

- Cobrirem os custos operacionais considerados eficientes pela ERSE;
- Investirem em novas infraestruturas ou remodelarem as atuais, quando necessário.

Assim, os proveitos permitidos são definidos a partir de uma análise ao contexto em que a atividade de distribuição em BT é desenvolvida, refletindo-se numa avaliação criteriosa dos custos operacionais e de investimentos necessários para a realização da atividade.

A definição dos proveitos permitidos é um processo anual que considera os objetivos e as regras definidos para a atividade regulada num período plurianual, o período regulatório que atualmente tem uma duração de três anos. Num contexto de promoção da eficiência económica, os objetivos definidos para a atividade podem abarcar tanto a diminuição dos custos operacionais e a racionalização dos investimentos, como a promoção da qualidade de serviço ou ainda a inovação. Para além destes objetivos, é igualmente definida para o período regulatório a metodologia de cálculo da taxa de remuneração do ativo implícita no valor dos proveitos permitidos, sendo que esta metodologia reflete o custo de capital das atividades reguladas. O conjunto de metas a atingir, quantificadas, bem como a taxa de remuneração dos ativos constituem os parâmetros regulatórios, publicados no início de cada período de regulação.

Na regulação por incentivos não existe, assim, uma correspondência exata entre o nível de custos da empresa e os proveitos permitidos. A capacidade da empresa conseguir atingir as metas definidas pelo regulador com mais ou menos custos dependerá do seu desempenho, pelo que a regulação aplicada é chamada uma regulação por “incentivos”.

O desempenho da empresa regulada durante o período regulatório, designadamente a aderência entre os custos reais e as metas estabelecidas ou ainda o nível de qualidade de serviço alcançado e o objetivado,

bem como a evolução do contexto económico e financeiro são tidos em conta no final do período regulatório aquando da definição de novos parâmetros regulatórios. Nesta avaliação, os resultados atingidos pela empresa são partilhados com os consumidores.

Em suma, embora a ERSE procure assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, tal não implica que a entidade reguladora garanta uma taxa de rentabilidade. Com aplicação da regulação por incentivos, cada empresa obterá numa remuneração efetiva superior ou inferior à remuneração definida pela ERSE para os ativos regulados, aquando do cálculo dos proveitos permitidos, consoante o seu desempenho real.

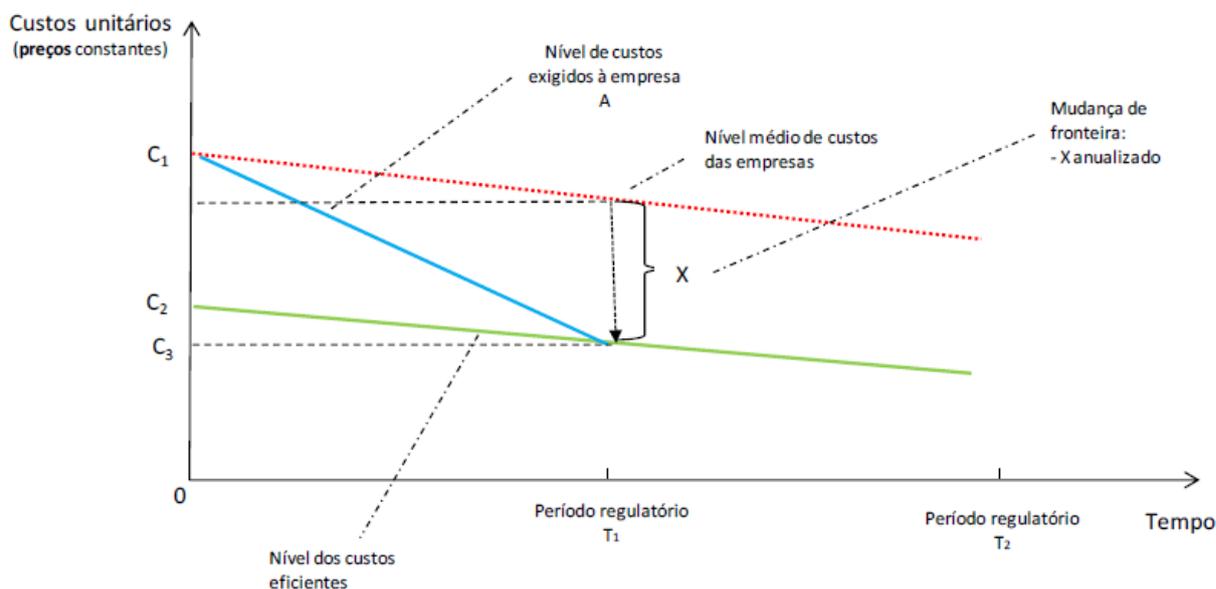
No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, a regulação por incentivos aplicada é do tipo preço máximo, também conhecida por *price cap*.

REGULAÇÃO DO TIPO *PRICE CAP*

Uma metodologia de apuramento dos proveitos permitidos por *price cap* implica que se defina, à partida, um rendimento máximo que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um fator eficiência (parâmetro X) previsto pela ERSE (denominado de metas de eficiência). Desta forma, no quadro da metodologia regulatória do tipo *price cap*, uma base de custos é definida no início do período regulatório, que corresponderá ao nível de rendimentos permitidos, à partida, associados aos custos do desenvolvimento da atividade.

Especificamente, a aplicação da metodologia tipo *price cap* concretiza-se com a definição de uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas (denominada de componente ou parcela fixa) e uma ou mais parcelas ou componentes indexadas (logo, variáveis) à evolução dos indutores de custos (variáveis físicas) que refletem a evolução a atividade. No início de cada período regulatório, são aplicados as metas de eficiência (fator X) sobre esta base de custo, levando à sua diminuição, em termos reais, ao longo do período regulatório. No final do período regulatório, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de custos apresentado pelas empresas. A figura seguinte sintetiza a aplicação da metodologia *price cap*.

Figura 2-16 – Definição dos rendimentos permitidos através da metodologia regulatória *price cap*



Fonte: ERSE, 2010.

REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BT

Apesar das diversas alterações ocorridas ao nível da EDP Distribuição provocadas pela organização do próprio setor, designadamente, o *unbundling* e a integração ao nível do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), a metodologia de regulação desta atividade manteve-se na sua essência, embora com particularidades na forma de aplicação.

Até 2011, a metodologia em causa foi do tipo *price-cap* aplicada ao TOTEX (custos totais, isto é, custos com os investimentos e custos operacionais), mais precisamente ao OPEX, incluindo metas de eficiência, e ao CAPEX, sem aplicação de metas de eficiência. Adicionalmente foram criados os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites à posteriori em sede de ajustamentos) e à promoção de desempenho ambiental (aceites à priori e ajustado ao fim de dois anos).

No período de regulação 2009-2011, embora se mantivesse uma regulação do tipo *price-cap*, saíram da base de custos sujeita a metas de eficiência, os custos com as rendas de concessão e os custos ocorridos no âmbito de programas de reestruturação de efetivos¹².

¹² Os programas de reestruturação de efetivos constituem planos de ação para impulsionar uma redução do número de trabalhadores afetos ao quadro da empresa através de processos de despedimento, pré-reformas e reformas antecipadas. Estes processos implicam custos associados a indemnizações e encargos associados ao pagamento das reformas. No caso da EDP D, estes custos referem-se ao Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e ao Programa de ajustamento de efetivos

No período de regulação 2012-2014, e como forma de reduzir custos operacionais sem sacrificar os investimentos da empresa, a metodologia utilizada alterou-se, passando o CAPEX a ser aceite em base anual, continuando o OPEX a estar sujeito à metodologia do tipo *price cap*. Neste novo cenário, a metodologia aplicada ao CAPEX é do tipo *rate-of-return*, isto é, o ativo líquido de amortizações e participações é remunerado a uma taxa definida pelo regulador e conhecida à partida pelas empresas.

Para além da componente fixa, os indutores de custos considerados foram: energia distribuída, energia injetada e número de clientes. Os investimentos enquadrados no conceito de redes inteligentes passaram a ter um tratamento diferenciado, reconhecendo-se um prémio na remuneração destes ativos em contrapartida da exigência de uma maior eficiência operacional. Adicionalmente, introduziu-se a limitação do investimento excessivo, de modo a vincular o operador da rede de distribuição a um nível máximo de investimento no período regulatório.

Para o período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, continuando o CAPEX a ser aceite em base anual. Nesse período, o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes passou a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e tinha uma duração de 6 anos. Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixou de haver separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional e o prémio na taxa de remuneração. O montante deste incentivo depende da avaliação de projetos realizada pela ERSE de acordo com os critérios definidos e está limitado a um determinado nível fixado pelo regulador para o período de aplicação. No período 2015-2017, a ERSE manteve o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor no período regulatório anterior e introduziu alterações ao incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

No início do período de regulação, 2018-2020, a principal alteração introduzida prendeu-se com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Neste último período regulatório eliminou-se o mecanismo de controlo do investimento excessivo.

Esta alteração ao nível da BT foi motivada pela ideia de que a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *rate-of-return*, aplicada ao CAPEX, em vigor nos dois últimos períodos regulatórios, poderia não

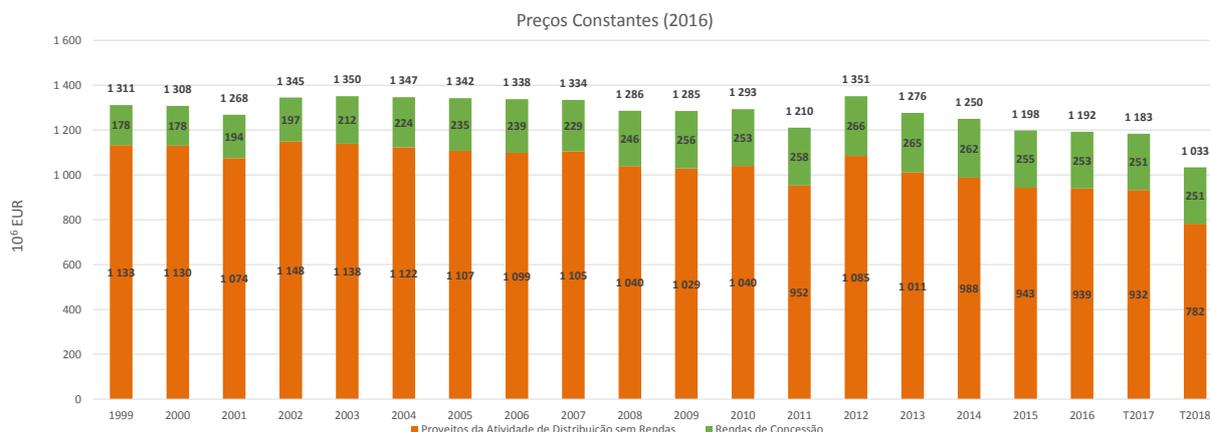
(PAE), pois os custos com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) já se encontravam fora de base de custos. Importa referir que os custos ocorridos aquando da constituição das provisões para fazer aos planos de reestruturação, foram recuperados em tarifas posteriormente.

incentivar a empresa a otimizar as decisões de investimento. No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, a atomização dos seus investimentos torna a monitorização e respetivo acompanhamento dos investimentos um processo complexo, sobretudo considerando o quadro legal atual, em que o controlo e o escrutínio dos planos de investimento em infraestruturas (PDIRD) não abrangem a distribuição neste nível de tensão. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX, que incide igualmente no CAPEX, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico.

2.2.4.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

Os proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica têm vindo a reduzir-se desde o início da regulação económica desta atividade por parte da ERSE, a preços constantes, tal como demonstrado na figura seguinte¹³:

Figura 2-17 – Evolução dos proveitos da atividade de distribuição



Fonte: ERSE.

Esta redução de proveitos permitidos ocorreu em paralelo com um aumento progressivo da complexidade desta atividade, evidenciada, por exemplo, tanto em termos de extensão da rede de distribuição como em número de postos de transformação, como se pode ver de seguida para informação compilada desde 2002.

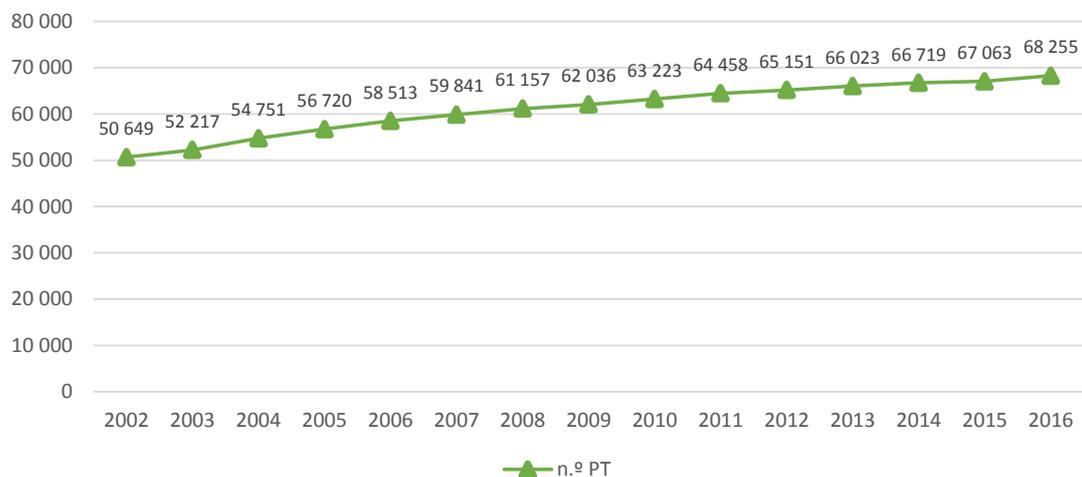
¹³ Os pagamentos associados às rendas de concessão estão enquadrados pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março.

Figura 2-18 – Extensão da Rede (Km)



Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

Figura 2-19 – Número de postos de transformação

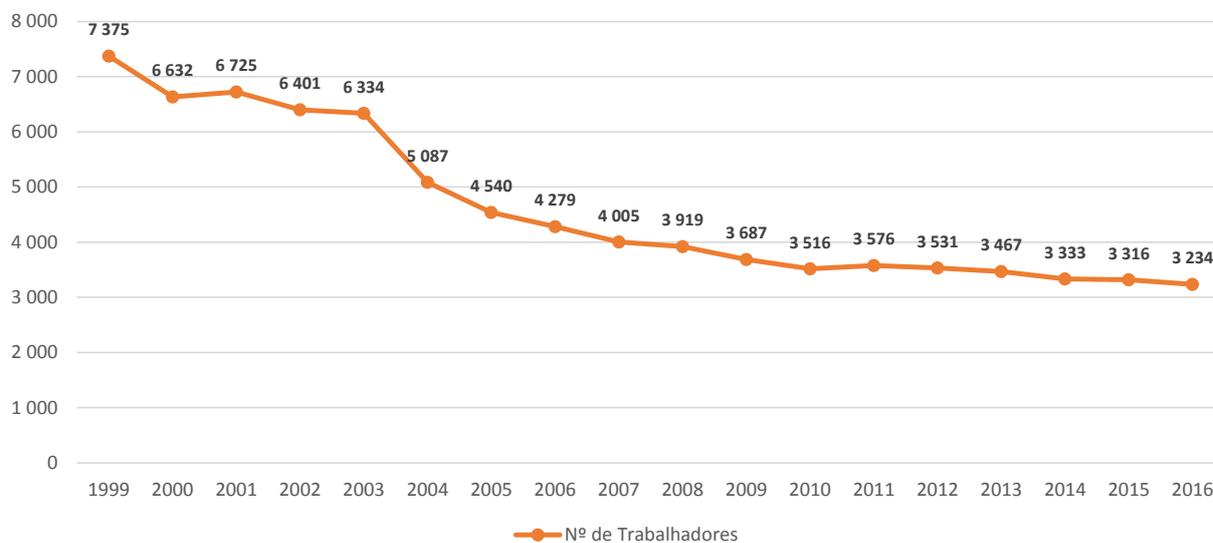


Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

Neste período registou-se uma racionalização do número de trabalhadores afetos à atividade de distribuição.

O principal operador estima que, à data de hoje, 1 759 colaboradores estarão afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em BT a nível nacional.

Figura 2-20 – Número de Colaboradores (apenas EDP D)

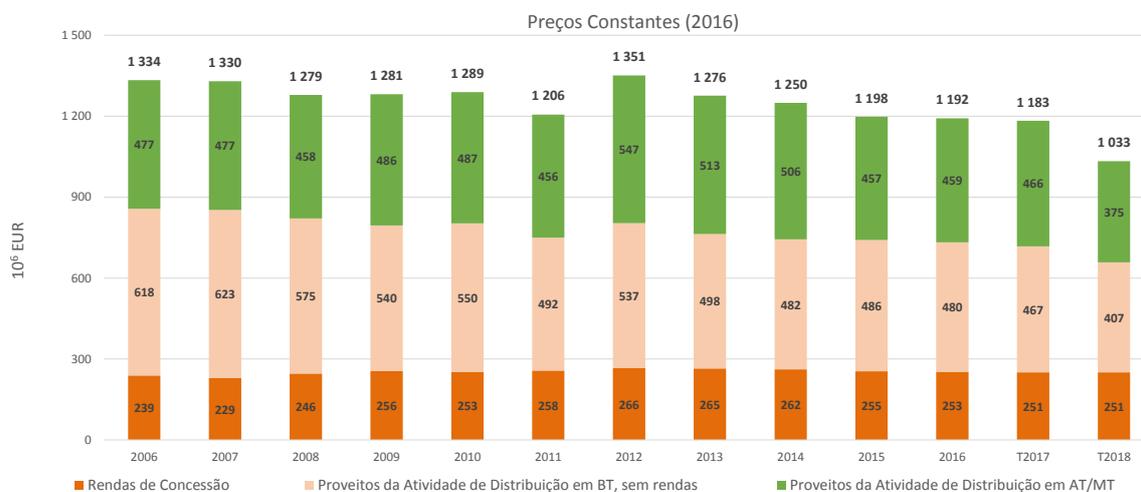


Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

Esta redução do número de trabalhadores foi, em parte, compensada pelo aumento do recurso ao *outsourcing* e, conseqüentemente, por um aumento do peso da rúbrica de fornecimentos e serviços externos. Todavia, no cômputo global, observou-se uma diminuição dos custos operacionais, que permitiu à empresa responder às metas de eficiência impostas pelo regulador, subjacentes aos proveitos permitidos.

Interessa também analisar a evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição, por nível de tensão.

Figura 2-21 – Proveitos permitidos por nível de tensão



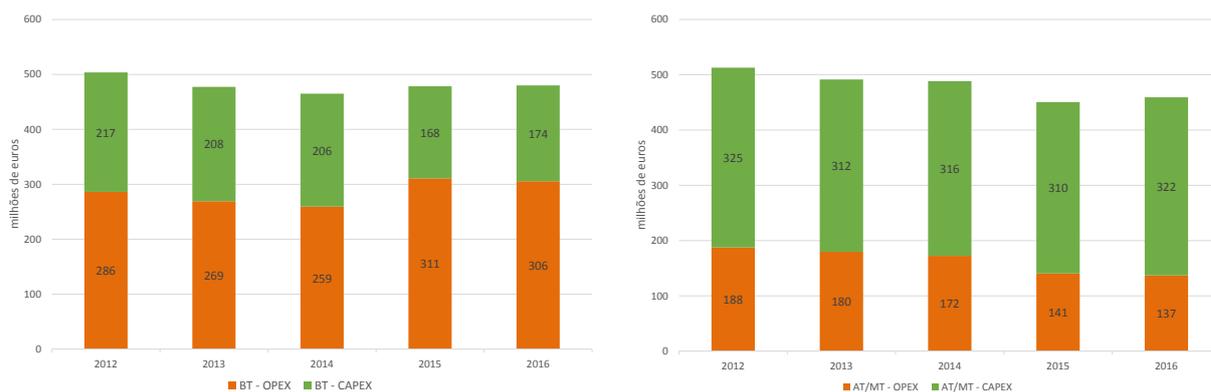
Fonte: ERSE.

Neste particular, importa igualmente analisar a estrutura de proveitos permitidos, a qual apresenta diferenças significativas por nível de tensão. Existe uma relação inversa entre os custos operacionais (OPEX), face aos custos de investimento (CAPEX) na AT/MT comparativamente com a BT:

- Em BT, o OPEX (excluindo rendas de concessão) representa quase dois terços do total dos proveitos permitidos, sendo o restante CAPEX;
- Em MT e AT, o OPEX representa apenas um terço, sendo os proveitos permitidos constituídos maioritariamente por CAPEX.

Além da atividade de BT ser mais exigente em custos de operação e manutenção, os seus ativos são, comparativamente, mais baratos, mais participados e encontram-se mais amortizados do que na atividade em AT e MT.

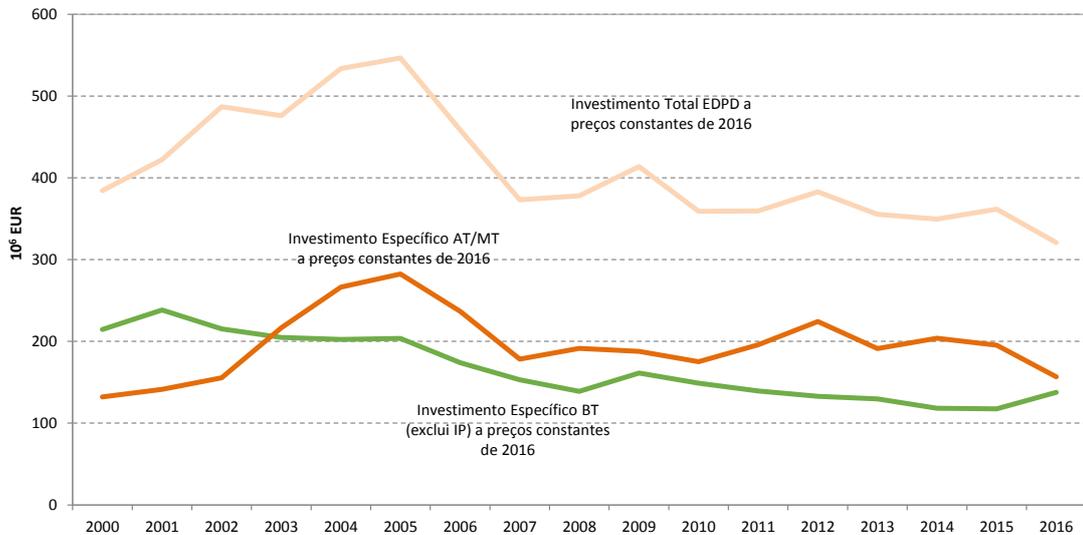
Figura 2-22 – Estrutura dos custos das atividades de distribuição em BT e em AT/MT



Fonte: ERSE.

Importa ainda analisar a evolução do investimento e da base de ativos associados a esta atividade. Observa-se que, após um esforço inicial de investimento, este tem-se vindo a estabilizar nos últimos anos, tanto nos investimentos nas infraestruturas em AT e MT, como nas infraestruturas em BT.

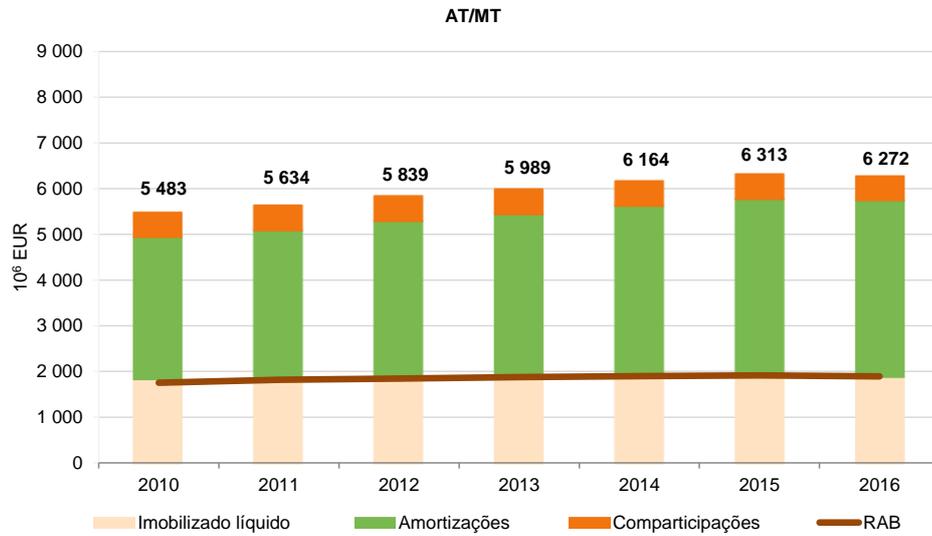
Figura 2-23 – Evolução do Investimento na Atividade de Distribuição



As figuras seguintes ilustram a tendência descrita anteriormente, com um valor de *Regulatory Asset Base*¹⁴ relativamente estável. Registe-se, no entanto, uma redução do peso do ativo líquido face ao ativo bruto, que poderá ser justificado com o facto do nível de investimento atual ser inferior ao verificado no passado, embora seja suficiente para repor o nível do imobilizado líquido. Note-se ainda que, tal como acima referido, apesar de o ativo bruto ser superior para a atividade de distribuição em BT, o ativo líquido neste nível de tensão é menor, uma vez que os ativos são mais antigos (encontram-se mais amortizados) e dispõem de participações mais elevadas.

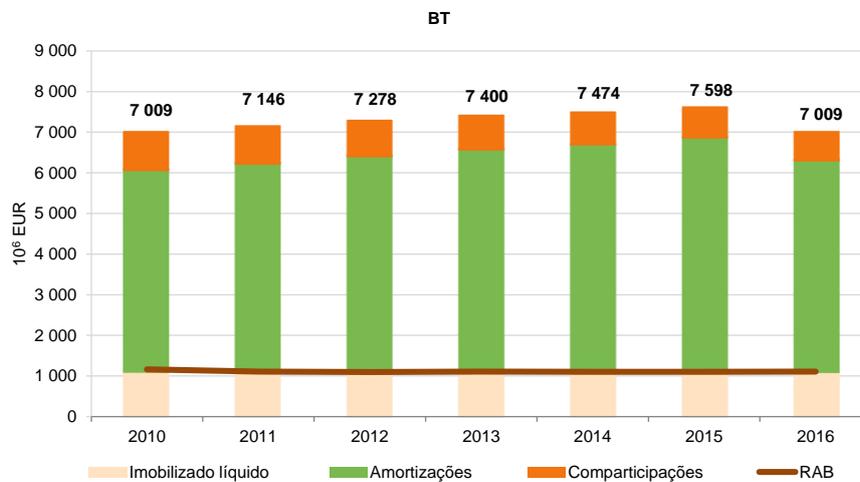
¹⁴ RAB, o qual representa o ativo líquido a remunerar para efeitos regulatórios.

Figura 2-24 – Evolução do Ativo em AT/MT



Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

Figura 2-25 – Evolução do Ativo em BT



Fonte: EDP Distribuição / ERSE.

Por fim, outro aspeto relevante na caracterização da atividade de distribuição consiste em analisar a evolução dos proveitos unitários, utilizando-se variáveis físicas associadas a esta atividade, como o número

de clientes e a energia distribuída. Ao longo do período em análise observa-se uma redução dos proveitos unitários, demonstrando a resposta da empresa às metas definidas pelo regulador¹⁵.

Figura 2-26 – Proveitos Unitários por cliente (preços constantes 2016)



Figura 2-27 – Nº de Clientes

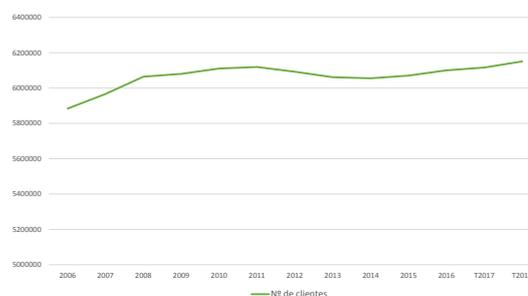


Figura 2-28 – Proveitos Unitários por energia distribuída (preços constantes 2016)

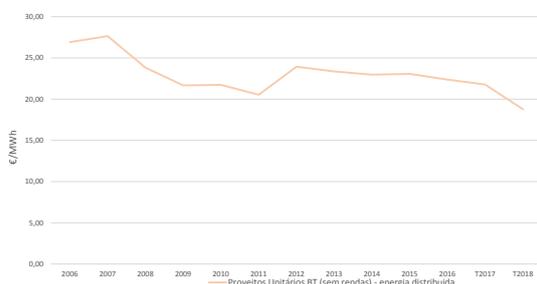
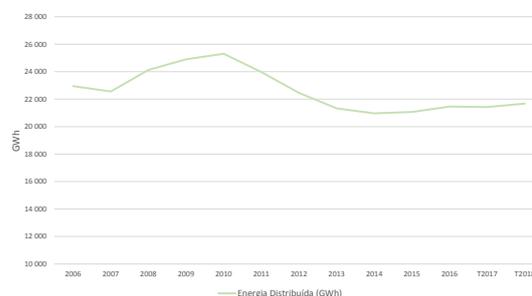


Figura 2-29 – Energia Distribuída (GWh)



Fonte: ERSE.

Para finalizar, registre-se que os documentos publicados anualmente pela ERSE no âmbito do processo de definição de tarifas do setor elétrico, contêm informação detalhada sobre as metodologias de cálculo dos proveitos permitidos, bem como sobre o desempenho da atividade de distribuição de energia elétrica¹⁶.

¹⁵ Embora em 2012 se tenha verificado um aumento dos proveitos unitários, pois para além do aumento verificado nos proveitos, ocorreu igualmente uma quebra no nível de consumo e no número de clientes, desde então os proveitos unitários têm vindo a decrescer.

¹⁶ A título de exemplo, os documentos associados ao processo tarifário para 2018 podem ser consultados aqui: <http://www.erse.pt/PT/ELECTRICIDADE/TARIFASEPRECOS/2018/Paginas/default.aspx>

3 DIMENSÃO DAS ÁREAS

3.1 METODOLOGIA SEGUIDA

Nos termos do atual enquadramento legal, a delimitação territorial para o procedimento de concurso público deve obedecer, entre outros, aos princípios de promoção da eficiência económica e salvaguarda da neutralidade financeira para os consumidores de eletricidade e para o Orçamento de Estado. O princípio da neutralidade financeira é reforçado pelo princípio de garantia de inexistência de custos acrescidos, também expresso no normativo legal. O processo de definição da delimitação territorial será sustentado na avaliação dos impactes no nível dos custos e da eficiência dos diferentes cenários de delimitação territorial.

No caso português, a distribuição de energia elétrica em BT é assumida por um único operador a nível nacional, a EDP Distribuição. Existem, no entanto, 10 operadores que atuam localmente, os quais assumem a distribuição de energia elétrica em baixa tensão em áreas limitadas geograficamente, mas que distribuem energia elétrica para um universo que representa apenas 0,5% dos consumidores em Portugal. Assim, a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é, de um modo genérico, uma atividade realizada por uma empresa, de grande dimensão, que cobre todo o território nacional.

Tal como referido anteriormente, o redimensionamento das concessões sem comprometer a eficiência económica, nem incrementar os custos, quando se tem por referência áreas territoriais de menor dimensão do que a atual, gera um desafio importante porque a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é um monopólio natural.

Acresce que este exercício insere um constrangimento adicional associado ao facto da informação disponível sobre a atividade de distribuição de energia elétrica em BT refletir uma realidade empresarial de âmbito nacional, que não tem uma correspondência exata com as concessões existentes.

Existem assim duas ordens de razão, conceituais e operacionais, que justificam que a definição da dimensão das áreas seja uma abordagem *top-down*, que determine qual a dimensão mínima, a partir da qual, o processo de definição das áreas operacionais não é gerador de ineficiências económicas.

O objetivo principal deste capítulo passa, assim, pela identificação da dimensão que permite minimizar o nível de custos associado ao desenvolvimento da atividade e maximizar o nível de eficiência apresentado

por essa dimensão. Assim, no presente estudo, a identificação da dimensão de suporte à definição das áreas foi realizada com os seguintes passos:

1. Análise da literatura científica por forma a compilar eventuais evidências de relação entre dimensão e eficiência;
2. Avaliação de desempenho de empresas de vários países (*benchmarking*) tendo em conta a sua dimensão:
 - *Benchmarking*, considerando empresas com pequenas ou microestruturas;
 - *Benchmarkings* já efetuados para empresas com dimensões em linha com a EDPD (tarifas 2018).

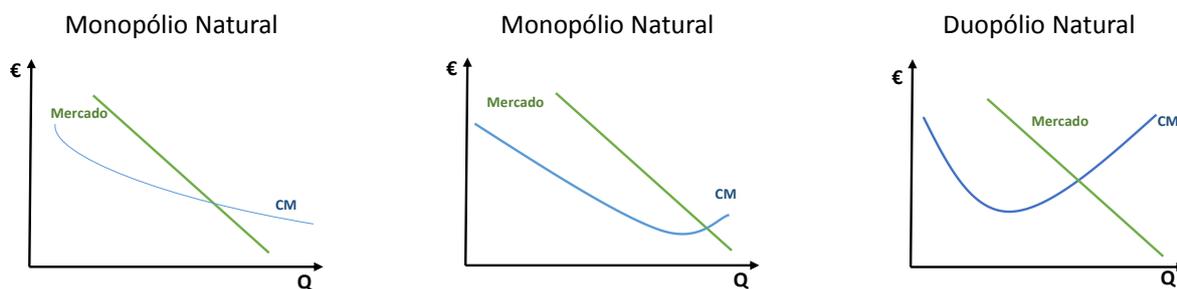
3.2 LITERATURA CIENTÍFICA

3.2.1 CARATERIZAÇÃO DO MONOPÓLIO NATURAL NA LITERATURA CIENTÍFICA

Nas últimas décadas têm ocorrido significativas mudanças na indústria e na cadeia de valor do setor elétrico. Este tem-se tornado mais complexo decorrente do processo de liberalização do mercado que tem aumentado a competição e as oportunidades de escolha dos consumidores. Contudo, apesar deste movimento de liberalização em vários níveis da cadeia de valor, algumas atividades têm mantido a sua posição de monopólio. Em particular, o processo de reformas do setor elétrico tem envolvido a separação das atividades potencialmente passíveis de serem desenvolvidas em regime concorrencial das atividades caracterizadas como sendo monopólios naturais onde o transporte e a distribuição são incluídas devido à subaditividade da sua função de custos (DGrifell-Tatjé e Kerstens, 2008; Haney e Pollit, 2009; Blázquez-Gómez e Gómez, 2011; Cossent e Gómez, 2013 e Andrade, 2014). Tal como referido no ponto XX, esta característica da função de custos está associada à existência de economias de escala, por sua vez esta subentende que o custo médio unitário diminuirá com o incremento da atividade (quantidade).

O monopólio natural ocorre em setores de atividade em que os investimentos necessários e os custos fixos são muitos elevados e os custos marginais são muito baixos. Nesta situação, uma única empresa conseguira fornecer o mercado com um produto ou serviço a um custo mais baixo comparativamente ao custo que iria ser possível obter no caso de ser mais de uma empresa a fornecer esse produto ou serviço (Figura 3-1).

Figura 3-1 – Economias de Escala



Fonte: Adaptado de Train, 1991

A distribuição de energia elétrica tendo sido caracterizada como um monopólio natural, pelo que a redefinição da(s) área(s) de concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão no continente português, para áreas mais pequenas, pode levar a incremento de custos. Todavia, em diversos países europeus encontra-se realidades com diversas áreas e/ou operadores da rede de distribuição e de diferentes dimensões. A avaliação do desempenho destas diferentes realidades tem evidenciado a possibilidade da existência em cada realidade económica de diversas áreas e operadores da atividade de distribuição. Nestes casos, a atenção dos diferentes *stakeholders* centra-se na avaliação da relação entre a dimensão e os custos de desenvolvimento da atividade procurando forma de maximizar as economias de escala.

Tal como referido anteriormente, no caso português, o atual normativo legal de reorganização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT orienta para a existência de uma situação do setor similar ao existente em outras realidades económicas. Neste sentido, importa definir o limite até ao qual a dimensão tem impacte no nível de custos, por forma a cumprir com os princípios definidos na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

A definição da escala ótima encontra-se sustentada na análise dos níveis de eficiência das entidades consideradas. Este procedimento encontra-se fundamentado na literatura económica. Tal como em Huang, Chen e Yang, 2010, no contexto das empresas de distribuição de eletricidade de diferentes realidades económicas, também para o caso português se pode levantar as mesmas duas questões: como deverá ser segmentado o mercado português da distribuição de eletricidade em baixa tensão e, neste sentido, qual deverá ser a escala ótima de cada segmento. Segundo os autores, a segunda questão é a que tem assumido maior relevância e merecido maior debate. A sua concretização tem passado pela análise da eficiência das empresas de distribuição.

A utilização da análise de eficiência tem desempenhado um papel crucial na definição de políticas regulatórias, principalmente nas indústrias caracterizadas por monopólios naturais e/ou de propriedade pública (Hirschhausen et al, 2006). Esta utilização resulta, em parte, de a partir dos anos 90, muitos reguladores de infraestruturas industriais, a nível mundial, terem implementado uma regulação por incentivos, que replique os mecanismos de mercado e promova o incremento da eficiência nos monopólios naturais (Nepal and Jamasb, 2015; Jamasb e Pollit, 2001; Çelen e Yalçin, 2012, Jamasb, Oera e Pollit, 2012; Omrani, Beiragh e Kaleibari, 2015). As redes de transporte e distribuição do sistema de eletricidade de cada país tendem a constituir representações e exemplos de monopólios naturais. Neste setor, nos últimos anos, tem ocorrido uma extensa e significativa implementação de processos de medição do desempenho através de metodologias de *benchmarking* com o objetivo de avaliar a eficiência técnica dos serviços públicos de distribuição de eletricidade. Nestas metodologias, a Data Envelopment Analysis (DEA) tem constituído uma das principais metodologias adotadas pelos diversos analistas e investigadores (Mullarkey et al, 2015).

3.2.2 CONTRIBUTOS DA LITERATURA PARA A DEFINIÇÃO DA DIMENSÃO ÓTIMA

No âmbito da pesquisa para a definição da dimensão ótima e a existência de economias de escala no setor da distribuição elétrica efetuou-se uma recolha exaustiva de múltiplos artigos de investigação que tivessem como objetivo, entre outros, a determinação de uma escala ótima para a atividade de distribuição de energia elétrica, em termos de clientes ou energia, através de uma aferição da estrutura das economias de escala, mais especificamente a existência de rendimentos crescentes e, conseqüentemente, avaliar a possibilidade de existirem um ou mais pontos de dimensão ótima.

Os artigos académicos examinados aplicam diversas metodologias, nomeadamente DEA (*Data Envelopment Analysis*), SFA (*Stochastic Frontier Analysis*), função *translog* da estrutura de custos e análise por classes latentes, procurando produzir desta maneira indicadores de eficiência comparáveis entre os operadores de distribuição elétrica. A literatura científica recolhida, como se pode observar no Quadro 3-1, caracteriza-se por ser heterogénea, verificando-se a análise a artigos de vários países e com variedade a nível das dimensões das unidades de distribuição, pese embora se tenha dado destaque aos artigos que têm amostras com empresas de maior dimensão (>500 000 clientes), de forma a analisar mais eficazmente a existência de um ou vários pontos de dimensões ótimas.

No Quadro 3-1 seguinte encontram-se descritas as referências bibliográficas da literatura analisada, a caracterização da amostra (número de distribuidoras e país/região estudado), assim como a dimensão mínima, média e máxima de clientes.

Quadro 3-1 – Síntese da literatura científica

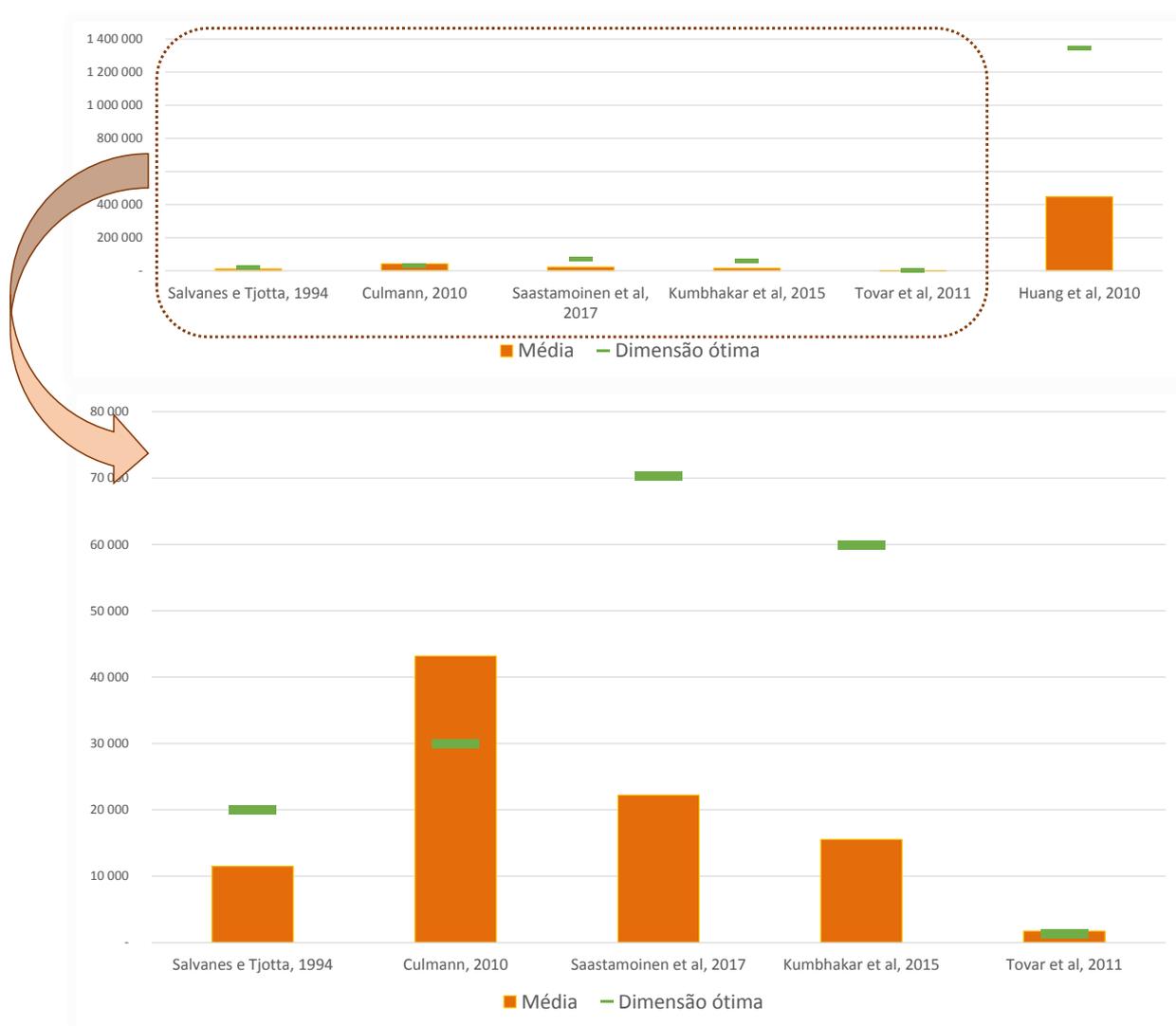
Referência	Amostra	Dimensões
Giles e Wyatt (1993)	60 Distribuidoras Nova Zelândia	2 000 a 200 000 clientes
Salvenes e Tjøtta (1994)	100 Distribuidoras Norueguesas	655 a 290 560 clientes (Média = 11 489)
Growitsch et al (2009)	499 Distribuidoras Europeias até 10 262 000 clientes (Média = 197 380)	
Culmann (2010)	200 Distribuidoras Alemãs	Médias = 31 751 e 54 641
Agrell e Brea-Solís (2017)	277 Distribuidoras Suecas	290 a 739 374 clientes (Média = 21 627)
Saastamoinen et al (2017)	123 Distribuidoras Norueguesas	994 a 536 733 clientes (Média = 22 223)
Orea e Jamasb (2014)	119 Distribuidoras Norueguesas	348 a 182 746 Clientes (Média = 16 753)
Kuosmanen et al (2012)	89 Distribuidoras Finlandesas	24 a 420 473 clientes (Média = 35 449)
Kumbhakar et al (2015)	128 Distribuidoras Norueguesas	352 a 182 039 Clientes (Média = 15 359)
Hirschhausen et al (2006)	307 Distribuidoras Alemãs	Até 1 060 000 clientes (Média = 38 495)
Farsi et al (2005)	52 Distribuidoras Suíças	2 648 a 126 655 Clientes (Média = 26 160)
Forsund e Hjalmarsson (2004)	163 Distribuidoras Suecas	695 a 422 793 Clientes (Média = 22 841)
Cronin e Motluk (2011)	19 Distribuidoras de Ontário	
Filippini e Wetzel (2014)	28 Distribuidoras Nova Zelândia	4 108 a 679 612 Clientes (Média = 56 614)
Galán e Pollit (2014)	21 Distribuidoras Colombianas	34 365 a 2 247 024 Clientes residentes
Kwoka (2005)	436 Utilities dos Estados Unidos	Média de Clientes = 184 900
Miguéis et al (2011)	127 Distribuidoras Norueguesas	
Mullarkey et al (2015)	26 Distribuidoras da Irlanda	
Reyes e Tovar (2009)	14 Distribuidoras peruanas	19 743 a 912 175 clientes (Média = 236 875 clientes)
Tovar et al (2011)	17 Distribuidoras brasileiras	334 a 5 951 clientes (Média = 1.719 clientes)
Huang et al (2010)	24 Distribuidoras de Taiwan	3 947 a 1 173 364 clientes

Fonte: ERSE

3.2.3 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

De forma a reunir conclusões procedeu-se à análise gráfica da literatura científica relativamente aos valores médios e de dimensão ótima das respetivas amostras. Estes valores encontram-se representados na Figura 3-2 para os artigos que agregam ambos os valores.

Figura 3-2 – Valor médio e dimensão ótima da literatura científica em termos de número de clientes



Fonte: ERSE

A partir desta análise gráfica e do Quadro 3-1 da literatura, é possível concluir que a maioria dos artigos analisam amostras com empresas maioritariamente pequenas, verificando-se mesmo, em diversos casos, que as distribuidoras maiores não atingem a fasquia dos 400 000 clientes. Neste mesmo sentido é também

possível observar que a média das amostras são esmagadoramente baixas, verificando-se uma média acima dos 200 000 clientes somente em 2 artigos (Huang et al, 2010 e Reyes e Tovar, 2009).

Relativamente à comparação entre as médias e a dimensão ótima, nos 6 artigos apresentados na Figura 3-2, verifica-se que 4 *papers* apontam para uma nível de eficiência ótima acima da média (cerca de 3 vezes superior), um em linha com a média e apenas um artigo aponta para resultados em sentido oposto (sendo que o artigo Tovar et al, 2011 apresenta amostras de dimensão extremamente reduzidas). A partir daqui, pode-se pressupor que a escala de eficiência ótima se encontra, na maioria dos casos, acima da média do número de clientes.

No mesmo âmbito, verifica-se ainda que no único artigo em que a média é superior a 400 000 clientes (Huang et al,2010), a dimensão ótima é de 1 343 211 clientes, com *um output* de 23 GWh distribuído por 8 empresas. Dado que este *paper* analisa um espectro maior e mais homogêneo relativamente à dimensão das operadoras e conclui que a dimensão ótima é superior à verificada em outros artigos, este resultado indicia que existe um nível ótimo de eficiência para valores mais elevados de *outputs* e que a escala eficiente observada em outra literatura é, possivelmente, um mínimo local resultante do enviesamento da amostra.

Neste mesmo sentido, pode-se também verificar que os artigos que apontam para uma dimensão ótima inferior a 150 000 clientes são caracterizados por ter poucas ou nenhuma distribuidoras com um número superior a 500 000 clientes.

De acordo com a literatura científica é possível assumir rendimentos crescentes à escala até uma determinada dimensão, observando-se que pequenas empresas têm ganhos substanciais com o aumento de escala, neste contexto diversos artigos assinalam ainda que fusões de ORD de pequenas dimensões permitem a obtenção de um incremento dos ganhos de escala (Kumbhakar et al, 2015; Saastamoinen et al, 2017; Orea e Jamasb, 2017 e Agrell e Brea-Solís, 2017). No entanto não é evidente qual a dimensão, podendo existir a partir de certa escala várias escalas ótimas.

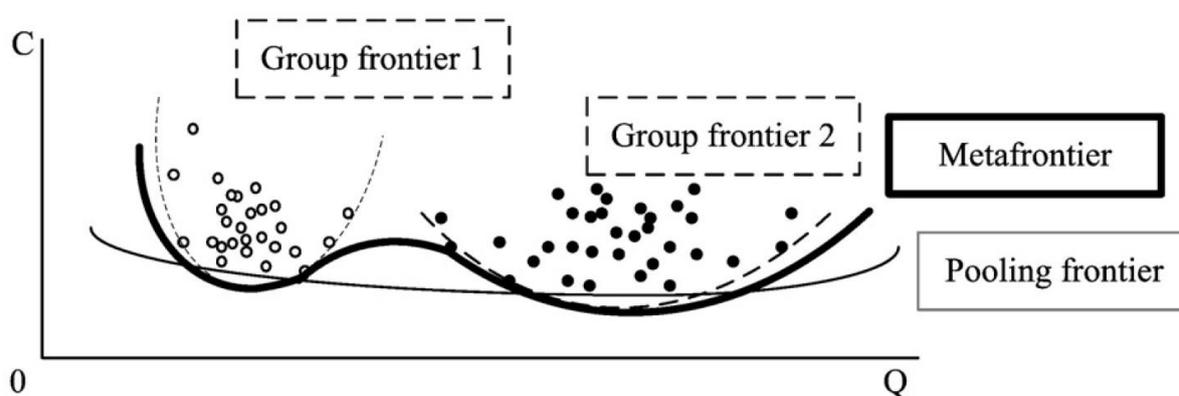
Destaca-se ainda que a grande maioria dos artigos (18 *papers*) assumem que há rendimentos à escala eficientes em contraposição com apenas 3 *artigos* que não apresentam evidências neste sentido.

Conclui-se, assim, que existe um potencial enviesamento dos resultados, no sentido em que o nível de eficiência ótimo verificado pode não corresponder à escala ótima absoluta, devido ao enorme peso de distribuidoras pequenas nas amostras. É então possível pressupor que a escala ótima é maior do que a

observada na maioria dos artigos, justificando-se assim, a necessidade de se realizar estudos com amostras com distribuições mais homogêneas a nível do tamanho das operadoras.

A figura seguinte, retirada do *paper* de Huang et al ilustra bem esta situação. Observa-se a existência de várias dimensões ótimas, para determinado níveis de atividade. A existência destas várias “sub-dimensões ótimas” para diferentes níveis da atividade não impede, contudo, a existência de uma dimensão “ótima absoluta”, independentemente da grandeza da atividade.

Figura 3-3 – Dimensões ótimas consoante níveis da atividade



Fonte: Huang et al, 2010

3.3 BENCHMARKING

3.3.1 ENQUADRAMENTO

A definição da proposta da delimitação territorial decorre da identificação da relação entre dimensão e nível de custo/desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Entre outras alternativas, este processo pode ser desenvolvido através de uma análise comparativa do desempenho apresentado por diferentes operadores da atividade de distribuição de energia elétrica (análise de *benchmarking*). A análise de *benchmarking* permite a obtenção de mais informação comparativamente àquela que se consegue obter recorrendo apenas aos dados disponíveis relativos a uma determinada rede de distribuição.

Esta metodologia constitui uma importante ferramenta de eliminação ou mitigação da assimetria de informação existente entre a empresa regulada e a entidade reguladora. A entidade regulada possui

naturalmente um conhecimento mais profundo sobre a sua estrutura de custos e o sobre o comportamento dos seus clientes comparativamente à entidade reguladora.

Adicionalmente, a análise de *benchmarking* ao permitir a utilização de informação externa sobre o funcionamento de diferentes redes de distribuição ou diferentes empresas a atuarem neste setor permite reconstruir as melhores práticas, sendo uma mais-valia para o regulador poder apresentar num ambiente monopolista mecanismos de incentivo regulatórios, que seriam próprios de um mercado concorrencial ou competitivo (Nepal e Jamasb, 2015).

3.3.2 AMOSTRAS

A realização deste tipo de análise implica a obtenção de amostra de empresas que respondam aos seguintes critérios:

- a) Comparabilidade entre empresas, procurando selecionar *peers* com atividade análoga à do presente estudo – distribuição de energia elétrica;
- b) Disponibilidade de informação financeira e física atual.

Neste contexto, para o exercício de *benchmarking* foram recolhidas e analisadas duas amostras de empresas.

AMOSTRA 1

Para a avaliação da dimensão da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, procurou-se obter uma amostra de operadores com informação financeira e física exclusivamente associada ao desenvolvimento desta atividade neste nível de tensão. Na definição desta amostra foram adotadas duas vias:

- Solicitaram-se dados aos seis maiores operadores de muito reduzida dimensão que desenvolvem a sua atividade em alguns dos municípios portugueses;
- Solicitaram-se aos diferentes reguladores europeus dados dos seus operadores da rede de distribuição em baixa tensão.

Este procedimento permitiu obter dados económicos e físicos da atividade de distribuição em BT de 38 operadores (Quadro 3-2).

Quadro 3-2 – Amostra de Operadores de Distribuição em BT

Países	Número de Operadores	Fonte
Portugal (operadores reduzida dimensão)	6	Relatórios e Contas
Bélgica	8	Regulador Nacional: CREG – Commission for Electricity and Gas Regulation
Espanha	16	Regulador Nacional: CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y La Competencia
Finlândia	4	Regulador Nacional: Energiavirasto – Energy Authority
Holanda	4	Regulador Nacional: ACM – Authority for Consumers & Markets

AMOSTRA 2

Para além da amostra constituída com dados associados, em exclusivo, à atividade de distribuição de energia elétrica em BT, efetuou-se outro *benchmarking* para a atividade de distribuição de energia elétrica no seu todo, isto é em AT, MT e BT.

A amostra de empresas utilizada para este fim foi constituída pela ERSE anteriormente à realização do estudo, aquando da definição das metas de eficiência e da base de custos da atividade de distribuição de energia elétrica em Portugal para o período regulatório de 2018 a 2020.

Para o efeito *supra* referido, foi obtida uma amostra de 30 empresas distribuidoras europeias, incluindo a EDP-D e os dois operadores portugueses insulares (Quadro 3-3).

Os dados financeiros e indicadores físicos de atividade, utilizados como indutores de custos, para as empresas que compõem a amostra foram recolhidos a partir dos relatórios financeiros e relatórios de sustentabilidade publicados pelas empresas *online*. Para cada uma das empresas foram recolhidos dados relativos às seguintes variáveis: OPEX líquido; número de clientes; extensão da rede (km); energia distribuída.

Quadro 3-3 – Amostra de Operadores de Distribuição em BT

Países	Número de Operadores
Portugal	3
Bélgica	1
Holanda	8
Reino Unido	10
Grécia	1
Polónia	1
Roménia	1
Croácia	1
Irlanda	1
Alemanha	1
Dinamarca	1
Eslováquia	1

3.3.3 PROCEDIMENTOS

TRATAMENTO DOS DADOS

Numa análise preliminar dos dados recebidos de ambas as amostras, constatou-se uma elevada complexidade na comparabilidade dos valores reportados por cada operador ao nível dos valores e dos itens associados aos ativos não correntes (“imobilizados”) relacionados com a atividade. O mesmo ocorrendo ao nível das políticas de amortização e remuneração destes ativos.

No entanto, tal pode não constituir um impedimento para a realização do *benchmarking* porque os custos de investimento existentes à data constituem, à partida e no momento de arranque da atividade, um dado exógeno e condicionante da atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

Assim, no ponto 3.2. podemos verificar que uma parte muito significativa dos ativos não correntes relacionados com a atividade de distribuição concessionada à EDP encontra-se diretamente atribuída a

cada concessão (cerca de 92%), permanecendo uma componente pouco significativa de ativos não correntes de utilização comum pelas diferentes concessões.

Assim, pode-se concluir que existe um referencial para os valores mínimos dos ativos não correntes ou do nível de investimento necessário ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão por cada concessão.

Desta forma, no exercício de *benchmarking* podemos expurgar dos custos totais, os valores associados aos ativos não correntes e utilizados para calcular o custo associado à remuneração e recuperação dos investimentos (CAPEX).

Face ao exposto, a análise recairá apenas sobre a avaliação dos custos operacionais da atividade. É neste tipo de custos que existe um maior constrangimento na identificação dos valores associados ao desenvolvimento da atividade por diferentes níveis de dimensão, bem como, na identificação da estrutura de custos (fixos versus variáveis) associada à dimensão. Por este facto, atribui-se uma maior necessidade e relevância ao exercício de *benchmarking supra* referido. À semelhança, do que ocorre para o nível de investimentos, é necessário também encontrar um referencial para nível de custos operacionais. Recorde-se que a proposta de limitação territorial assenta no princípio de redefinição das áreas de concessão que permita uma contenção de custos.

A realização do *benchmarking* apenas com a componente dos custos operacionais apresenta algumas vantagens e desvantagens. Nomeadamente, existe a vantagem de permitir uma maior comparabilidade dos diferentes operadores de referência para a realidade nacional pelo facto do valor dos custos não estarem influenciados pelos custos associados à remuneração dos ativos e, por esta via, ocorrer um enviesamento dos valores devido às políticas de amortização ou pela idade dos ativos. Contudo, existe a desvantagem de não permitir incorporar os ganhos à escala associados aos investimentos em ativos não correntes e de não contemplar os efeitos decorrentes da eventual necessidade de criação de novas infraestruturas, em substituição de infraestruturas de uso partilhado, que poderiam resultar da passagem da atividade do nível nacional para o nível concelhio, nem os efeitos da escala ao nível dos custos de investimentos.

Todavia, esses efeitos são mínimos tendo em conta, por um lado, o pouco peso dos ativos não correntes não alocados especificamente a uma determinada concessão nos ativos totais e, por outro lado, o facto de eventuais ganhos à escala estarem mais evidentes nos custos operacionais, visto que, como se verá no

ponto 3.2, a grande maioria destes custos ter sido centralizada a nível nacional e, conseqüentemente, serem partilhados a nível das concessões municipais.

ANÁLISE EFETUADA

No presente estudo adotaram-se os seguintes procedimentos na análise *benchmarking*, com principal objetivo de avaliar a existência de uma relação evidente entre a dimensão e o nível de custo unitário, recorrendo para esse efeito a uma análise de *cluster*. O custo unitário foi calculado como o rácio entre os custos operacionais e o número de clientes. A escolha do número de clientes prende-se, por um lado, com o facto desta variável ser uma das mais representativas do nível da atividade pelos motivos expostos no ponto 3.3. e, por outro, ser das mais facilmente disponíveis e fidedignas.

Para além da dimensão, outros efeitos justificam, naturalmente, as diferenças de custos entre empresas: geográficos, históricos, económicos e sociais. Todavia, num contexto de existência de um monopólio natural, e tal como sustenta a literatura científica, a dimensão é uma característica bastante importante na justificação do nível de custos, que procurará ser evidenciado nesta análise.

Quadro 3-4 – Procedimentos na análise do *Benchmarking*

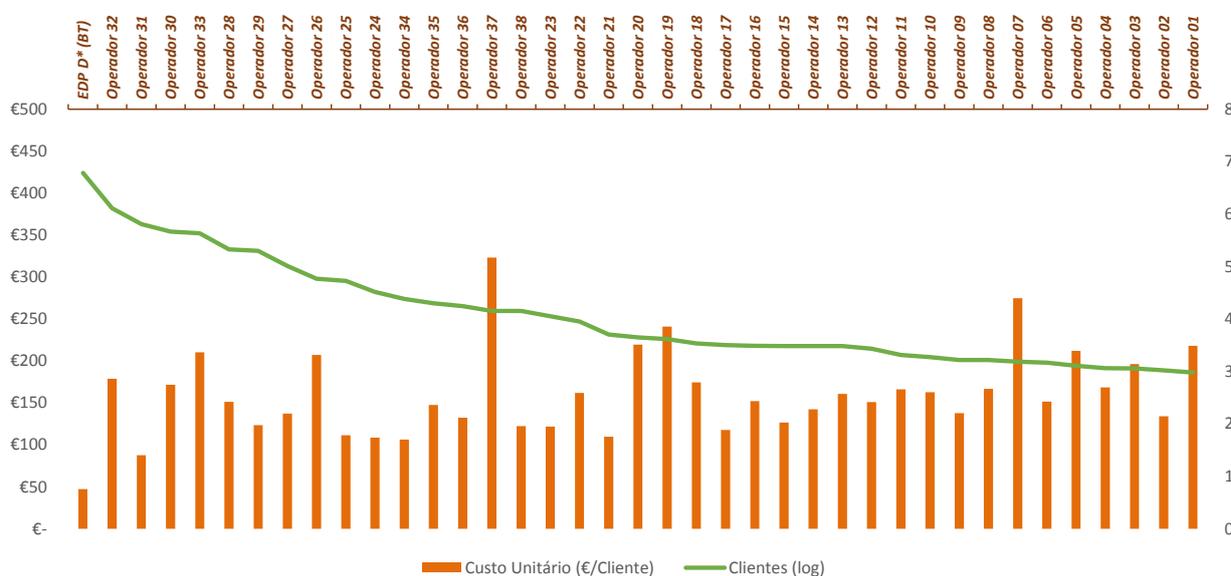
Fase	AMOSTRA 1	AMOSTRA 2
1	Identificar na amostra grupos de dimensão similar através da metodologia de análise de <i>clusters</i> aplicada ao fator número de clientes.	
2	Avaliar o nível de custos unitários apresentados por cada <i>cluster</i> – relação entre dimensão e o nível de custos.	
3	Identificar, em cada <i>clusters</i> , o operador com custo unitário operacional mais baixo.	
4	Avaliar o impacto teórico de custos na atividade de distribuição em BT considerando como referencial os operadores com custo unitário mais baixos identificados no passo anterior	Não Aplicável

3.3.4 ANÁLISE DA AMOSTRA 1

RELAÇÃO ENTRE DIMENSÃO E CUSTO UNITÁRIO

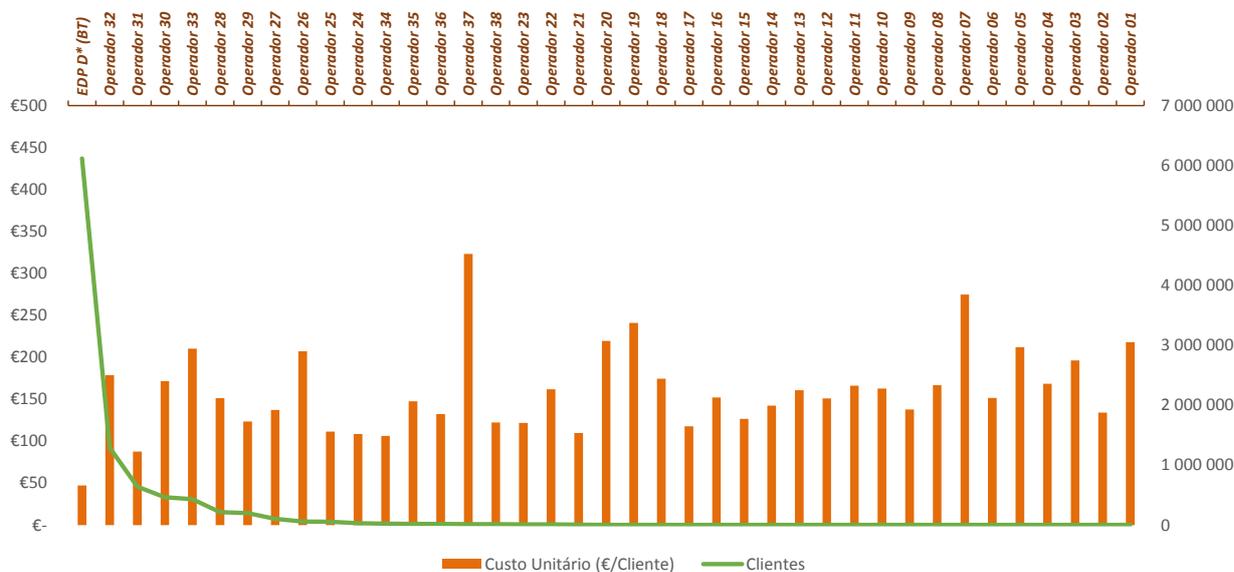
As Figura 3-4 e Figura 3-5 permitem observar a relação entre a dimensão dos operadores e o custo médio dos custos operacionais na atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. A informação constante em ambas as figuras não permite verificar uma relação evidente entre a dimensão e o nível de custos unitários pela inexistência de uma tendência no nível destes custos em função da alteração da dimensão dos operadores.

Figura 3-4 – Relação entre Custos Unitários e Dimensão (logaritmo do Nº de Clientes)



Fonte: ERSE, EDP Distribuição e as fontes citadas no Quadro 3-2.

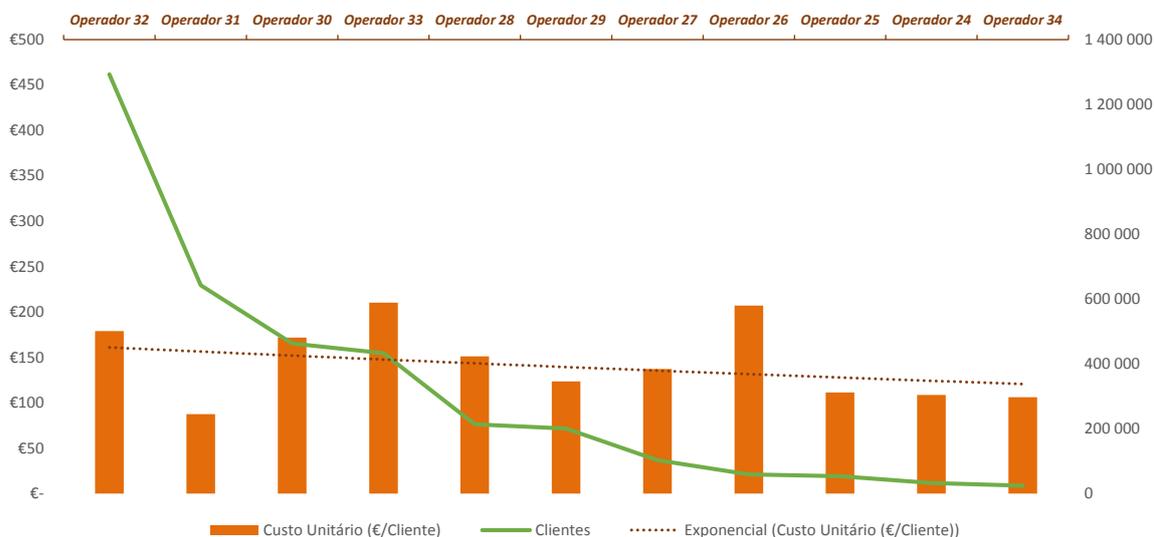
Figura 3-5– Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Nº de Clientes)



Fonte: ERSE, EDP Distribuição e as fontes citadas no Quadro 3-2.

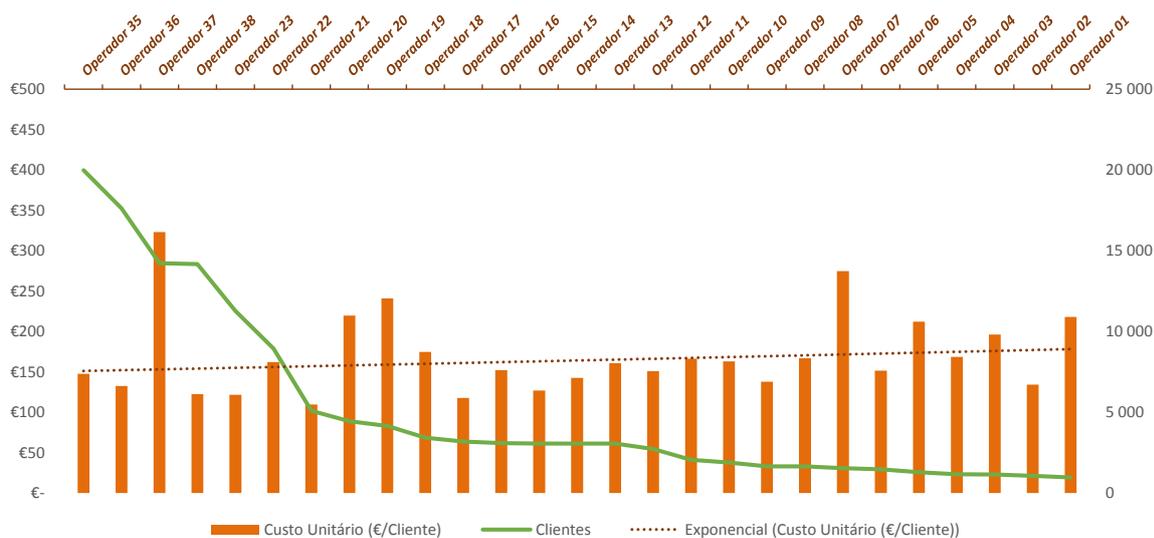
De forma a procurar uma relação entre custos unitários e a dimensão, optou-se por dividir a amostra 1 em duas subamostras utilizando o referencial dos 20 000 clientes (Figura 3-6 e Figura 3-7). Continua a não ser possível extrair qualquer conclusão sobre a relação entre a dimensão e os custos unitários.

Figura 3-6 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão acima dos 20 000 clientes



Fonte: ERSE e as fontes citadas no Quadro 3-2.

Figura 3-7 Relação entre Custos Unitários e Dimensão abaixo dos 20 000 clientes



Fonte: ERSE e as fontes citadas no Quadro 3-2.

Com o objetivo de encontrar uma relação entre a dimensão e os custos unitários dos operadores da rede de distribuição optou-se, à semelhança de Rita *et al* (2018), por recorrer à metodologia econométrica de análise de *clusters* para a definição de grupos homogéneos. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento estatístico que permite identificar grupos homogéneos numa dada população ou amostra de indivíduos a partir de um conjunto de variáveis. Por este motivo, esta metodologia pode também ser designada de análise de agrupamentos. O objetivo central desta metodologia é partir um determinado conjunto de dados ou objetos em subconjuntos, grupos ou classes que cumprem as seguintes propriedades (Höppner et al, 1999) recorrendo a diferentes medidas de homogeneidade e heterogeneidade:

- Homogeneidade intra *clusters*, isto é, os indivíduos que pertencem ao mesmo *cluster* devem ser o mais semelhante possível entre si.
- Heterogeneidade inter *clusters*, isto é, os indivíduos que pertencem a diferentes *clusters* devem ser o mais diferente possível entre si.

A análise de *cluster* pode ser dividida em dois grandes tipos de métodos (Everitt et al, 2011): métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos.

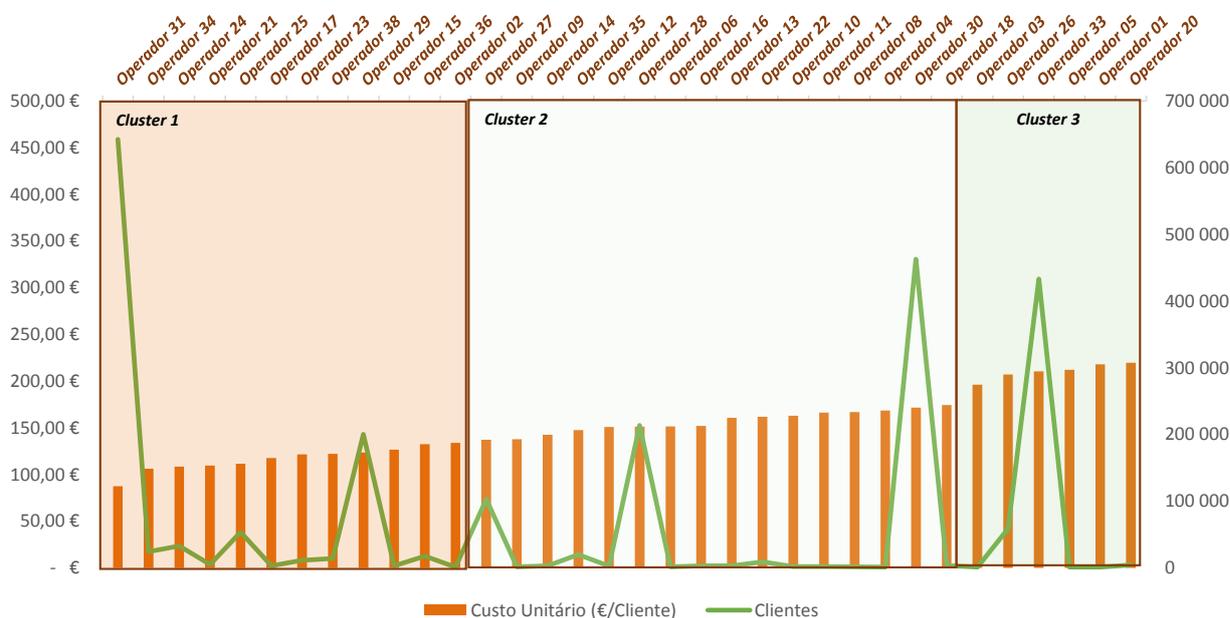
Nos métodos de classificação hierárquica, os dados não são partidos num número específico de classes ou *clusters* numa única etapa. Em vez disso, a classificação consiste numa série de partições, que podem ser executadas a partir de um único *cluster* que inclui todos os *n clusters*, cada um contendo um único indivíduo. As técnicas de agrupamento hierárquico podem ser subdivididos em métodos aglomerativos,

que se processam por uma série de fusões sucessivas dos n indivíduos em grupos, e métodos divisivos, que separa os n indivíduos sucessivamente em grupos mais estreitos.

Por sua vez, os métodos de classificação por via da otimização consistem num conjunto de técnicas de agrupamento que repartem os indivíduos num número específico de grupos previamente definido pelo investigador. Desta forma, este método difere do anterior por: i) o agrupamento realizado não corresponder necessariamente a uma classificação hierárquica dos dados, ii) pela variedade de critérios de agrupamento e algoritmos de otimização deste agrupamento e, iii) por exigir a definição do número de grupos. Na definição dos *clusters* optou-se pelo uso do método de classificação por via da otimização, em particular, o algoritmo *K-means* dada as características da amostra, de pequena dimensão, e este ser o método amplamente utilizado na aplicação desta metodologia, dada a estabilidade das soluções que fornece (Everitt et al, 2011).

A figura seguinte apresenta a amostra agrupada em três *clusters* definidos a partir do custo unitário. Da amostra inicial foram expurgados quatro observações consideradas *outliers* por aplicação do filtro de Tukey. Os *clusters* obtidos não permitem observar uma relação entre os clientes e os custos unitários.

Figura 3-8 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário)



Fonte: ERSE e as fontes citadas no Quadro 3-2.

IMPACTE DOS CUSTOS

O quadro seguinte apresenta alguns indicadores económicos e de atividade dos operadores, incluindo a EDP Distribuição. Adicionalmente, apresenta-se no quadro os resultados do agrupamento das empresas em função da dimensão medida pelo número de clientes resultante da aplicação da metodologia de análise de *clusters*¹⁷. Na amostra destaca-se a dimensão da EDP Distribuição e outro operador com 1,3 milhões de clientes formando dois *clusters* distintos das restantes empresas mas com custos unitários bastantes díspares. Nos restantes agrupamentos também se observa uma elevada heterogeneidade dos custos unitários, intra e inter grupos. Neste sentido, não observa uma predominância de um determinado nível de custos num determinado agrupamento de empresas. Apenas se distingue um significativo incremento dos custos dos diferentes operadores considerados na amostra comparativamente à EPD Distribuição.

¹⁷ No quadro consta o agrupamento resultante da definição para 5 e 6 *clusters*.

Quadro 3-5 - Caracterização da Amostra 1, comparando com a EDP D

Empresa	Cientes (I)	Custos Oper. (103 €)	Custo Unitário (€)	Cluster
EDP D* (BT)	6 117 803	288 240	47,12 €	0
Operador 30	462 838	79 481	171,73 €	3
Operador 29	200 345	24 736	123,47 €	1
Operador 28	213 668	32 290	151,12 €	1
Operador 27	102 796	14 106	137,22 €	2
Operador 26	58 829	12 178	207,01 €	2
Operador 25	53 543	5 968	111,46 €	4
Operador 24	32 705	3 549	108,51 €	4
Operador 23	11 280	1 373	121,68 €	5
Operador 22	8 945	1 449	161,96 €	5
Operador 21	5 081	557	109,63 €	5
Operador 20	4 442	975	219,57 €	5
Operador 19	4 142	998	240,99 €	5
Operador 18	3 417	596	174,53 €	5
Operador 17	3 184	375	117,64 €	5
Operador 16	3 083	469	152,00 €	5
Operador 15	3 056	387	126,73 €	5
Operador 14	3 055	435	142,42 €	5
Operador 13	3 055	491	160,62 €	5
Operador 12	2 720	411	151,01 €	5
Operador 11	2 055	342	166,19 €	5
Operador 10	1 880	306	162,81 €	5
Operador 09	1 652	228	137,80 €	5
Operador 08	1 651	275	166,85 €	5
Operador 07	1 530	420	274,83 €	5
Operador 06	1 467	222	151,55 €	5
Operador 05	1 288	273	212,13 €	5
Operador 04	1 156	195	168,40 €	5
Operador 03	1 146	225	196,17 €	5
Operador 02	1 053	141	134,01 €	5
Operador 01	955	208	218,00 €	5
Operador 31	642 547	56 234	87,52 €	
Operador 32	1 292 865	231 253	178,87 €	
Operador 33	433 081	91 114	210,39 €	
Operador 34	24 200	2 570	106,20 €	
Operador 35	19 990	2 950	147,56 €	
Operador 36	17 619	2 334	132,45 €	
Operador 37	14 231	4 598	323,12 €	
Operador 38	14 171	1 733	122,26 €	

Os custos operacionais unitários mais baixos apresentados pelos diferentes operadores nesta amostra, rondam os 88 euros por cliente.

Registe-se que em 2016 o custo operacional por cliente em Portugal foi de 47,1 €/MWh em BT. Caso o nível de custos de operação por cliente mais baixo desta amostra, fosse replicado a nível nacional para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT, o incremento de custos a pagar que se observaria seria igual a 247 milhões de euros.

Esta diferença com os custos da EDP Distribuição não se deve, naturalmente, apenas ao efeito de rendimentos à escala. Todavia, numa atividade com as características de monopólio natural, como é a distribuição de energia elétrica, este efeito tem de ser considerado.

Tal, pressuposto é confirmado na análise efetuada à amostra com empresas de maior dimensão, apresentada no ponto seguinte.

3.3.5 ANÁLISE DA AMOSTRA 2

O quadro seguinte apresenta alguns indicadores económicos e de atividade dos operadores da rede de distribuição em BT, MT e AT de diversos países, incluindo os três operadores portugueses: a EDP Distribuição e os dois operadores insulares (EDA e EEM).

Também nesta amostra se observa uma significativa heterogeneidade de custos unitários em diferentes dimensões.

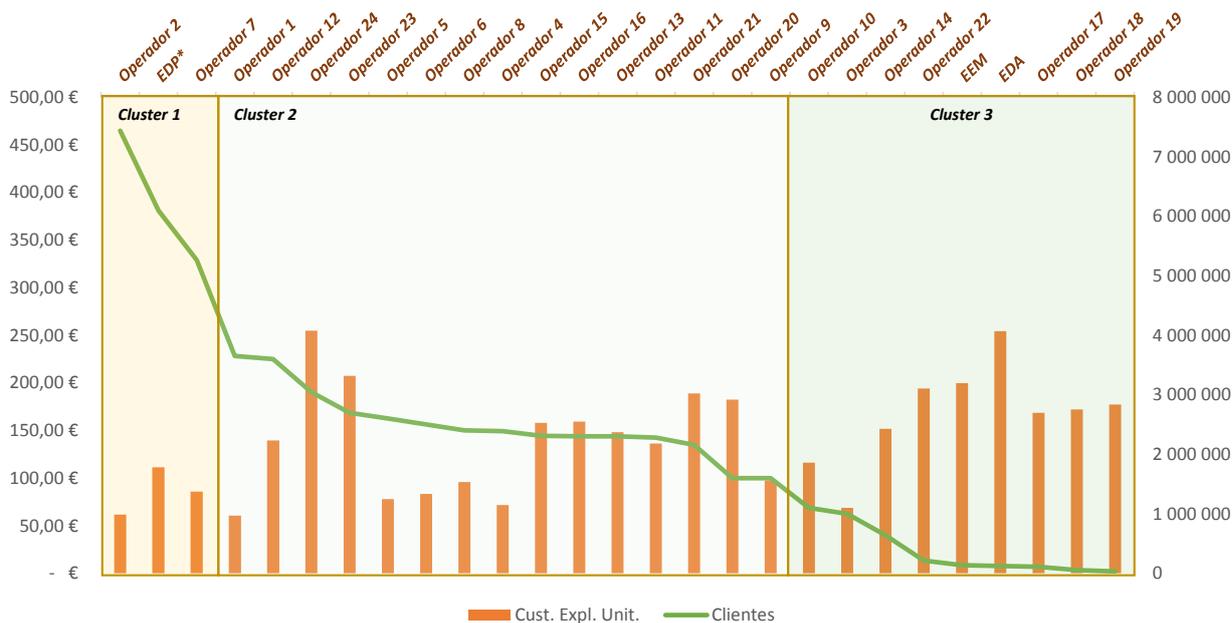
Quadro 3-6 - Caracterização da Amostra 2

País	Empresa	Clientes	Cust. Expl. (10 ³ €)	Cust. Expl. Unit.
Grécia	Operador 2	7 438 455	459 562	61,78 €
Portugal	EDP*	6 094 945	678 250	111,28 €
Polónia	Operador 7	5 263 731	452 339	85,94 €
Roménia	Operador 1	3 651 178	220 894	60,50 €
Reino Unido	Operador 12	3 599 594	502 031	139,47 €
Holanda	Operador 24	3 042 888	775 806	254,96 €
Holanda	Operador 23	2 698 054	559 693	207,44 €
Reino Unido	Operador 5	2 600 000	202 878	78,03 €
Reino Unido	Operador 6	2 500 000	208 610	83,44 €
Reino Unido	Operador 8	2 400 000	229 803	95,75 €
Croácia	Operador 4	2 387 662	171 127	71,67 €
Reino Unido	Operador 15	2 311 906	365 401	158,05 €
Alemanha	Operador 25	2 305 637	795 823	345,16 €
Irlanda	Operador 16	2 300 000	366 770	159,47 €
Reino Unido	Operador 13	2 300 000	340 686	148,12 €
Reino Unido	Operador 11	2 281 009	310 871	136,29 €
Holanda	Operador 21	2 159 512	407 694	188,79 €
Reino Unido	Operador 20	1 600 000	291 881	182,43 €
Reino Unido	Operador 9	1 600 000	156 068	97,54 €
Reino Unido	Operador 10	1 100 000	127 784	116,17 €
Dinamarca	Operador 3	1 001 330	68 812	68,72 €
Bélgica	Operador 14	640 997	97 238	151,70 €
Eslováquia	Operador 26	627 937	401 332	639,13 €
Holanda	Operador 22	215 252	41 745	193,94 €
Portugal	EEM	136 634	27 302	199,82 €
Portugal	EDA	122 759	31 208	254,22 €
Holanda	Operador 17	111528	18 812	168,67 €
Holanda	Operador 27	58 095	25 502	438,97 €
Holanda	Operador 18	53 366	9 186	172,13 €
Holanda	Operador 19	32 555	5 771	177,27 €

Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas.

Os resultados apresentados na Figura 3-9 permitem observar a relação entre a dimensão dos operadores e o custo médio dos custos operacionais na atividade de distribuição de energia elétrica (incluindo os três níveis de tensão: baixa, média e alta). Da amostra inicial foram expurgados três observações consideradas *outliers* por aplicação do filtro de Tukey. Os resultados permitiram observar algumas evidências de relação entre a dimensão e o nível de custos unitários, designadamente a existência de categorias de dimensão com níveis de custos bastante diferenciados (*clusters* 1 e 3).

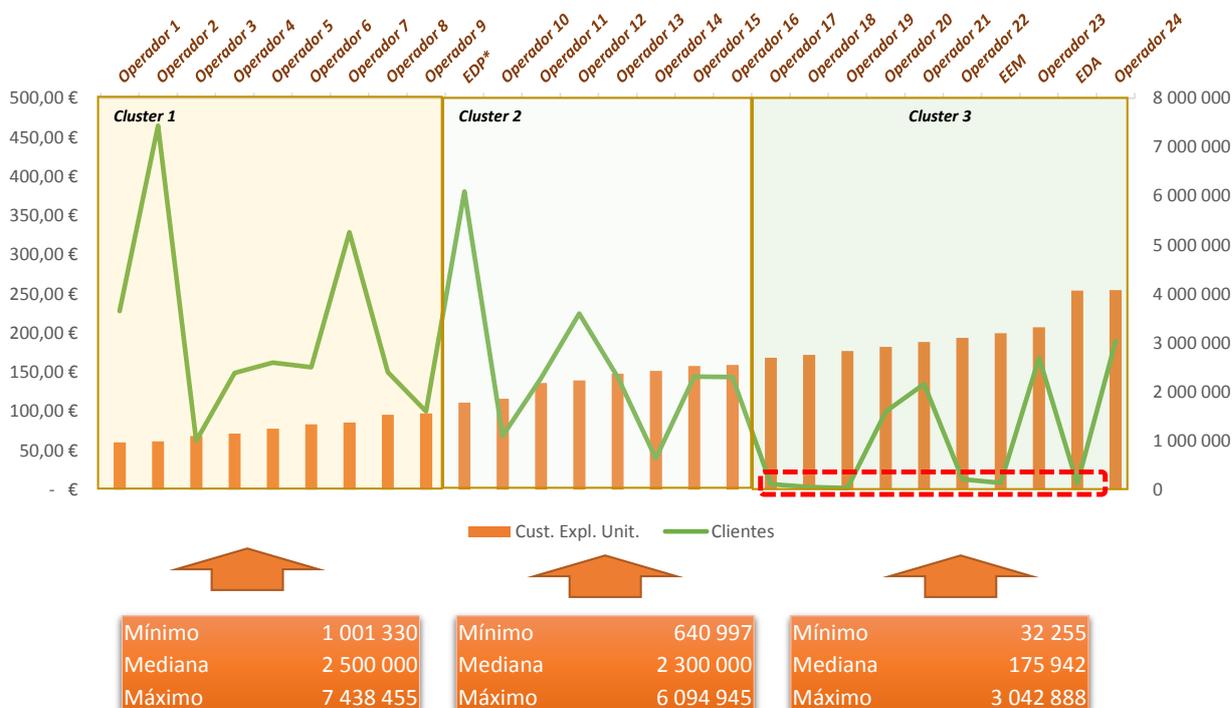
Figura 3-9 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no n.º de clientes)



Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas

A figura seguinte apresenta a amostra agrupada em três clusters definidos a partir do custo unitário.

Figura 3-10 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário)



Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas

Cada *cluster* corresponderá ao grupo de empresa com maior semelhança entre si, tendo em conta o custo unitário.

Os resultados observados indiciam que o *cluster* 3 destaca-se dos restantes em termos de dimensão: para um nível de custos operacionais nitidamente mais elevado, a mediana da dimensão é nitidamente mais pequena do que os restantes. No entanto, observa-se que existem algumas empresas de grande dimensão pertencentes a este *cluster* que apresentam custos bastante elevados, o que evidencia que outros fatores têm igualmente um peso importante na definição do nível de custos.

Por outro lado, não se observa diferenças significativas entre os *clusters* 1 e 2, no que diz respeito à relação entre dimensão e custos operacionais. Todavia, importa realçar que o *cluster* 2 é o *cluster* em que se encontra atualmente a EDP D, a empresa com custos unitários mais baixos desse *cluster*. Assim, este é o ponto de partida da análise para avaliar qual o impacto da dimensão no custo unitário.

No *cluster* 2 em que se insere a EDP D, a empresa de menor dimensão tem cerca de 640 mil clientes, sendo a EDP D a empresa de maior dimensão. No *cluster* 1 com custos mais baixos, a empresa com menor número de clientes de cerca de 1 milhão de clientes. Assim, é possível, todas as restantes condições se manterem iguais, diminuir a dimensão da área de operação até cerca de 650 mil sem haver evidências, claras, que o custo unitário da empresa seja afetado, isto é, que ocorra um incremento do custo unitário justificado pela perda de economias de escala.

3.4 SÍNTESE

A análise efetuada à literatura científica permitiu concluir que a atividade de distribuição de energia elétrica tem rendimentos crescentes à escala, isto é, quanto maior a atividade, menor o custo por cliente desta atividade. No entanto, a literatura científica também refere que, a partir de um determinado nível, o crescimento da escala já não apresenta ganhos em termos de custos unitários.

Todavia, não é possível definir, apenas com base na literatura científica, qual a dimensão ótima, tendo-se observado que os resultados apresentados nos diferentes *papers* que abordam esta temática variavam significativamente consoante as características das amostras, designadamente em termos de dimensão das empresas que as compunham.

A análise efetuada à literatura científica foi completada com dois *benchmarkings*, que permitiram obter resultados conclusivos.

O *benchmarking* realizado com uma amostra de micro, pequenos e médios ORD em BT, entre os quais 6 cooperativas portuguesas, permitiu concluir que para estas dimensões os custos operacionais unitários são muito superiores, entre 2 a 6 ou mais vezes, aos que se verificam atualmente no Setor Elétrico Nacional (SEN), demonstrando que opções desta natureza seriam economicamente insustentáveis para o SEN. Resultado semelhante foi obtido num trabalho realizado em Espanha (A. Arcos-Vargas et al., 2017), que compara os custos das 102 mais pequenos operadores de distribuição espanhóis (com menos de 65 000 clientes), com os 5 maiores (com mais de 600 000 clientes). O *paper* salienta que os custos unitários do grupo das mais pequenas empresas (em €/MWh) são cerca de 4 vezes maiores do que o do grupo das maiores empresas.

O *benchmarking* realizado com uma amostra de médios e grandes ORD (que operam nos três níveis de tensão) permitiu com base na análise de *cluster* definir dois grupos de empresas, que se distinguem entre si pelo nível de custos operacionais. O primeiro grupo de ORD tem custos unitários mais baixos e pode subdividir-se em dois *clusters*, o segundo grupo tem características opostas: custos unitários significativamente mais elevados e empresas com dimensões, de um modo geral, mais pequenas. As empresas mais pequenas que integram o grupo dos custos unitários mais baixos (*clusters* 1 e 2) têm entre 640 000 e 1 000 000 de clientes.

Assim, considera-se 600 mil clientes a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não geraria de forma quase inequívoca perda de eficiência e acréscimo de custos face à situação atual, permitindo, assim, cumprir com o definido na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio. Registe-se que não existe nenhuma concessão de distribuição de energia elétrica em Portugal que cumpre essa condição mínima de dimensão, pelo que a agregação de concessões municipais surge como inevitável para garantir que o processo de definição das áreas territoriais não seja gerador de ineficiências económicas.

4 PROPOSTAS DE DELIMITAÇÃO TERRITORIAL

4.1 METODOLOGIA DEFINIDA

O normativo legal estabelece que a delimitação territorial terá como referência preferencial as comunidades intermunicipais. Este princípio legal determina, logo à partida, a existência de um processo de agregação das atuais concessões municipais impondo a necessidade de avaliação dos impactes do exercício de agregação destas áreas intermunicipais com o objetivo de definir uma proposta de delimitação territorial das áreas concursais que obedeça aos princípios apresentados no ponto 1.1.

No capítulo 2 foram identificadas as referências para a dimensão da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. No presente capítulo efetua-se o exercício de delimitação territorial dessa atividade, com vista a promover a harmonização do nível de custos e da eficiência dessas áreas, conforme os princípios estabelecidos pelo normativo legal. Especificamente, a definição da proposta de delimitação territorial procurará cumprir o critério de homogeneidade (coesão territorial e sustentabilidade) que pressupõe a consideração dos seguintes fatores:

- Níveis de custos unitários semelhantes;
- Níveis de eficiência semelhantes, isto é, para condições semelhantes de desenvolvimento da atividade, não controláveis pela empresa, o desempenho em termos de custo é próximo;
- Proximidade geográfica.

A concretização do objetivo de definição das propostas de delimitação territorial determinou a adoção dos seguintes passos metodológicos:

- Recolha e tratamento da informação económica e financeira;
- Definição da função custo teórica (forma funcional) para alocar custos não específicos por áreas territoriais e para definir o nível de eficiência dessas áreas;
- Alocação dos custos não específicos da atividade pelas diferentes concessões;
- Agrupamento das áreas tendo em conta os critérios de homogeneidade e coesão territorial, recorrendo a análise não paramétrica.

Registe-se que a unidade base considerada neste processo de definição das áreas para o processo concursal é a das entidades intermunicipais, por duas ordens de razão. Em primeiro lugar, porque a legislação, designadamente a Lei 31/217 de 31 de maio, apresenta esta delimitação como referência. Em segundo lugar, porque uma análise ao nível das concessões em BT municipais, subentende à partida, a criação de uma área economicamente ineficiente, pelos motivos expostos no capítulo anterior.

4.2 RECOLHA E TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA

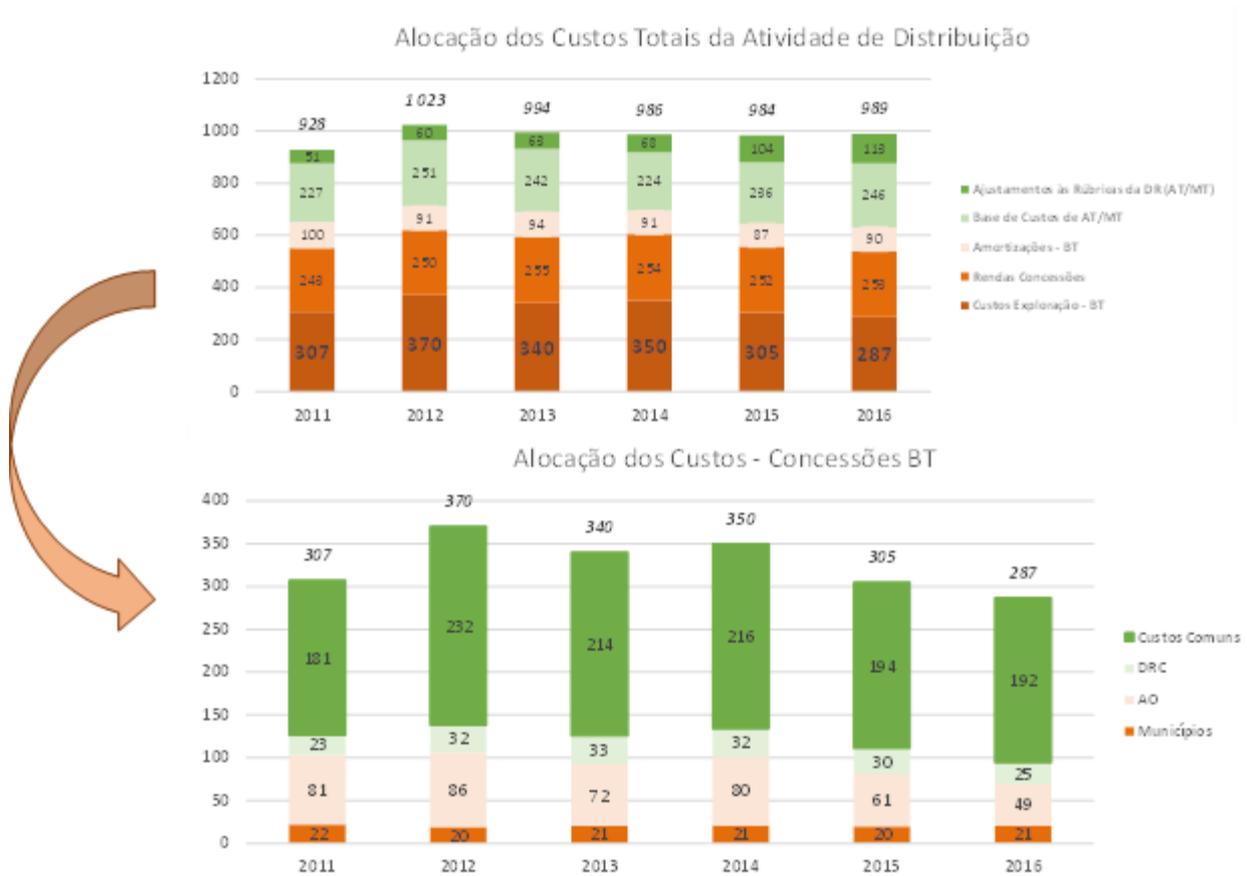
Para definir áreas territoriais homogéneas em termos de custos e de eficiência, é necessário caraterizar as diferentes áreas das entidades intermunicipais nestas duas vertentes. Todavia, a atual configuração da atividade de distribuição em Portugal não permite que essa caraterização corresponda a um processo imediato.

No caso português, a distribuição de energia elétrica é maioritariamente assumida por um único operador a nível nacional, a EDP Distribuição, havendo, igualmente, alguns pequenos operadores, que atuam localmente, os quais assumem a distribuição de energia elétrica em baixa tensão em áreas limitadas geograficamente. No entanto, e tal como referido anteriormente, estes operadores representam apenas 0,5% da distribuição de energia elétrica em BT em Portugal continental.

Este facto encerra um constrangimento relativamente à identificação das caraterísticas das diferentes concessões e no que concerne à informação disponível. Em particular, devido ao facto da informação disponibilizada pelo principal operador de distribuição de energia elétrica em BT relativa aos custos operacionais estar organizada de acordo com a estrutura organizacional desta concessionária, esta informação não corresponde à estrutura de concessões municipais existentes. Face ao exposto, a realização do presente estudo implicou a necessidade de se proceder a uma análise da informação existente e efetuar um posterior processo de alocação de custos e recursos às diferentes concessões a partir de um conjunto de informações agregadas.

De acordo com as contas apresentadas pela EDP Distribuição, no quadro das suas obrigações regulatórias, os custos operacionais são contabilizados por atividade e não por concessão, sendo repartidos por nível de tensão de acordo com critérios de imputação. Torna-se, desta forma, fundamental a repartição dos custos operacionais alocados a BT por área de concessão.

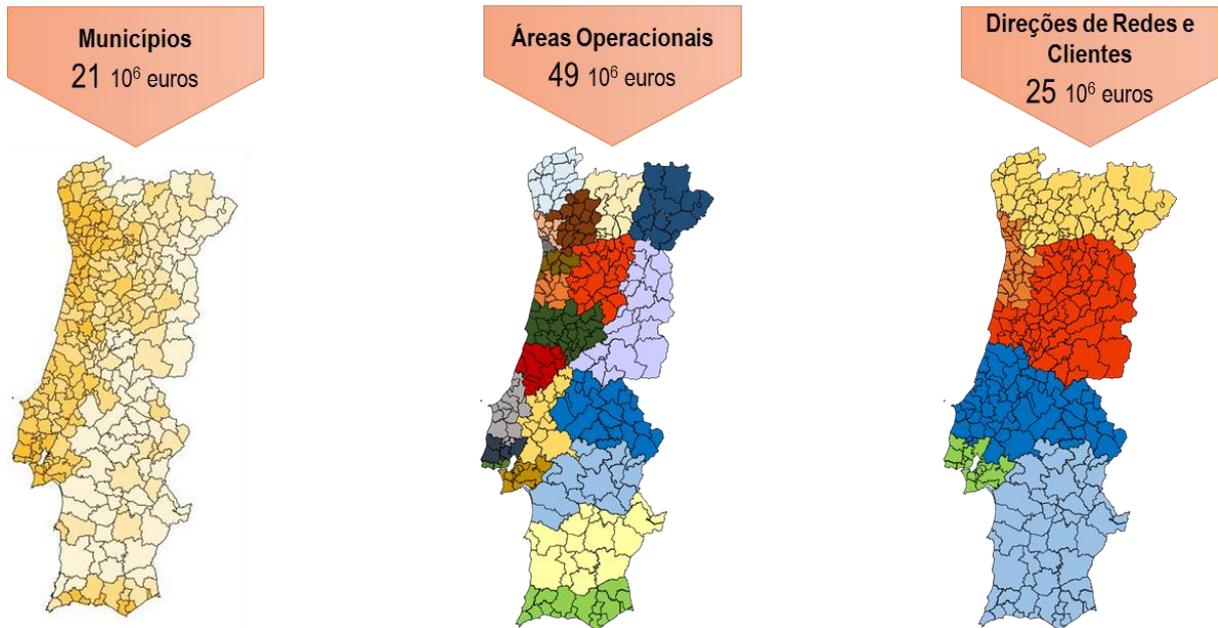
Figura 4-1 – Alocação de custos na atividade de distribuição de energia elétrica



Fonte: EDP Distribuição/ERSE

Dos 287 milhões de euros reportados pela EDP D como custos operacionais em 2016 da atividade de distribuição em BT, apenas 95 milhões de euros se encontram alocados diretamente (ou seja, reportados como custos específicos) a determinada estrutura funcional. A alocação direta reportada pela EDP D apresenta-se do seguinte modo:

Figura 4-2 – Custos operacionais específicos das concessões ou áreas funcionais



Fonte: EDP Distribuição/ERSE

No que respeita aos ativos, a EDP D apresenta o detalhe por município, com exceção de um conjunto de ativos comuns ao conjunto da atual concessão. Neste caso em particular a empresa não apresenta critérios de imputação, embora tenha um conhecimento elevado sobre os valores afetos a cada concessão. A figura seguinte apresenta a dimensão destas questões com base nos valores reais de 2016.

Figura 4-3 – Ativos não correntes (imobilizado) das Concessões



Fonte: EDP Distribuição/ERSE

Saliente-se que toda a informação financeira recebida é auditada. No caso da informação dos ativos em BT, é apresentada uma auditoria em base nacional, onde são comparados os valores por município com o valor total da empresa.

4.3 DEFINIÇÃO FUNÇÃO CUSTO

Previamente à definição da proposta de delimitação territorial das atuais concessões, é necessário identificar para as entidades intermunicipais os níveis de custos associados ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, bem como os fatores determinantes destes custos (indutores de custos).

No entanto, pelos motivos expostos no ponto anterior, a realização deste estudo requer que se proceda à alocação de custos e recursos às áreas correspondentes às entidades intermunicipais, a partir de um conjunto de informações agregadas.

Neste processo de alocação dos custos é necessário definir uma função de custos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Assim, a definição da função custo tanto permitirá alocar custos não específicos por áreas territoriais, como definir o nível de eficiência dessas áreas.

Do ponto de vista genérico, a função de custos corresponde a uma expressão matemática que define qual é o custo mínimo esperado para se obter um determinado nível de produção ou de prestação de serviço. Nesta expressão relaciona-se as quantidades obtidas de produtos ou de serviços, os *outputs*, com os recursos utilizados para os obter, os *inputs*.

Caso se pretenda definir o nível de eficiência económica da empresa na produção do produto ou na prestação de serviço, isto é, se os *inputs* utilizados para a obtenção desses *outputs* são os mínimos possíveis tendo em conta o contexto económico e tecnológico, importa igualmente definir quais são os fatores externos à empresa que condicionam a atividade.

OUTPUTS

Os *outputs*, produtos ou serviços, tanto devem caracterizar uma atividade económica, *per se*, como também devem explicar o nível de custos da atividade.

A literatura económica (Hess e Cullmann, 2007; Leme et al, 2014, Altoé et al, 2017; Agrell e Brea-Solís, 2017 e Saastamoinen et al, 2017, entre outros) refere que a atividade de distribuição elétrica estará relacionada com os seguintes *outputs*:

- Número de pontos de ligação ou clientes da rede de distribuição;
- Extensão da rede de distribuição;
- Postos de Transformação (número ou potência instalada);
- Energia Distribuída.

No entanto, tendo em consideração que nem todos os *outputs* influenciam da mesma forma a evolução dos custos, importará identificar os *outputs* que influenciam de um modo mais significativo os custos, isto é, os indutores de custos (variáveis cuja evolução melhor reflete a evolução dos custos).

Um dos principais *outputs* considerados na atividade de distribuição de energia elétrica é o número de clientes (ver Arcos-Vargas et al, 2017).

No que diz respeito à energia elétrica distribuída, a sua importância como variável de *output* não é consensual, sendo mesmo referido em alguns estudos que não constitui um indutor de custos relevante (ver Cossent, 2013 e Saastamoinen et al, 2017). Desta forma, e tendo também em conta a avaliação e os

testes estatísticos e econométricos previamente efetuados pela ERSE, entendeu-se não considerar esta variável como *output* nas fases posteriores do presente estudo.

Para além dos pontos de ligação ou clientes, avaliou-se a consideração dos seguintes *outputs* adicionais: extensão da rede e postos de transformação (quantidade ou potência).

INPUTS

De acordo com Arcos-Vargas et al (2017), as variáveis discricionárias mais utilizadas como *inputs* são os custos operacionais (OPEX), os custos totais (TOTEX), que incluem custos operacionais e despesas de capital (CAPEX) e o número de colaboradores. No entanto, uma empresa poderá optar por recorrer a contratação externa ou a recursos humanos próprios para a realização de uma atividade, pelo que a consideração do número de trabalhadores como *input* poderá não refletir a realidade da empresa em termos de utilização de fatores produtivos. Por exemplo, e para o caso do setor elétrico espanhol, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé (2011) registam uma redução do número de colaboradores nos últimos anos, que tem sido acompanhada de um intenso e contínuo processo de *outsourcing* da atividade de operação e manutenção, através da subcontratação destes serviços a entidades terceiras. Um comportamento similar tem ocorrido no caso da atividade de distribuição em Portugal.

Na escolha entre as variáveis OPEX e CAPEX, Nepal e Jamasb (2015) referem a existência de diferentes utilizações alternativas em termos de estruturação, agregação e tratamento destas variáveis, designadamente em exercícios de *benchmarking* ou de análises da eficiência. Esta perspetiva é importante, porque a função custo escolhida para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT servirá de base para as análises de eficiência económica desenvolvidas no presente estudo.

De acordo com os autores, uma abordagem *top-down* que pressupõe uma comparação ao nível dos custos totais das empresas (*Totex*) apresenta a vantagem de permitir incluir os efeitos de fatores contextuais, tais como economias de escala, de gama, a densidade e características topográficas da rede. A utilização do *Totex* permite efetuar um tratamento mais equitativo dos custos operacionais e de capital (investimento) na análise da eficiência e, além disso, permite mitigar os problemas associados ao tratamento contabilístico dos valores relativos aos investimentos incluídos no cálculo do *Capex*. Assim, de acordo com o *supra* referido *paper* e tal como Zakaria e Noreen (2016) e Llorca et al, (2014), neste estudo especificamos como variável de *input* o indicador *TOTEX*.

FATORES EXTERNOS QUE JUSTIFICAM O NÍVEL DE CUSTOS

As atuais concessões apresentam uma heterogeneidade de fatores exógenos que condicionam o desenvolvimento da atividade de distribuição, como sejam, por exemplo, a topografia, a densidade de clientes ou a existência de maiores zonas urbanas. Tal é igualmente válido, quando a análise se efetua ao nível das entidades intermunicipais. Desta forma, o desempenho de cada uma das concessões ou agrupamento de concessões são influenciados por estes fatores exógenos, sendo que os modelos de avaliação que internalizam estes fatores exógenos permitem avaliar o nível de eficiência dessas áreas, expurgados desses efeitos.

Growitsch et al (2009) referem que, para além das variáveis endógenas de *input* e *output* relacionadas com a atividade de exploração da atividade de distribuição, também as variáveis exógenas, relativas ao meio envolvente e fora do controlo da gestão, podem influenciar os níveis de eficiência técnica das empresas. Neste sentido, os autores incluíram a densidade de clientes no seu estudo para incorporarem nas suas análises os efeitos da envolvente, tendo concluído pela relevância estatística desta variável ao observarem que o score da eficiência aumentava com o incremento da densidade de clientes. Filippini e Wetzel (2014) também observaram esta relação ao incluírem esta variável como uma variável característica do *output* da atividade. Segundo Huang et al, a densidade da rede e dos clientes podem refletir a dispersão geográfica do *output* da atividade e constituir um relevante determinante dos custos da mesma. A ausência deste fator e a consideração de que os operadores atuam nas mesmas condições pode levar à obtenção de resultados imprecisos.

Galán e Pollit (2014) referem que a densidade dos clientes e do consumo se apresentam como importantes impulsionadores da ineficiência da atividade de distribuição. E que estes fatores em conjunto com outras fontes de heterogeneidade são relevantes para distinguir a heterogeneidade das empresas da ineficiência e na identificação das efetivas diferenças entre as mesmas. Oera e Jamasb (2014), Saastamoinen e Kuosmanen (2016) defendem que a densidade de clientes afeta os custos das empresas por influenciarem, entre os aspetos, a estrutura da rede, por exemplo, a quantidade de rede aérea versus subterrânea. Adicionalmente, este fator permite distinguir a envolvente onde a empresa desenvolve a sua atividade, por exemplo, o posicionamento numa área mais urbana ou rural.

Oera e Jamasb (2014), Nepal e Jamasb (2015) referem que a consideração do fator densidade de clientes permite incorporar na avaliação do desempenho económico das empresas os impactes das economias de escala e de densidade. Caves et al (1984) defendem que os ganhos de densidade resultam da variação nos custos unitários causada pelo aumento dos serviços de transporte dentro de uma rede de determinada

dimensão, enquanto os ganhos de escala resultam da variação nos custos unitários em relação a mudanças proporcionais tanto na dimensão da rede como no fornecimento efetuado.

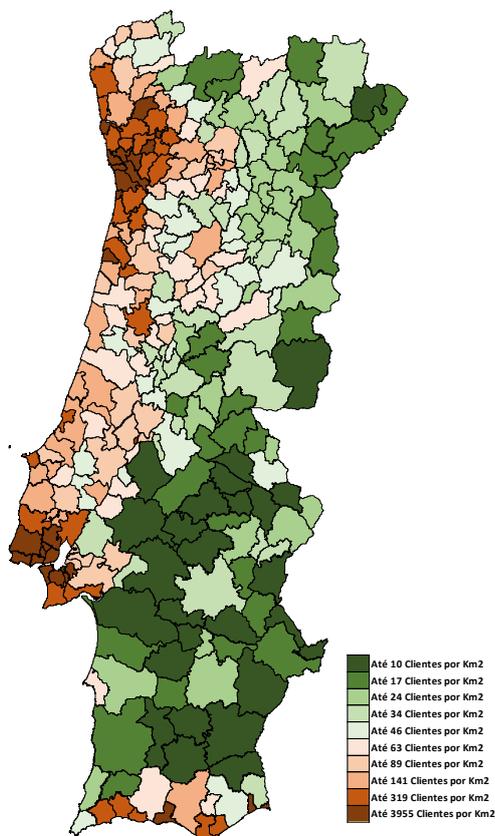
Face ao exposto, na definição da proposta de delimitação territorial e, em particular, na análise da eficiência implícita em cada área, importará considerar a heterogeneidade da envolvente associada a cada área onde a atividade de distribuição de energia elétrica é exercida, medida através de variáveis exógenas à gestão da empresa. Uma das alternativas que permite ter em consideração este aspeto é a consideração, à semelhança de vários autores supra referenciados, e ainda Agrell et al, 2017, Gil et al, 2017 da variável densidade de clientes. Esta variável tem como vantagens ser facilmente modalizável e de abarcar várias condicionantes externas.

No presente estudo, à semelhança de Hirschhausen et al (2006) e Cullmann e Hirschhausen (2008), optou-se por utilizar a variável “inverso da densidade de clientes”. A inclusão do inverso da densidade de clientes na especificação dos modelos como *output* permite mitigar a desvantagem de custos apresentadas pelas empresas situadas em áreas menos densas comparativamente às empresas localizadas em áreas mais densas. O *output* “inverso densidade de clientes” melhora o desempenho ao nível dos *scores* de eficiência das empresas situadas nas zonas menos densas, logo com maior nível de custos originado por um fator exógeno à empresa e, conseqüentemente, não controlado por esta.

É razoável supor que outras particularidades regionais tais como a topografia podem ter um forte impacto sobre a eficiência das empresas de distribuição. Nesse sentido, Hirschhausen et al (2006) referem que o índice da densidade inversa também apresenta a vantagem de poder captar algumas das particularidades topográficas, uma vez que regiões com uma topografia acidentada tendem a ter uma menor densidade de clientes.

Na seguinte Figura 4-4 pode-se observar a dispersão da densidade de clientes em Portugal Continental por município.

Figura 4-4 - Densidade de clientes por município



Fonte: ERSE, EDPD.

Na figura anterior é de salientar a heterogeneidade da densidade de clientes em termos de litoral e interior e norte-sul, nomeadamente a região do Alentejo que regista uma densidade de clientes globalmente inferior.

FORMAS FUNCIONAIS ESCOLHIDAS PARA A FUNÇÃO CUSTO

A definição e o conhecimento da função custo é essencial no processo de avaliação dos fatores que justificam e são explicativos do nível dos custos e da sua evolução.

Na definição da função de custos do presente estudo foi utilizado um modelo paramétrico como meio de verificação das variáveis definidas e dos diversos cenários de alocação de custos

Neste processo de avaliação existem diferentes condicionantes na escolha dos *outputs* explicativos dos *inputs*. A escolha das variáveis explicativas segue os seguintes critérios:

- Justificam-se economicamente (referência à literatura científica);

- Justificam-se matematicamente:
 - a) Estatisticamente significativas e não estejam correlacionadas entre si;
 - b) Não sejam endógenas, isto é, correlacionadas com o erro da regressão, de forma a garantir que os estimadores das variáveis não sejam enviesados;
 - c) A relação definida matematicamente (modelo) entre as variáveis explicativas e a variável explicada (os custos) é representativa (forma funcional).

A análise à literatura científica foi efetuada no ponto anterior. Neste ponto efetuar-se-á a análise matemática.

Das análises e avaliações realizadas, resultaram a escolha de dois tipos de formas funcionais consoante os objetivos pretendidos. A definição de uma forma funcional com inclusão do fator densidade, que permite avaliar o desempenho das concessões tendo em conta as suas condicionantes, isto é, o nível de eficiência económica das concessões (ou de possíveis agrupamentos de concessões) e a definição de uma forma funcional sem inclusão do fator densidade, permitindo avaliar a homogeneidade das concessões (ou de possíveis agrupamentos de concessões) em termos de custos, independentemente das suas características.

Os modelos foram estimados recorrendo à função custos do tipo Translog, em lugar da função mais tradicional do tipo Cobb-Douglas, por ser o mais adequado a uma situação de preços unitários dos fatores produtivos iguais (Kumbhakar et al, 2015), tendo em consideração que os dados considerados foram de um único operador, a EDP Distribuição, com preços dos fatores produtivos, naturalmente, iguais ou quase iguais.

Optou-se assim pelo modelo proposto por Hirschhausen et al, 2006 e Kumbhakar et al, 2015 para as situações em que não existe uma variação muito significativa dos custos unitários dos *inputs*:

$$\ln C_i^a = \beta_0 + \beta_y \ln y_i + \frac{1}{2} \beta_{yy} (\ln y_i)^2 + \eta_i \quad (1)$$

Em que que:

- C_i^a , corresponde aos custos totais;
- y_i , corresponde aos *outputs* considerados;
- η_i , corresponde ao termo de erros.

A definição da função de custos, a verificação das diferentes variáveis indutoras de custos e os diversos cenários de alocação de custos através deste modelo paramétrico são alvo de avaliação econométrica, recorrendo à aplicação de diferentes testes de especificação associados aos dados em painel, bem como, aos dados seccionais.

A amostra utilizada para o desenvolvimento dos testes inclui 305 entidades (278 concessões acrescidas das seguintes agregações das concessões: 21 áreas operacionais e 6 direções de rede e clientes) e apenas os custos diretamente alocados a cada uma destas entidades, isto é, para evitar potenciais enviesamentos dos resultados originados por um processo prévio de alocação de custos indiretos ou não específicos.

TESTE ÀS FORMAS FUNCIONAIS

No quadro abaixo são apresentados os diferentes modelos testados, com as diferentes combinações de variáveis que foram consideradas.

Quadro 4-1 – Modelos consoante variáveis explicativas

OUPUTS	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Clientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Postos de Transformação - #		✓				✓		
Postos de Transformação - kWh			✓				✓	
Extensão da Rede				✓				✓
Densidade de Clientes					✓	✓	✓	✓

Fonte: ERSE

A amostra acima referida teve em conta dados referentes ao período de 2011 a 2016. Os dados foram analisados em painel (com séries temporais de variáveis) e por seção (assumindo efeitos independentes). A amostra inicial foi de 278 municípios, de 21 áreas operacionais e das 6 direções de redes e clientes da EDP. Os modelos integram os seguintes *inputs*:

Input: Totex = Capex^{a)} + Opex^{b)}

- a) Capex = amortizações do imobilizado específico de cada área ou concessão + remuneração do imobilizado específico de cada concessão.
- b) Opex = custos operacionais específicos de cada área ou concessão.

Os dados contêm uma componente seccional (dados de diferentes concessões ou agregações de concessões) e uma componente temporal (dados para vários anos) catalogando-se como dados em painel. Desta forma, na definição da forma funcional procurou-se, da numa primeira fase avaliar a adequação da utilização das metodologias econométricas associadas aos dados em painel. E, posteriormente, a adequação da utilização das metodologias econométricas associadas aos dados seccionais. Os testes desenvolvidos dividem-se em dois grupos em função do tipo de dados utilizados para a avaliação da forma funcional.

DADOS EM PAINEL

Nesta componente foram efetuados os seguintes testes:

- O teste *Hausman* para avaliar a adequação da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de efeitos fixos. A rejeição da hipótese nula que considera adequado a utilização de um modelo de efeitos aleatórios ou variáveis significa a existência de uma eventual correlação dos efeitos individuais (α_i) com alguns dos regressores (x_{it}) e uma maior adequação do modelo de efeitos fixos.
- Adicionalmente, independentemente do resultado do teste de Hausman, também se optou por realizar o teste de LM (Lagrange Multiplier) de Breusch-Pagan para avaliar a adequação da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de regressão *Pooled OLS* (modelo simples de regressão estimado pela via dos mínimos quadrado ordinários). A não rejeição da hipótese nula deste teste significa que o modelo de efeitos aleatórios ou variáveis não se apresenta adequado.
- Na avaliação da forma funcional, optou-se pela aplicação de dois testes a ambos os modelos de regressão de dados em painel (efeitos fixos e efeitos aleatórios ou variáveis): o teste RESET¹⁸ de Ramsey (1969) e o teste alternativo FRESET desenvolvido por DeBenedictis e Giles (1998). Neste último, apresenta-se os resultados para as duas variantes do teste: o teste FRESETS que incorpora uma transformação sinusoidal de Box (1966) e o teste FRESETL que incorpora uma transformação linear de Mitchell e Onvural (1996) resultando na aplicação de três testes à forma funcional. Em ambos os testes apresenta-se os resultados dos testes para as seguintes três aceções dos testes:

$$\text{Teste RESET1: } Y_{it} = X_{it} + Yh2_{it} \quad (2)$$

¹⁸ *Regression Equation Specification Error Test (RESET)*

$$\text{Teste RESET2: } Y_{it} = X_{it} + Yh2_{it} + Yh3_{it} \quad (3)$$

$$\text{Teste RESET3: } Y_{it} = X_{it} + Yh2_{it} + Yh3_{it} + Yh4_{it} \quad (4)$$

Nos dois quadros seguintes (Quadro 4-2 e Quadro 4-3) são apresentados os resultados dos testes à função *translog* com os dados em painel, para dois períodos: 2011 a 2016 e 2014 a 2016.

Quadro 4-2 - Teste à função Translog, dados em Painel (2011 a 2016)

OUPUTS	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Clientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Postos de Transformação - #		✓				✓		
Postos de Transformação - kWh			✓				✓	
Extensão da Rede				✓				✓
Densidade de Clientes					✓	✓	✓	✓
Teste – Forma Funcional								
Hausman (***) 1% de Nivel de Significância)	79,77***	462,14***	357,71***	306,50***	173,21***	481,97***	411,49***	396,06***
Teste RESET aos Efeitos Fixos (1% nivel de sign.):								
Ramsey	☒ _{1,2,3}							
De Benedictis-Giles - ResetL Test	☒ _{1,2,3}							
DeBenedictis-Giles - ResetS Test	☒ _{1,2,3}	☑ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}				
Breusch-Pagan Lagrange multiplier (Teste LM - 1% N.S.)	3094,88***	2262,79***	2878,09***	2846,68***	2772,80***	2131,99***	2386,78***	2746,39***
Teste RESET aos Efeitos Variáveis (1% nivel de sign.):								
Ramsey	☒ _{1,2,3}							
De Benedictis-Giles - ResetL Test	☒ _{1,2,3}							
DeBenedictis-Giles - ResetS Test	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☑ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}

***Nível de Significância de 1%.

Nota: O teste de Hausman é um teste aos dados em painel e não à endogeneidade

Fonte: ERSE

Quadro 4-3 - Teste à função Translog, dados em Painel (2014 a 2016)

OUPUTS	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Cientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Postos de Transformação - #		✓				✓		
Postos de Transformação - kWh			✓				✓	
Extensão da Rede				✓				✓
Densidade de Clientes					✓	✓	✓	✓
Teste – Forma Funcional								
Hausman (***) 1% de Nivel de Significância)	140,23***	229,99***	207,60***	260,38***	141,09***	46,17***	55,49***	160,15***
Teste RESET aos Efeitos Fixos (1% nivel de sign.):								
Ramsey	☒ _{1,2,3}							
De Benedictis-Giles - ResetL Test	☒ _{1,2,3}							
DeBenedictis-Giles - ResetS Test	☑ _{1,2,3}	☑ _{1,2,3}	☑ _{1,2,3}	☒ _{1,2,3}				
Breusch-Pagan Lagrange multiplier (Teste LM - 1% N.S.)	750,60***	629,75***	727,88***	715,70***	703,21***	612,69***	657,39***	699,44***
Teste RESET aos Efeitos Variáveis (1% nivel de sign.):								
Ramsey	☒ _{1,2,3}							
De Benedictis-Giles - ResetL Test	☒ _{1,2,3}							
DeBenedictis-Giles - ResetS Test	☒ _{1,2,3}							

***Nível de Significância de 1%.

Fonte: ERSE

Os resultados obtidos com os testes não permitiram a validação de qualquer modelo com dados em painel.

DADOS SECCIONAIS

Na primeira fase, os diferentes modelos associados às metodologias de dados em painel não se apresentaram econometricamente relevantes. Neste sentido, realizou a análise dos diferentes modelos através das metodologias de regressão associadas a dados seccionais com a realização dos seguintes testes:

- A avaliação da forma funcional por via do teste RESET de Ramsey (1969)
- Realização do teste *t* aos coeficientes da regressão por forma a avaliar a significância estatística das diferentes propostas de indutores de custos.

No Quadro 4-4 são apresentados os resultados dos testes à função *translog* para os dados seccionais.

Quadro 4-4 - Teste à função Translog, dados Seccionais

OUPUTS	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Cientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Postos de Transformação - #		✓				✓		
Postos de Transformação - kWh			✓				✓	
Extensão da Rede				✓				✓
Densidade de Clientes					✓	✓	✓	✓
Teste – Forma Funcional								
Ramsey	☒a ☒b ☒c(1%)	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c(5%)
Coeficientes (Teste t)	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a **☒b** ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b ☒c	☒a ☒b *☒c

a) Dados de 2011 a 2016; b) Excluindo os anos de 2011, 2012 e 2013; c) Excluindo os anos de 2011 a 2015; * Não significativo para os PT's; ** não significativo para o Inverso da Densidade de Clientes; *** Não significativo para o número de Clientes;

Fonte: ERSE

Da análise aos testes anteriores à função *translog* para os dados seccionais, pode-se observar que os resultados evidenciam a significância dos dados do ano 2016 para a análise da eficiência económica das concessões e, apenas, para o modelo 4, com clientes e extensão da rede como outputs. Todavia, o teste de Hausman efetuado para este modelo não permitiu aceitar a hipótese nula das suas variáveis explicativas serem exógenas, pelo que este modelo foi também abandonado.

No entanto, de acordo com o referido anteriormente, a amostra utilizada no processo de avaliação da forma funcional apenas incluía os custos diretos ou específicos da cada concessão ou agregação de concessões, isto é, as análises efetuadas incluía uma perspetiva muito parcelar do nível de custos. Apenas as agregações das concessões apresentam um relevante nível de alocação de custos.

Adicionalmente, o processo de definição da proposta de delimitação territorial, por imposição do normativo legal, pressupõe que o ponto de referência seja a agregação das concessões correspondente às atuais entidades intermunicipais. Neste sentido, optou-se pela realização de um terceiro nível de testes para suporte da decisão sobre a forma funcional mais adequada (ou seja, a definição dos indutores de custos e posterior identificação das variáveis de alocação dos custos comuns ou não específicos). Este terceiro nível consistiu na realização dos seguintes testes na amostra contendo apenas as áreas operacionais e direções de rede e clientes:

- A avaliação da forma funcional por via do teste RESET de Ramsey (1969);
- Avaliação dos diferentes indutores de custos incluídos em cada modelo através do teste Hausman à endogeneidade das variáveis independentes (indutores de custos) incluídas em cada modelo.

Quadro 4-5 - Teste à função Translog, dados Seccionais – Áreas Agregadas

(AO + DRC) – Áreas Agregadas	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Cientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Postos de Transformação - #		✓				✓		
Postos de Transformação - kWh			✓				✓	
Extensão da Rede				✓				✓
Densidade de Clientes					✓	✓	✓	✓
Teste – Forma Funcional								
Teste Hu-Hausman e Durbin (Endogeneidade)	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
Teste Reset – Ramsey	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓

Os resultados apresentados no Quadro 4-5 permitem indiciar que as variáveis número de clientes, extensão da rede, postos de transformação e a densidade de clientes deverão ser consideradas na definição da forma funcional e nos indutores de custos a incluir nesta forma funcional pela significância estatística apresentada nos diferentes testes. No entanto, importa sublinhar que a análise efetuada neste ponto não incorpora os custos não diretamente alocados ao nível das áreas operacionais ou das direções de rede e clientes.

Uma outra avaliação relevante para a definição das variáveis a incluir na presente análise é a correlações entre as diferentes variáveis. No Quadro 4-6, abaixo, são apresentadas as correlações entre as variáveis em consideração como indutores de custos.

Quadro 4-6 - Matriz de Correlação entre os Indutores de Custos

	Cientes BT	Postos de Transformação - #	Postos de Transformação - kWh	Extensão da Rede	Densidade de Clientes	Inverso Dens. Clientes	OPEX	CAPEX	TOTEX
Cientes BT	1,00								
Postos de Transformação - #	0,92	1,00							
Postos de Transformação - kWh	0,99	0,90	1,00						
Extensão da Rede	0,90	0,99	0,87	1,00					
Densidade de Clientes	0,22	0,08	0,26	0,08	1,00				
Inverso Dens. Clientes	-0,19	-0,14	-0,19	-0,15	-0,29	1,00			
OPEX	0,95	0,95	0,95	0,93	0,07	-0,12	1,00		
CAPEX	0,96	0,97	0,95	0,94	0,16	-0,17	0,94	1,00	
TOTEX	0,97	0,98	0,96	0,95	0,13	-0,15	0,98	0,99	1,00

Fonte: ERSE

Da análise de correlações da matriz acima apresentada, e dada a elevadíssima correlação entre os números de clientes e os postos de transformação e à maior referência aos números de clientes na literatura, em

conformidade com os resultados dos testes, optou-se por não incluir os postos de transformação como output dos modelos e utilizar esta variável na alocação dos custos comuns ou específicos.

4.4 ALOCAÇÃO DOS CUSTOS NÃO ESPECÍFICOS

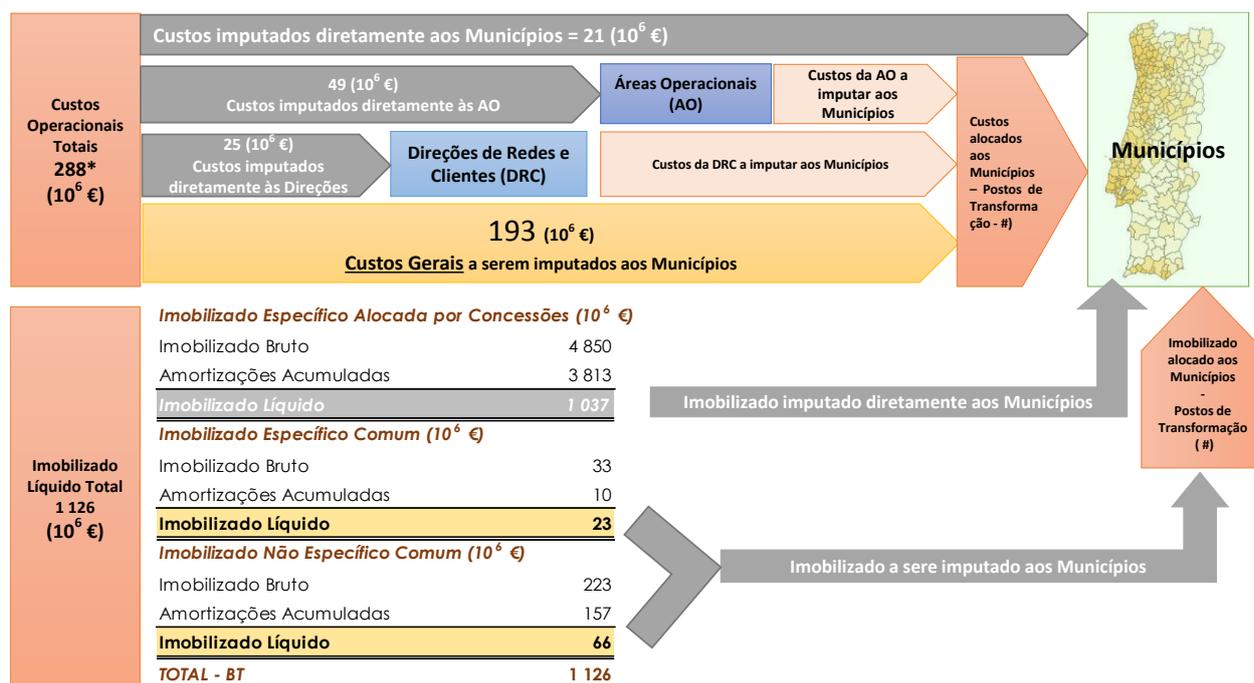
Uma plena caracterização económica das atuais entidades intermunicipais implica a necessidade de realizar um processo de alocação dos gastos não específicos que ainda não se encontram alocados a cada concessão conforme o exposto no ponto 3.2. Recorde-se que cerca de 67% dos gastos operacionais relativos ao exercício económico de 2016 não estão alocados às concessões, sendo considerados gastos comuns e apenas 33% destes gastos foram alvo de um processo de alocação. No entanto, esta alocação não foi na sua totalidade afeta às concessões por apenas 7% dos gastos operacionais se encontrarem diretamente alocados às concessões e os restantes 26% estarem afetos às áreas funcionais do atual principal operador que integram diversas concessões.

Nomeadamente, 17% dos gastos operacionais estão alocadas às áreas operacionais e 9% às Direções de Redes e Clientes. Adicionalmente, observa-se que 8% dos ativos não correntes (“imobilizado”) também não se encontram alocadas às concessões.

Na seção anterior identificou-se os indutores de custos a incluir na função de custos e, suplementarmente, a variável de alocação destes custos não específicos – postos de transformação – disponível para a alocação dos custos comuns às diferentes concessões. Esta variável pode ser medida pela quantidade de postos existentes ou pela capacidade instalada. Em resultado da maior correlação apresentada por esta variável medida pela capacidade com o número de clientes (o principal indutor de custos considerado), optou-se pela utilização da variável postos de transformação em quantidade para alocação dos custos comuns ou não específicos.

A Figura 4-5 sintetiza o procedimento de alocação dos gastos e dos ativos não correntes. Os gastos operacionais afetos às áreas funcionais apenas foram alocados às concessões integrantes dessas áreas funcionais. Esta alocação pressupõe a inexistência da necessidade de replicar-se as estruturas definidas a nível nacional para o suporte da atividade de distribuição em BT ao nível de cada concessão, isto é, este procedimento alocou a cada concessão a sua quota parte de utilização dessas estruturas. Neste sentido, este procedimento permite definir o valor mínimo de custos e investimentos necessários ao normal funcionamento de cada concessão.

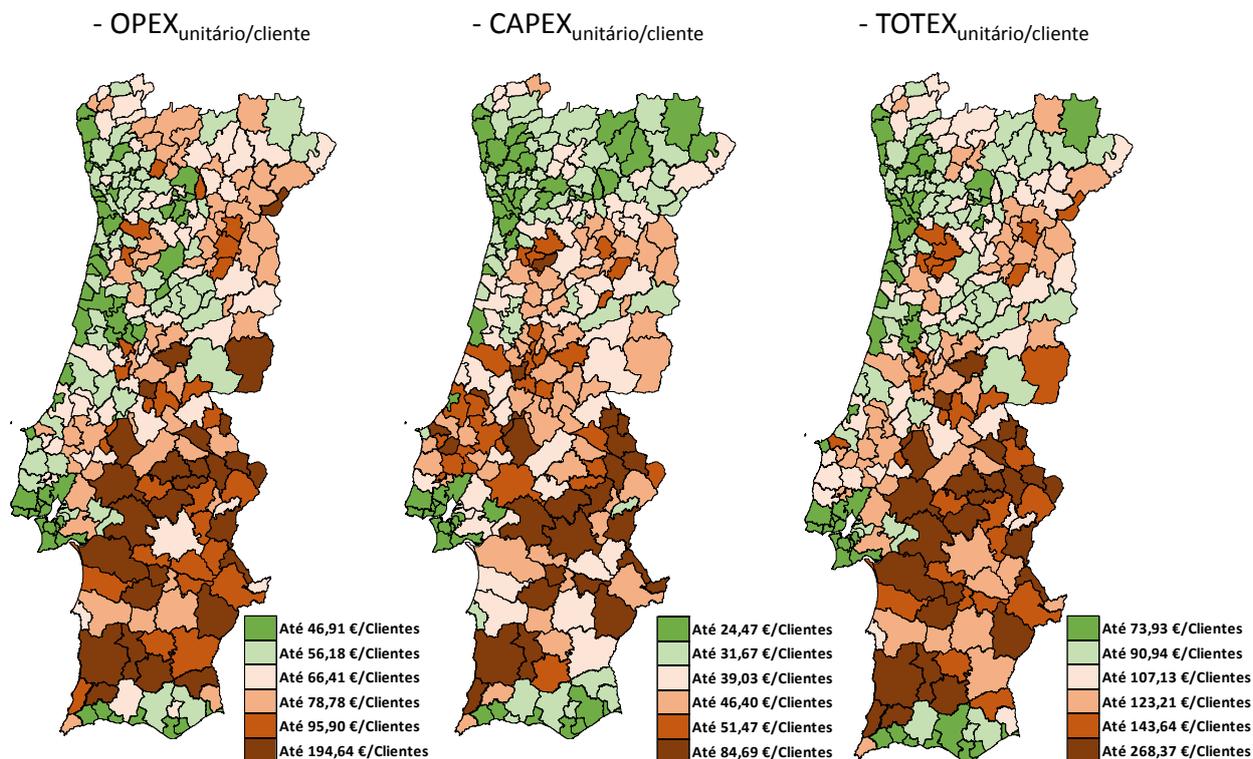
Figura 4-5 – Alocação dos Custos e Imobilizados Comuns



Após a alocação dos custos operacionais comuns é possível determinar o OPEX por concessão.

A alocação do imobilizado comum e respetivas amortizações às diferentes concessões permite determinar o valor do CAPEX afeto a cada município. Este corresponde ao valor das amortizações acrescido da remuneração do ativo (o valor do ativo líquido multiplicado pela taxa de remuneração definida pela ERSE. A soma destas duas rúbricas (OPEX e CAPEX) determina os custos totais (TOTEX) associados ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. A Figura 4-6 apresenta uma caracterização por município dos custos unitários de OPEX, CAPEX e TOTEX. Nesta figura observa-se uma elevada heterogeneidade de situações entre as diferentes concessões. Contudo, é possível observar que as regiões do Alentejo e do interior centro apresentam custos unitários significativamente mais elevados comparativamente a outras regiões.

Figura 4-6 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Municípios



Na Figura 4-7 à Figura 4-8 apresenta-se a caracterização por custos unitários assumindo três cenários de agregação: as áreas operacionais (21) e as direções de redes e clientes (6) de acordo com a estrutura funcional e as comunidades intermunicipais (23). A análise das figuras permite observar uma diminuição da heterogeneidade de custos unitários com o incremento da dimensão de agregação das concessões municipais. Isto é, a agregação leva a uma diminuição da amplitude entre os custos unitários mínimos e máximos.

Figura 4-7 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Áreas Operacionais

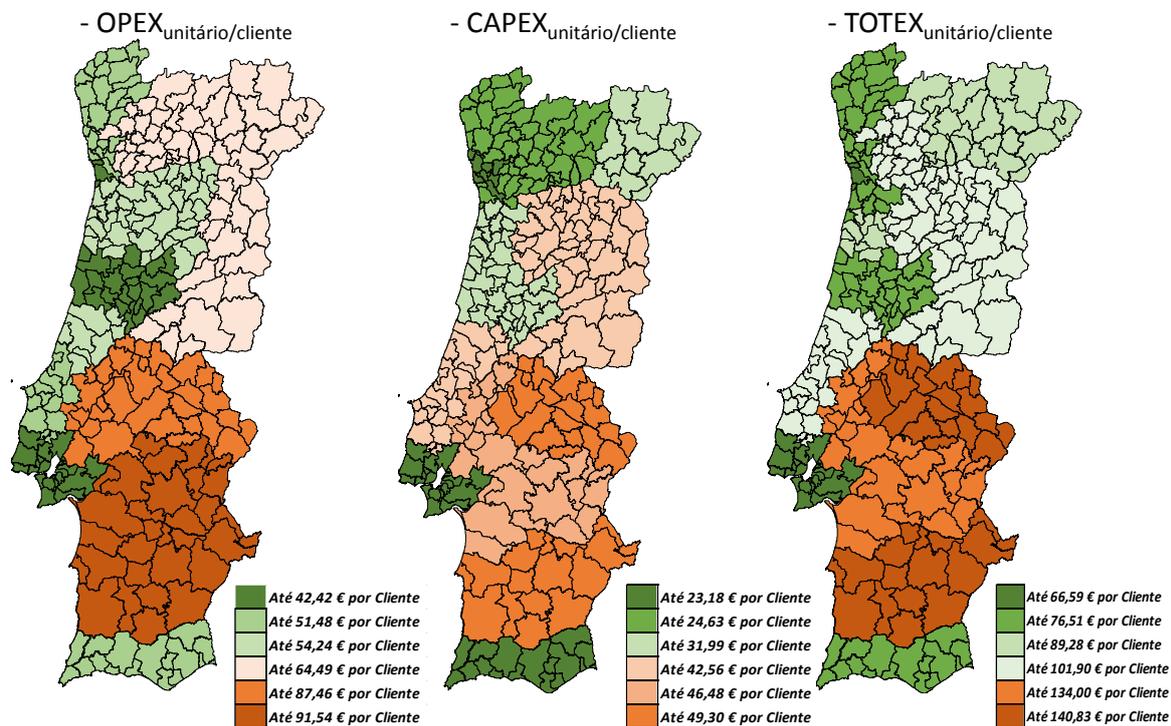


Figura 4-8 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Comunidades Intermunicipais

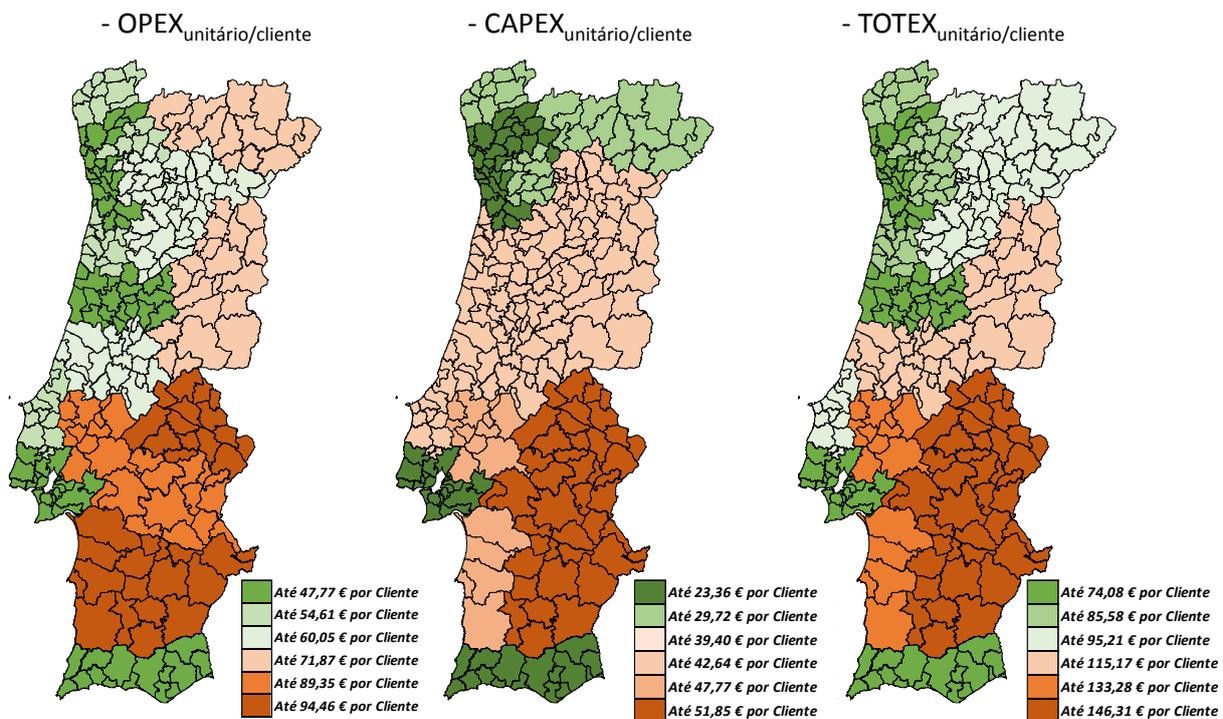
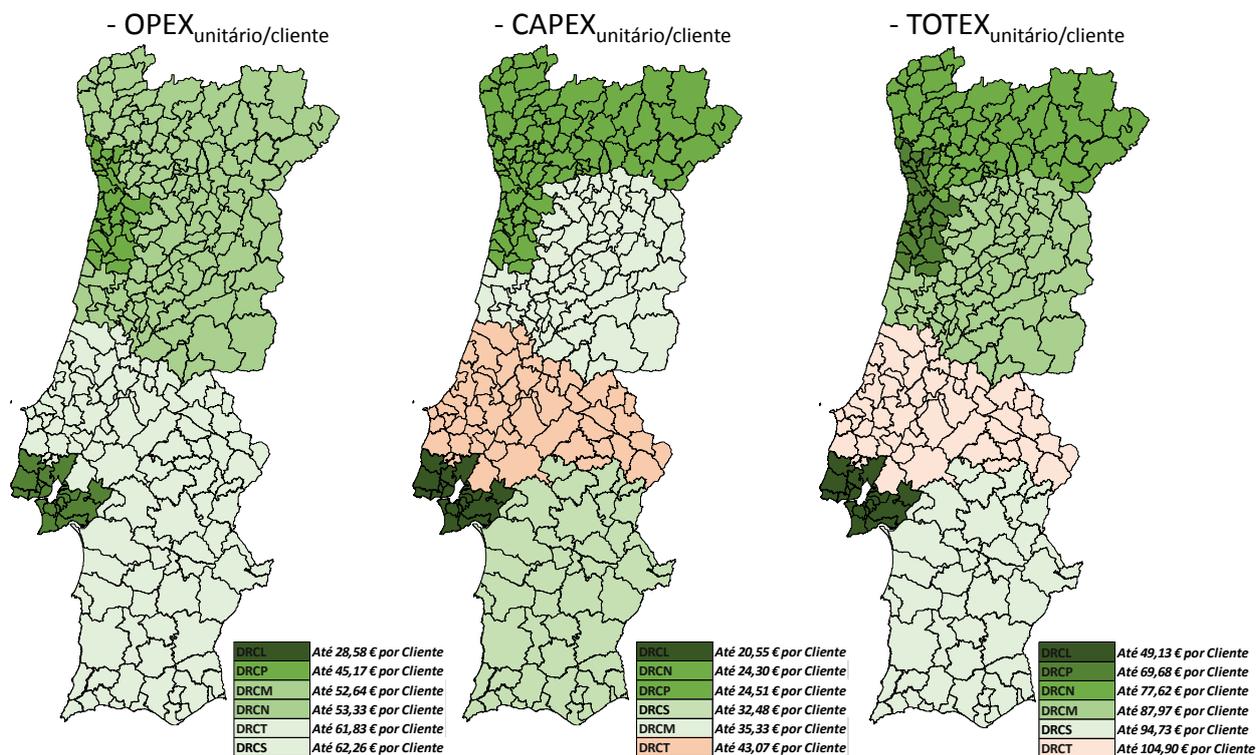


Figura 4-9 – Impactes de Alocação de Todos os Gastos – Direções de Redes e Clientes



4.5 FUNÇÃO CUSTO DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DA PROPOSTA DE DELIMITAÇÃO TERRITORIAL

Na seção anterior procedeu-se a alocação dos custos comuns ou não específicos às concessões e respetivas agregação.

Após obter a identificação de todos os custos (OPEX e CAPEX) por todas as concessões, optou-se por confirmar a validade estatística das diferentes formas funcionais das funções custo associadas às variáveis definidas como indutores de custos na seção 3.2. A função custo escolhida servirá de base ao modelo paramétrico ou não paramétrico escolhido na avaliação do nível de eficiência das diferentes propostas de delimitação territorial.

Este procedimento suplementar justifica-se pela necessidade de validar as funções custo e, consequentemente, definir o modelo mais adequado ao processo de definição da proposta de delimitação territorial. Especificamente, a análise focou-se na utilização dos diferentes modelos aplicados às amostras que consideram as agregações das concessões, em particular, as entidades intermunicipais por ser esta a referência primordial para a definição *supra* referida de acordo com o normativo legal. Neste sentido, para a amostra associada às entidades intermunicipais também se aplicou o teste à endogeneidade das variáveis

de Hausman por forma a obter uma referência mais robusta sobre o modelo a utilizar na definição da proposta de delimitação territorial.

Os resultados do Quadro 4-7 permitem definir o modelo que incorpora o número de clientes e o inverso da densidade de clientes como o mais adequado para avaliação dos níveis de eficiência apresentado por cada nível de agregação e permitir alcançar uma harmonização dos níveis de eficiência económica apresentada pelas diferentes áreas de agregação das concessões na proposta de delimitação territorial.

Quadro 4-7 - Teste à função Translog, dados Seccionais – Áreas com Custos Totais Alocados

OUPUTS	M1	M4	M5	M8
Clientes	✓	✓	✓	✓
Extensão da Rede		✓		✓
Densidade de Clientes			✓	✓
Teste – Forma Funcional				
Ramsey (todos)	✓ (1%)	✓ (5%)	✓	✓
Ramsey (Agregados – AO, DRC e CIM)	✓ (1%)	✓	✓	✓
Ramsey (Agregados – CIM)	✓	✓	✓	✓
Hausman (Agregados – CIM)	✓	✗	✓	✗ (Durbin) ✓ (Wu-Hausman)

Desta forma, a definição da proposta de delimitação territorial das atuais concessões passará pela avaliação dos custos unitários e dos níveis de eficiência apresentados pelos diferentes cenários de agregação.

Os principais estudos no campo da investigação e da análise da eficiência têm recorrido a duas abordagens principais. Uma primeira, tem consistido na utilização de técnicas paramétricas que requerem formas funcionais particulares de especificação de uma função de produção ou de custos, tal como é exemplo a *stochastic frontier approach* (SFA) (e.g. Growisch et al, 2009) e o *Corrected Ordinary Least Square* (COLS) baseado na estimação OLS (Farsi e Filippini, 2005 e Kumbhakar, Wang e Horncastle, 2015). A segunda abordagem consiste na utilização das técnicas não paramétricas, em particular, data envelopment analysis (DEA) menos exigente ao nível da especificação da forma da fronteira de eficiência (Erbeta and Rappuoli, 2008) por não impor, por exemplo, que os dados sigam uma distribuição particular e permitir a sua aplicação a amostras de reduzida dimensão. Ambas as técnicas têm os seus méritos e deméritos e ambas têm sofrido uma ampla utilização em estudos neste contexto (Souza et al, 2014; Çelen, 2013; Huang, Chen e Yang, 2010; Zhu, 2009). A literatura económica não proclama a existência de um único método de fronteira que seja globalmente o melhor e o mais adequado para a análise da eficiência (Souza et al, 2014).

No caso concreto do presente estudo, a escolha da metodologia econométrica para a avaliação do nível de eficiência dos diferentes cenários de agregação estava condicionada às características dos dados disponíveis e aos princípios a serem seguidos para a definição da delimitação territorial que implicaram as seguintes condicionantes: alocação de custos (referida anteriormente) e a dimensão da amostra.

A atividade de distribuição de energia elétrica no continente português está estruturada em 278 concessões municipais atribuídas a uma grande incumbente e micro concessões correspondentes a áreas territoriais de freguesias atribuídas a 10 operadores da rede de distribuição em BT de pequena dimensão. Contudo, o normativo legal determina as áreas intermunicipais como referencial para a delimitação territorial e que atualmente correspondem a 23 áreas. Neste sentido, os potenciais cenários de delimitação territorial irão incorporar um número reduzido de observações e, desta forma, constituir amostras de reduzida dimensão que serão necessárias ser utilizadas para avaliação da eficiência apresentada por cada cenário. Esta situação apresenta-se contrária à amostra utilizada para a definição da função de custos que integrava, para além das 278 concessões, as áreas funcionais da atual grande incumbente e que se apresentava adequada para a utilização de metodologias paramétricas.

METODOLOGIA DEA

Face ao constrangimento exposto, para a avaliação do nível de eficiência económica será adotada a metodologia não paramétrica adequada à dimensão da amostra e do objetivo da análise. Em particular, a supra referida *Data Envelopment Analysis* (DEA) para medir a eficiência relativa das entidades consideradas, tal como refere Hirschhausen et al, 2006. A metodologia DEA envolve o uso de métodos de programação linear para construir, a partir dos dados da amostra, uma fronteira de eficiência não-paramétrica. Nesta abordagem não-paramétrica, a fronteira de custo é considerada como uma função determinística das variáveis observadas cuja determinação não exige requisitos econométricos (por exemplo, associados à distribuição dos erros) impostos nas formas funcionais paramétricas. Além disso, abordagens não-paramétricas podem ser utilizadas em pequenas amostras de dados (Farsi e Fillipini, 2005 e Coelli et al, 2005).

Na aplicação desta metodologia podem ser consideradas duas abordagens alternativas para caracterizar a fronteira eficiente: *input-oriented* e *output-oriented* (Zhu, 2009). Na primeira abordagem, o nível de eficiência é medido pela capacidade de minimização dos *inputs* para a obtenção de um determinado nível de *output*. Na segunda abordagem, o nível de eficiência é medido pela capacidade de maximização do *output* para um determinado nível de *inputs* (Kumbhakar et al, 2015). De acordo com Farsi e Filippini (2005),

a metodologia DEA constitui um indicador simples de eficiência e pode ser sucintamente definido como um rácio entre *outputs* e *inputs*. A ineficiência de uma unidade de produção é medida através da distância entre o seu posicionamento e a fronteira que define o nível ótimo de produção. Esta distância é medida entre os valores *inputs* e *outputs*, resultando, respetivamente, numa análise *input-oriented* ou *output-oriented*.

No caso concreto do presente estudo, o nível do *output* está definido e observado interessando minimizar os *inputs* que permitem satisfazer as necessidades dos consumidores. Este facto leva à utilização da abordagem *input-oriented*. Desta forma, o modelo DEA na abordagem *input-oriented* é especificado da seguinte forma (Banker et al, 1984):

$$\min \theta - \varepsilon (\sum_{i=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+) \quad (5)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + s_i^- = \theta x_{io} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = y_{ro} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n.$$

Onde j representa a entidade (*Decision Maker Unit - DMU*), que se encontra em avaliação, e x_{ij} e y_{rj} são os *inputs* e os *output* para cada DMU, respetivamente. Desde que $\theta = 1$ seja uma solução viável para (3), o valor ótimo para (1), será $\theta^* \leq 1$. Se $\theta^* = 1$, então os níveis atuais de input não podem ser reduzidos (proporcionalmente), indicando que o DMU em avaliação se encontra na fronteira, isto é, o DMU em avaliação é um ponto da fronteira eficiente e que não existe outros DMU a operar de forma mais eficiente. Caso contrário, se $\theta^* < 1$, implica que o DMU é dominado pela fronteira (encontra-se fora desta referência). Desta forma, o DMU em avaliação é ineficiente e, por esta razão, pode aumentar seus níveis de *output* ou diminuir seus níveis de *input*. θ^* representa o valor (nível) de eficiência de uma dada entidade (Zhu, 2009).

No caso presente, os DMU são as áreas territoriais, o *input* são os custos totais ou TOTEX¹⁹ (CAPEX e OPEX) por cliente, e os *outputs* são o número de cliente e o inverso da densidade populacional.

Tal como refere Hirschhausen et al (2006), na metodologia DEA o nível de eficiência pode ser calculado assumindo uma de duas abordagens possíveis: rendimentos constantes à escala (*constant returns to scale - CRS*) ou rendimentos variáveis à escala (*variable returns to scale - VRS*). A primeira abordagem compara todas as empresas da amostra, independentemente da sua dimensão, assumindo que a dimensão não tem efeitos sobre o nível de eficiência. A segunda compara apenas as empresas de nível similar de dimensão. De acordo com os autores, esta segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres para decidir sobre a sua dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa. Este aspeto final corresponde exatamente ao contexto da realidade analisada neste trabalho, sendo por isso adotada a abordagem de rendimentos constantes à escala para a avaliação da eficiência e escala ótima.

A utilização da metodologia não paramétrica DEA na análise do nível de eficiências das empresas a atuarem no setor elétrico, em particular na atividade de distribuição de energia, tem sido muito extensa e justificada pela capacidade desta metodologia de efetuar a medição dos níveis de eficiência de múltiplos *outputs* e *inputs* sem a exigência da necessidade de uma formalização prévia de uma forma funcional e de uma pré-atribuição de pesos aos diferentes outputs e inputs considerados (Mullarkey et al, 2015).

4.6 AGRUPAMENTO DAS ÁREAS

4.6.1 DEFINIÇÃO DA PROPOSTA DE DELIMITAÇÃO TERRITORIAL

BREVE ENQUADRAMENTO

O presente estudo procura responder à solicitação presente na Lei n.º 31/2017, de 31 maio, nomeadamente, a definição de uma proposta de delimitação territorial abrangida por cada procedimento de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão. Esta definição deverá, de acordo com o mesmo normativo legal, utilizar as entidades intermunicipais como referencial para a

¹⁹ Total Expenditure, que corresponde aos custos totais, soma dos custos de investimento (amortização do ativo líquido adicionado da remuneração dos investimentos) e de exploração

delimitação territorial. A definição de uma proposta de delimitação territorial deverá: i) assegurar a eficiência económica e a neutralidade financeira e ii) a coesão territorial, a sustentabilidade e não pôr em causa a uniformidade tarifária.

O primeiro destes objetivos foi contemplado no capítulo 3. O princípio orientador da análise efetuada nesse capítulo é de que a definição das áreas territoriais para desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica em BT não poderá gerar uma pior alocação dos recursos do que atualmente se verifica e, de uma forma mais concreta, deverá ser neutra financeiramente, não gerando custos acrescidos. Como esta atividade está fortemente dependente de efeitos de escala, a dimensão é um fator crítico no nível de custos e na garantia da eficiência económica. A dimensão mínima para a qual não se apurou evidências de perdas de ganhos à escala, isto é, a dimensão mínima para as áreas verifica-se a partir de 640 000 clientes.

O segundo grande objetivo do presente estudo é o de garantir que o processo de definição das áreas territoriais não ponha em causa a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica em BT e o princípio da uniformidade tarifária, o que pode ser resumido na criação de áreas territoriais homogêneas entre si. Este objetivo é contemplado no presente capítulo.

A atividade de distribuição em cada concessão / município caracteriza-se pela existência de condições diversificadas relacionadas com condicionantes externas como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, originando uma heterogeneidade significativa entre as diferentes concessões.

A heterogeneidade influencia o desempenho de cada operador – a existência de uma harmonização pode assumir um papel fulcral na reestruturação da atividade de distribuição, ou seja, o processo de definição das áreas deverá criar condições para que a atividade seja desenvolvida em condições semelhantes. Deste modo, há que garantir a homogeneidade intra-área e inter-área, tanto em termos de nível de custos, como de eficiência. Este exercício teve em conta três vetores:

- Homogeneidade dos custos por clientes;
- Homogeneidade em termos de eficiência (desempenho para situações semelhantes, avaliadas pelo fator densidade populacional);
- Proximidade territorial.

Face à pequena dimensão da amostra (ver capítulo 4.5) considerou-se:

- Um modelo não paramétrico, DEA, na modalidade rendimento constantes à escala de forma a não anular, à partida, o efeito escala, para a definição dos níveis de eficiência;

- Uma relação simplificada entre custos e variáveis independentes: $\text{Custos} = \text{Clientes} + \text{Inverso da Densidade de Clientes}$.

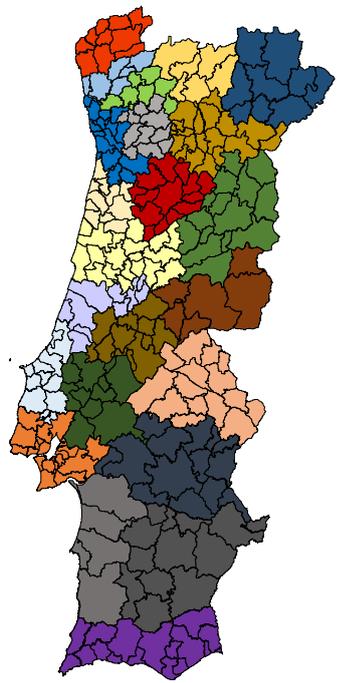
DEFINIÇÃO DAS ÁREAS A PARTIR DAS CIM

Conforme o anteriormente exposto, as entidades intermunicipais, ou Comunidades Intermunicipais (CIM) constituem o referencial da delimitação territorial. Neste sentido, a Figura 4-10 apresenta uma caracterização da referência inicial no processo de agregação recorrendo ao número de clientes (determinante da dimensão), ao custo unitário e ao *score* de eficiência obtido com a aplicação do modelo não paramétrico supra referido. Quanto menores forem os desvios-padrão dos *scores* de eficiência e dos custos unitários, mais homogêneas serão as áreas.

A harmonização económica e a coesão territorial permitirá que as diferentes delimitações territoriais apresentem uma atratividade similar no contexto concursal. Esta atratividade similar é relevante para potenciar a existência de uma pluralidade de entidades interessadas em concorrer às diversas delimitações territoriais, fomentando um potencial de ganho por via da concorrência no processo concursal (Demsetz, 1968).

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, além da observância do princípio da coerência territorial, refere a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial para cada procedimento concursal. A Figura 4-10 apresenta a caracterização económica e os níveis de eficiência destas entidades. Entre as 23 CIM observa-se uma heterogeneidade ao nível dos três indicadores: dimensão, custo unitário e nível de eficiência.

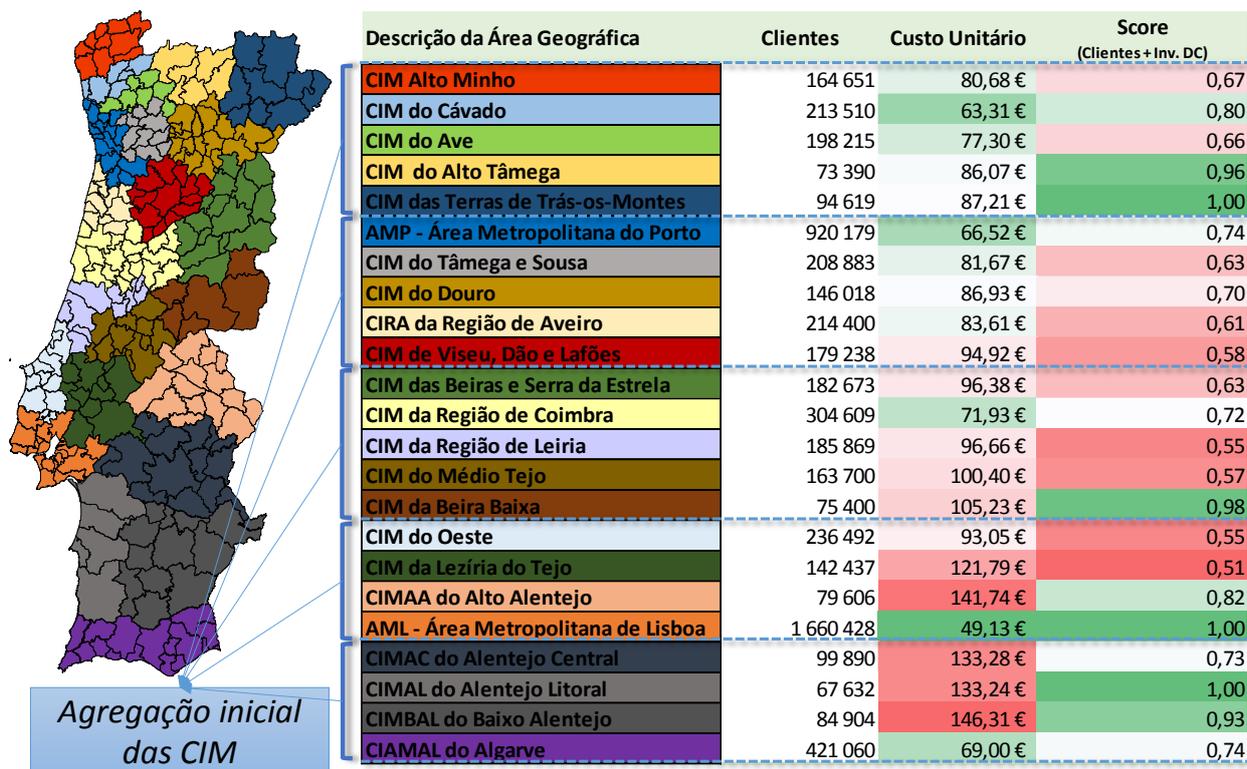
Figura 4-10 - Comunidades Intermunicipais



Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score (Clientes+ Inv. DC)
CIM Alto Minho	164 651	80,68 €	0,67
CIM do Cávado	213 510	63,31 €	0,80
CIM do Ave	198 215	77,30 €	0,66
CIM do Alto Tâmega	73 390	86,07 €	0,96
CIM das Terras de Trás-os-Montes	94 619	87,21 €	1,00
AMP - Área Metropolitana do Porto	920 179	66,52 €	0,74
CIM do Tâmega e Sousa	208 883	81,67 €	0,63
CIM do Douro	146 018	86,93 €	0,70
CIRA da Região de Aveiro	214 400	83,61 €	0,61
CIM de Viseu, Dão e Lafões	179 238	94,92 €	0,58
CIM das Beiras e Serra da Estrela	182 673	96,38 €	0,63
CIM da Região de Coimbra	304 609	71,93 €	0,72
CIM da Região de Leiria	185 869	96,66 €	0,55
CIM do Médio Tejo	163 700	100,40 €	0,57
CIM da Beira Baixa	75 400	105,23 €	0,98
CIM do Oeste	236 492	93,05 €	0,55
CIM da Lezíria do Tejo	142 437	121,79 €	0,51
CIMAA do Alto Alentejo	79 606	141,74 €	0,82
AML - Área Metropolitana de Lisboa	1 660 428	49,13 €	1,00
CIMAC do Alentejo Central	99 890	133,28 €	0,73
CIMAL do Alentejo Litoral	67 632	133,24 €	1,00
CIMBAL do Baixo Alentejo	84 904	146,31 €	0,93
CIAMAL do Algarve	421 060	69,00 €	0,74
Média	298 523	98,43 €	0,74
Desvio Padrão	381 335	26,76 €	0,16
Mediana	180 956	95,65 €	0,72

Uma delimitação territorial de acordo com as 23 CIM não cumpre os dois objetivos delineados ocorrendo a necessidade de efetuar-se um processo de agregação das diferentes CIM (Figura 4-11). Neste processo teve-se em conta os objetivos de homogeneidade e um referencial dimensional mínimo próximo de 600 000 clientes conforme o exposto nas seções anteriores.

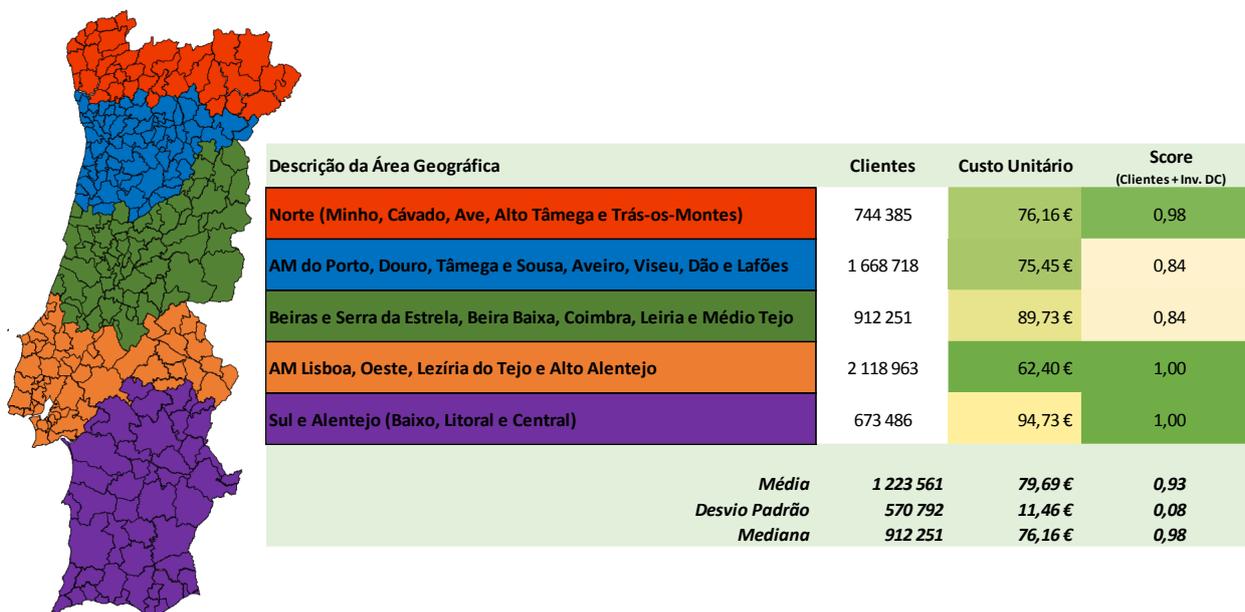
Figura 4-11 - Agregação Base de Referência - Comunidades Intermunicipais



De seguida são apresentadas três propostas de agregações de CIM, submetidas a consulta pública. Cada área proposta apresenta um conjunto de vantagens e desvantagens, pelo que o processo de consulta pública é essencial para determinar em definitivo, as delimitações territoriais para os procedimentos concursais em causa.

Para este fim, agregaram-se as CIM consoante as indicações constantes da Figura 4-11 com o objetivo de obter uma maior harmonização nos custos unitários e nos níveis de eficiência entre as delimitações territoriais inferidas deste processo de agregação (incluindo o referencial da dimensão mínima supra referido). Este procedimento resulta na primeira proposta de agregação, proposta 1, apresentada na Figura 4-12.

Figura 4-12 – Agregação 1



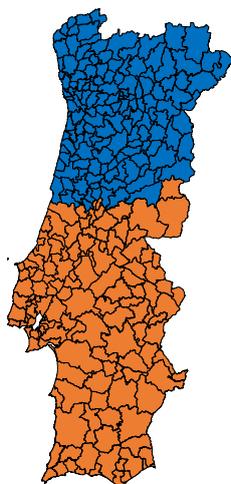
Esta proposta de agregação tem a vantagem de respeitar o nível mínimo de dimensão considerado adequado para a atividade de distribuição em BT. Todavia, esta proposta apresenta a desvantagem da delimitação territorial do Sul e Alentejo apresentar um nível de custo significativamente mais elevado comparativamente às restantes delimitações territoriais enquanto a delimitação territorial de Lisboa, Oeste, Lezíria e Alto Alentejo (delimitação territorial conexas à área do Sul) apresenta o nível de custo mais baixo. De facto, esta proposta apresenta alguma discrepância relevante em termos de custos unitários da área que incorpora a área metropolitana de Lisboa comparativamente às restantes. Neste sentido, por forma a produzir uma maior aproximação dos custos unitários apresentados por estas duas delimitações territoriais propõe-se a inclusão da CIM do Alentejo Central na delimitação territorial que inclui Lisboa. Este ajustamento permitirá uma diminuição do custo da delimitação territorial do Sul sem implicar um incremento significativo do custo apresentado pela delimitação territorial que inclui Lisboa. Esta redefinição da agregação 1 origina a proposta de agregação 2 apresentada na Figura 4-13.

Figura 4-13 – Agregação 2



Na Figura 4-14 apresenta-se a proposta de agregação 3 constituída apenas por duas grandes áreas de delimitação territorial denominadas de Norte / Centro Norte e Sul / Centro Sul. Esta nova agregação foi elaborada a partir da agregação 2 juntando na primeira as delimitações territoriais localizadas a norte de Portugal Continental e na segunda as delimitações territoriais localizadas mais a Sul. No caso da delimitação territorial do centro que agrupava as CIM de Coimbra, Beira e Serra da Estrela, Beira Baixa Médio Tejo e Leiria optou-se por dividir esta delimitação territorial com o objetivo de harmonizar a dimensão das duas grandes delimitações territoriais apresentadas nesta agregação 3. Nomeadamente, as CIM localizadas mais a norte desta delimitação territorial foram incluídas na delimitação territorial do Norte supra referida e as CIM mais a sul foram incluídas na nova delimitação territorial do Sul. Naturalmente, nesta nova agregação observa-se uma maior harmonização dos custos unitários e dos níveis de eficiência entre as delimitações territoriais. Todavia, a desvantagem clara desta delimitação territorial é que daí resulta uma situação muito próxima da atual situação.

Figura 4-14 – Agregação 3



Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score (Clientes + Inv. DC)
Norte e Centro Norte	2 900 385	76,58 €	0,97
Sul e Centro Sul	3 217 418	74,08 €	1,00
<i>Média</i>	3 058 902	75,33 €	0,98
<i>Desvio Padrão</i>	158 517	1,25 €	0,02
<i>Mediana</i>	3 058 902	75,33 €	0,98

BIBLIOGRAFIA

Agrell, P.J.; & Brea-Solís, H., 2017. "Capturing heterogeneity in electricity distribution operations: A critical review of latent class modelling", *Energy Policy*, Elsevier, 104(C), 361-372.

Altoé, L. et al., 2017 "Políticas públicas de incentivo à eficiência energética", *Estud. av. [online]*, 31, 89, 285-297. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890022>.

Andrade, T., 2014, "The impact of regulation, privatization and competition on gas infrastructure investments", *Energy*, 69, 82-85.

Arcos-Vargas, A.; Núñez-Hernández e Villa-Caro, G., 2017, "A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation", *Energy Policy*, 102, 583-592.

Banker, R. D., 1984. "Estimating Most Productive Scale Size Using Data Envelopment Analysis", *European Journal of Operational Research*, 17 (1), 35–44. doi:10.1016/0377-2217(84)90006-7.

Blázquez-Gómez, L. e Grifell-Tatjé E., 2011. "Evaluating the Regulator: Winners and Losers in the Regulation of Spanish Electricity Distribution", *Energy Economics*, 33(5), 807–15. doi:10.1016/j.eneco.2011.01.006.

Box, M. J., 1966, "A comparison of several current optimization methods, and the use of transformations in constrained problems", *Computer Journal*, 9, 67-77.

Caves, D.; Christensen, L. e Tretheway, M., 1984, "Economies of density versus economies of scale: why trunk and local service airline costs differ", *Rand Journal of Economics*, 15 (4), 471-489.

Çelen, A. e Yalçın N., 2012. "Performance Assessment of Turkish Electricity Distribution Utilities: An Application of Combined FAHP/TOPSIS/DEA Methodology to Incorporate Quality of Service", *Utilities Policy*, 23 (December), 59–71. doi:10.1016/j.jup.2012.05.003.

Coelli, T. 2005. "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis", *Biometrics*, 41. doi:10.2307/2531310.

Cossent, R. e Gómez T., 2013. "Implementing Incentive Compatible Menus of Contracts to Regulate Electricity Distribution Investments", *Utilities Policy*, 27 (December), 28–38. doi:10.1016/j.jup.2013.09.002.

Cronin, F. J. e Motluk S., 2011. “*The Effects of Firm Boundary and Financing Constraints on Utility Costs: The Case of Municipally Owned Electricity Distribution Utilities*”, *Annals of Public and Cooperative Economics*, 82 (3), 277–99. doi:10.1111/j.1467-8292.2011.00439.x.

Cullmann, A., 2012, “*Benchmarking and Firm Heterogeneity: A Latent Class Analysis for German Electricity Distribution Companies.*” *Empirical Economics*, 42 (1), 147–69. doi:10.1007/s00181-010-0413-4.

Cullmann, A. e Hirschhausen C.V., 2008, “*From Transition to Competition: Dynamic Efficiency Analysis of Polish Electricity Distribution Companies*”, *Economics of Transition*, 16 (2): 335–57. doi:10.1111/j.1468-0351.2008.00312.x.

DeBenedictis, L. F. e Giles, D. E. A., 1998, “*Diagnostic testing in econometrics: variable addition, RESET, and Fourier approximations*”, in A. Ullah & D. E. A. Giles (eds.), *Handbook of Applied Economic Statistics*, New York: Marcel Dekker, 383-417

Demsetz, H., 1968, “*Why Regulate Utilities?*”, *Journal of Law and Economics*, 11 (1), 55-65.

Erbetta, F. e Rappuoli, L., 2008, “*Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis*”, *Omega*, 36(2), 325-336, <https://EconPapers.repec.org/RePEc:eee:jomega:v:36:y:2008:i:2:p:325-336>.

Everitt, S.B.; Landau, S.; Leese, M.M. e Stahl, D., 2011, “*Cluster Analysis*”, *John Wiley & sons, Ltd*, 10.1002/9780470977811.ch8.

Farsi, M. e Filippini, M., 2005, “*A Benchmarking Analysis of Electricity Distribution Utilities in Switzerland*”, *CEPE Working Paper, 43*, CEPE – Centre for energy Policy and Economics – Swiss Federal Institutes of Technology, June.

Filippini, M. e Wetzel, H., 2014, “*The impact of ownership unbundling on cost efficiency: empirical evidence from the New Zealand electricity distribution sector*”, *Energy Economics*, 45, 412-418, DOI 10.1016/j.eneco.2014.08.002

Førsund, F. R., e Hjalmarsson L., 2004, “*Calculating Scale Elasticity in DEA Models*”, In *Journal of the Operational Research Society*, 55, 1023–38. doi:10.1057/palgrave.jors.2601741.

Galán, J. e Pollitt, M. 2014, “*Inefficiency persistence and heterogeneity in Colombian electricity utilities*”, *Energy Economics*, 46, 31-44, DOI 10.1016/j.eneco.2014.08.024

- Gaffar, J.L., 1990, "Economie Industrielle et de L'Innovation", Paris: Dalloz, 19.
- Giles, D. e Wyatt, S.N., 1989. "Economies of Scale in New Zealand Electricity Distribution Industry", 370-82
- Gil, G.; Costa M.; Lopes A. e Mayrink V., 2017, "Spatial Statistical Methods Applied to the 2015 Brazilian Energy Distribution Benchmarking Model: Accounting for Unobserved Determinants of Inefficiencies." *Energy Economics*, 64 (May), Elsevier B.V., 373–83. doi:10.1016/j.eneco.2017.04.009.
- Grifell-Tatjé, E. e Kerstens K., 2008, "Incentive Regulation and the Role of Convexity in Benchmarking Electricity Distribution: Economists versus Engineers", *Annals of Public and Cooperative Economics*, 79 (2), 227–48. doi:10.1111/j.1467-8292.2008.00364.x.
- Growitsch, C.; Jamasb, T. e Pollit, M., 2009, "Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution", *Applied Economics*, 41, 2555-2570, DOI 10.1080/00036840701262872
- Haney, A.B., e Pollitt M.G., 2009, "Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators", *Energy Policy*, 37 (12), Elsevier, 5814–30. doi:10.1016/j.enpol.2009.08.047.
- Hess, B., e Cullmann A., 2007, "Efficiency Analysis of East and West German Electricity Distribution Companies - Do the 'Ossis' Really Beat the 'Wessis'?", *Utilities Policy*, 15 (3), 206–14. doi:10.1016/j.jup.2007.03.002.
- Hirschhausen, C.V.; Cullmann A. e Kappeler A., 2006, "Efficiency Analysis of German Electricity Distribution Utilities - Non-Parametric and Parametric Tests", *Applied Economics*, 38 (21), 2553–66. doi:10.1080/00036840500427650.
- Farsi, M.; Fetz A. e Filippini M., 2005. "Benchmarking Analysis in Electricity Distribution", *CEPE Report 4*, 1–30.
- Hoppner, F.; Klawonn F.; Kruse R. e Runkler T., 1999, "Fuzzy Cluster Analysis", John Wiley & Sons, Chichester, England.
- Huang, Y.J.; Chen, K.H. e Yang, C.H., 2010, "Cost Efficiency and Optimal Scale of Electricity Distribution Firms in Taiwan: An Application of Metafrontier Analysis", *Energy Economics*, 32 (1), 15–23. doi:10.1016/j.eneco.2009.03.005.

Jamasb, T. e M. Pollitt., 2001, “*Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience*”, *Utilities Policy*, 9 (3), 107–30. doi:10.1016/S0957-1787(01)00010-8

Jamasb, T.; Orea, L. e Pollitt, M., 2012, “*Estimating the Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies.*” *Energy Economics*, 34 (5), 1498–1506. doi:10.1016/j.eneco.2012.06.022.

Kuosmanen, T.; Saastamoinen A. e Sipiläinen T., 2013 “*What Is the Best Practice for Benchmark Regulation of Electricity Distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED Methods.*” *Energy Policy*, 61 (October), 740–50. doi:10.1016/j.enpol.2013.05.091.

Kumbhakar, S.; Amundsveen R.; Kvile H. e Lien G., 2015, “*Scale Economies, Technical Change and Efficiency in Norwegian Electricity Distribution, 1998–2010*”, *Journal of Productivity Analysis*, 43 (3), Kluwer Academic Publishers: 295–305. doi:10.1007/s11123-014-0427-6.

Kumbhakar, S.; Wang, H. e Horncastle, A., 2015, “*A Practitioner's Guide to Stochastic Frontier Analysis Using Stata*”, *Cambridge University Press*, <https://EconPapers.repec.org/RePEc:cup:cbooks:9781107609464>.

Kwoka, J., 2005 “*Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring*”, *Applied Economics*, Taylor & Francis Journals, vol. 37(20)), 2373–2386.

Leme, R.; Paiva, A.; Santos P.; Balestrassi P. e Leandro de Lima Galvão, 2014, “*Design of Experiments Applied to Environmental Variables Analysis in Electricity Utilities Efficiency: The Brazilian Case.*” *Energy Economics*, 45, Elsevier, 111–19. doi:10.1016/j.eneco.2014.06.017.

Llorca, M.; Orea L. e Pollitt, M., 2014, “*Using the Latent Class Approach to Cluster Firms in Benchmarking: An Application to the US Electricity Transmission Industry.*” *Operations Research Perspectives*, 1 (1), Elsevier Ltd, 6–17. doi:10.1016/j.orp.2014.03.002.

Miguéis, V. L.; Camanho A.S, Bjørndal E. e Bjørndal M., 2012, “*Productivity Change and Innovation in Norwegian Electricity Distribution Companies*”, *Journal of the Operational Research Society*, 63 (7), 982–90. doi:10.1057/jors.2011.82.

Mitchell, K.; Onvural, N. M., 1996, “*Economies of scale and scope at large commercial banks: Evidence from the Fourier flexible functional form*”, *Journal of Money, Credit and Banking*, 28, 178–199.

Mullarkey, S.; Caulfield B.; McCormack S., e Basu B., 2015, “A Framework for Establishing the Technical Efficiency of Electricity Distribution Counties (EDCs) Using Data Envelopment Analysis”, *Energy Conversion and Management*, 94, Elsevier Ltd, 112–23. doi:10.1016/j.enconman.2015.01.049.

Nepal, R. e Jamasb, T., 2015, “Incentive Regulation and Utility Benchmarking for Electricity Network Security”, *Economic Analysis and Policy*, 48 (December), Elsevier, 117–27. doi:10.1016/j.eap.2015.11.001.

Omrani, H.; Gharizadeh, R. e Kaleibari, S., 2015, “Performance Assessment of Iranian Electricity Distribution Companies by an Integrated Cooperative Game Data Envelopment Analysis Principal Component Analysis Approach”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64, Elsevier Ltd, 617–25. doi:10.1016/j.ijepes.2014.07.045.

Orea, L. e Jamasb, T., 2017 “Regulating Heterogeneous Utilities: A New Latent Class Approach with Application to the Norwegian Electricity Distribution Networks”, *Energy Journal*, 38 (4), International Association for Energy Economics, 101–27. doi:10.5547/01956574.38.4.lore.

Pérez-Reyes, R. e Tovar B., 2009, “Measuring Efficiency and Productivity Change (PTF) in the Peruvian Electricity Distribution Companies after Reforms.” *Energy Policy*, 37 (6), 2249–61. doi:10.1016/j.enpol.2009.01.037.

Ramsey, J. B., 1969, “Tests for specification errors in classical linear least squares regression analysis”, *Journal of the Royal Statistical Society*, 31 (2), 350-371.

Rita, R.; Marques, V.; Costa A. L.; Chaves, I. M.; Gomes, J. e Paulino, P., 2018, “Efficiency performance and cost structure of Portuguese energy “utilities” – non-parametric and parametric analysis”, *Energy*, 155, 35-45.

Saastamoinen, A.; Bjørndal E. e Bjørndal, M., 2017, “Specification of Merger Gains in the Norwegian Electricity Distribution Industry”, *Energy Policy*, 102 (March), Elsevier Ltd, 96–107. doi:10.1016/j.enpol.2016.12.014.

Salvanes, K. e Tjøtta, S., 1994, “Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution,” *Journal of Productivity Analysis*, 5 (1), Kluwer Academic Publishers: 23–43. doi:10.1007/BF01073596. .

Souza, M.; Souza, R.; Pessanha, J.; Oliveira, C. e Diallo, M., 2014, “An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities”,

Socio-Economic Planning Sciences, 48 (3), ISSN 0038-0121.
<https://doi.org/10.1016/j.seps.2014.03.002>, (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038012114000159>)

Tovar, B.; Ramos-Real G. e Almeida, E., 2011. “*Firm Size and Productivity. Evidence from the Electricity Distribution Industry in Brazil*”, *Energy Policy* 39 (2), 826–33. doi:10.1016/j.enpol.2010.11.001.

Train, K. E., 1991 ,”*Optimal Regulation – The Economic Theory of Natural Monopoly*”, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts London.

Zakaria, M. e Noureen, R., 2016. “*Benchmarking and Regulation of Power Distribution Companies in Pakistan*”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd, doi:10.1016/j.rser.2015.12.232.

Zhu, J., 2009, “*Quantitative models for performance evaluation and benchmarking – data envelopment analysis with spreadsheets*”, Springer.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

