

✓
12/7
P
R
R

Parecer sobre

“65.ª Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás, natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços. Este parecer é aprovado por maioria dos votos e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT um documento³ contendo:

- *Proposta sobre as principais determinantes do procedimento tipo de atribuição das concessões;*
- *Proposta sobre as áreas territoriais dos concursos,*

cabendo ao CT emitir parecer até 17 de setembro de 2018.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações ao CT pela ERSE, em 5/julho/2018, e pelo representante da EDP Distribuição (EDPD), em 19/julho/2018.

Foram ainda solicitados esclarecimentos complementares à ERSE que foram respondidos em 26/julho/2018.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

“CONCESSÕES de DISTRIBUIÇÃO de ELETRICIDADE em BAIXA TENSÃO”

I

GENERALIDADE

A. Introdução

Desde as primeiras iniciativas de eletrificação em Portugal, como de resto noutros países europeus, que o setor elétrico foi caracterizado pela participação de múltiplos e diversificados atores, de natureza pública, privada ou mista e de dimensão fortemente variável.

Na sua tese de doutoramento “O Estado na Eletrificação Portuguesa: da Lei de Eletrificação do País à EDP (1945 – 1976)”, o Professor João José Monteiro Figueira contabiliza as entidades

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

³ Ref: E-Técnicos/2018/747, de 29/junho/2018

intervenientes em mais de um século de eletrificação em Portugal, sendo daí extraídos os números que se referem nesta contextualização da evolução do setor elétrico.

À data da publicação da Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, estavam em atividade em Portugal 378 entidades dedicadas à exploração de redes públicas de energia elétrica, de entre o total de 490 que haviam sido criadas desde os finais do século XIX. Em relação às 112 entidades que, entretanto, tinham cessado a sua atividade no setor, deduz-se que eram maioritariamente iniciativas individuais, sociedades em que a atividade de produção ou distribuição de energia era acessória e associações ou comissões informais organizadas de forma voluntariosa para o fornecimento de energia a um universo muito limitado de clientes.

Entre 1944 e 1975 foram criadas mais 71 entidades com atividade na produção ou na produção e distribuição de energia, mas em contrapartida cessaram a sua atividade 277 das entidades em serviço, por abandono da atividade ou concentração em entidades de maior dimensão. Assim, em 1975 dedicavam-se à produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, 172 entidades públicas e privadas.

Apesar do número de entidades intervenientes no setor ser bastante elevado, era já fortemente visível a tendência de concentração da atividade, bem como o reforço da participação do Estado, através da CPE (Companhia Portuguesa de Eletricidade), que fundiu as grandes empresas de produção e a rede de transporte. Este movimento de concentração não teve, no entanto, comparação com o que havia ocorrido em diversos países europeus no pós-guerra, em que, normalmente por via da nacionalização de milhares de entidades, foram criadas empresas públicas monopolistas e de grande dimensão, como a EDF – Electricité de France (1946), a British Electricity Authority (1947) e a ENEL - Ente nazionale per l'energia elettrica (1962).

Medidas desta natureza tiveram como principais objetivos assegurar a cobertura elétrica dos territórios promovendo verdadeiras condições de serviço público, desenvolvendo e modernizando instalações e redes, garantindo as futuras necessidades energéticas, financiando novos centros electroprodutores, reduzindo os custos de exploração do sistema elétrico no seu todo, harmonizando tarifas e promovendo políticas regionais e setoriais equilibradas e mitigadoras de assimetrias e injustiças.

Assim, em 1975, o setor elétrico em Portugal estava organizado em torno da CPE, que era a responsável pela produção e pela rede de transporte, de um conjunto de operadores regionais de distribuição em alta tensão, que por sua vez acumulavam muitas concessões de distribuição em baixa tensão, numa tendência de concentração que se foi acentuando ao longo do tempo, e dos municípios que tinham a cargo a distribuição em baixa tensão, individualmente ou agregados em federações de municípios.

B. ENQUADRAMENTO do MODELO em VIGOR

B.1 Legislação nacional

Neste contexto as 14 maiores empresas do setor elétrico foram nacionalizadas através do Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, assente, entre outros, nos seguintes fundamentos:

↓
n.
P.
duz
A. Cruz



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

“Considerando que a atual situação do sector da eletricidade, caracterizada por elevado número de entidades atuantes, em muitos casos de dimensão inaceitável, acarretando sobreposições de redes, excessiva diversidade tarifária e entraves ao prosseguimento de uma política de eletrificação global acelerada, não é compatível com uma infra-estrutura básica cujo correto funcionamento é essencial ao progresso económico do País e ao bem-estar da sua população”

A EDP – Eletricidade de Portugal EP, criada através do Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho, foi incumbida da eletrificação de todo o país, da modernização e extensão das redes de distribuição elétrica, do planeamento e construção do parque electroprodutor nacional, de forma a promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população. O mesmo diploma determinou, igualmente, que o serviço público cometido à EDP seria explorado em regime de exclusividade por tempo indeterminado.

A Resolução do Conselho de Ministros 112/82, de 14 de julho, determinou que a distribuição de energia elétrica em baixa tensão passaria a competir aos municípios, que poderiam exercê-la em regime de exploração direta, em associação de municípios, através de empresas públicas de âmbito regional de que participem, ou em regime de concessão à EDP, instituindo a uniformidade tarifária no continente.

O Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, estabeleceu os princípios gerais a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração não é feita pelos municípios, com os seguintes fundamentos:

“A Resolução do Conselho de Ministros n.º 112/82, de 14 de julho, definiu os princípios fundamentais para uma resolução global dos problemas referentes à distribuição de energia elétrica em baixa tensão que, com graves prejuízos para o País, se vêm arrastando no tempo.

O presente diploma, na sequência da referida resolução, estabelece os princípios gerais da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, bem como as condições a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração seja feita nesse regime.

Contempla-se, também, e procura dar-se solução ao problema dos débitos em atraso, acumulados ao longo dos últimos 5 anos, das autarquias à EDP, cuja gravidade é de tal ordem que bem pode levar a empresa, a breve trecho, a um ponto de rotura.”

A Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, estabeleceu as normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios. Este dispositivo legal veio a ser posterior e sucessivamente alterado pela Portaria n.º 966/83, de 9 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro, que procedeu à alteração do Decreto-Lei n.º 344-B/82, alargando o direito a receber renda aos municípios que não sejam detentores de redes de distribuição próprias e que estabeleçam contrato de concessão com a EDP e, ainda, pela Portaria n.º 90 -B/92, de 10 de Fevereiro, pela Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril e pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro.

Entre 1988 e 1994 foi produzida diversa legislação que visava reorganizar o setor elétrico, dividindo-o em setores de atividade, abrindo a produção ao setor privado, permitindo o aparecimento de concorrência e atração de capitais privados:

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including a circled 'P' and several illegible signatures.

- O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, regulou a abertura ao setor privado de pequenos produtores de energia, por via hidroelétrica e por cogeração;
- O Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro, transformou a EDP de empresa pública em sociedade anónima, instruindo-a na preparação de um plano de reestruturação, revisão do balanço e avaliação do seu património;
- O Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de março, definiu uma nova estrutura para o setor elétrico nacional, constituída por um sistema vinculado e um não vinculado, bem como um regime de concessão para a exploração da rede de transporte.

Até 1994, a EDP atuou no setor elétrico como uma empresa verticalizada, responsável pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, confundindo-se quase na totalidade com o próprio setor elétrico nacional.

Na sequência do plano de reestruturação previsto no Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro e definido pelo Decreto-Lei n.º 131/94, de 19 de maio, em agosto de 1994 foi aprovado o plano de cisão da EDP, dando origem a uma estrutura empresarial constituída, genericamente, por empresas participadas detidas direta ou indiretamente a 100% pela EDP e atuando nas seguintes áreas:

- Na produção a Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (CPPE);
- No transporte a Rede Elétrica Nacional (REN);
- Na distribuição, a Eletricidade do Norte, SA (EN), a Eletricidade do Centro, SA (CENEL), a Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo, SA (LTE) e a Eletricidade do Sul, SA (SLE), empresas regionais que abrangem a totalidade do país e incorporam empresas de produção que exploram pequenos aproveitamentos hidroelétricos (Hidroelétrica do Norte-HDN, Hidroelétrica do Centro-Hidrocenel e Hidroelétrica de Lisboa e Vale do Tejo-Hidrotejo);
- Um conjunto de empresas complementares, algumas já existentes, que incluem serviços comuns de apoio às diversas áreas de atividade da EDP, bem como as participações internacionais da empresa.

Estas cisões vieram a concretizar-se em 1994, tendo já em vista um processo de abertura do setor elétrico nacional à iniciativa privada, que assentava na alienação separada das diversas empresas então constituídas.

Em 1995 foi publicado um pacote legislativo, constituído pelos Decretos-Lei n.ºs 182 e 188/95 que dividiu o setor elétrico em dois subsectores: o sistema elétrico de serviço público (SEP) e o sistema elétrico independente (SEI), sendo livre o acesso a qualquer uma destas organizações mediante a obtenção das competentes licenças para as atividades de produção e distribuição de energia elétrica.

Assim, entre 1994 e 2000 a distribuição de energia elétrica em Portugal foi assegurada por 4 distribuidoras regionais:

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including a checkmark and several illegible signatures.

- EN, abrangendo 90 concelhos de 7 distritos, 21.775 km² e 1.762.804 clientes BT (35% do total);
- CENEL, abrangendo 76 concelhos de 6 distritos, 21.283 km² e 953.936 clientes (19% do total);
- LTE, abrangendo 52 concelhos de 4 distritos, 18.000 km² e 1.401.891 (28% do total);
- SLE, com 57 concelhos de 4 distritos, 27.671 km² e 876.366 clientes (18% do total).

Em 2000 é criada a EDP Distribuição, no seguimento do determinado no Decreto-Lei n.º 4/2000, de 29 de janeiro, desenvolvendo de forma integrada as atividades de operador das redes de distribuição de eletricidade em BT, MT e AT em 278 municípios do Continente, sujeita à regulação da ERSE e aos objetivos de serviço público impostos pelos regulamentos em vigor, numa trajetória constante de eficiência económica e melhoria da qualidade de serviço, situação que persiste à data de hoje.

A fusão das quatro distribuidoras regionais foi justificada da seguinte forma:

“Contudo, constata-se hoje que a existência de quatro empresas de distribuição de energia elétrica no seio deste Grupo, pela multiplicação de estruturas e procedimentos que implica, tem constituído um verdadeiro entrave à obtenção dos níveis de eficiência e de produtividade desejáveis.”

B.2 Regulação da atividade de distribuição de energia elétrica em BT

B.2.1 Regulação e qualidade de serviço

A atividade de distribuição de energia elétrica está sujeita à regulação da ERSE e ao cumprimento dos RQS (regulamento de qualidade de serviço em vigor) e MPQS (manual de procedimentos da qualidade de serviço) que se regem por um conjunto de princípios, dos quais se destacam:

- a) Nível de qualidade de serviço, que assegura aos utilizadores das redes, aos requisitantes de ligações às redes, aos reclamantes e às entidades que apresentem pedidos de informação o direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no regulamento, bem como o direito aos níveis de qualidade de serviço adicionais estabelecidos contratualmente com o seu comercializador;
- b) Fornecimento em regime contínuo, que obriga os operadores de redes do setor elétrico a proceder, sempre que possível, de forma a manter o fornecimento contínuo de energia elétrica, podendo ser interrompido apenas pelas razões previstas no RRCSE (regulamento de relações comerciais do setor elétrico);
- c) Verificação da qualidade, que obriga os operadores de redes a instalar e manter operacionais e auditáveis os sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do RQS;

H
h
P
R
R

- d) Dever de colaboração, que impõe aos operadores de redes, operadores de infraestruturas e comercializadores o dever de colaborar e trocar entre si toda a informação necessária ao cumprimento das disposições do RQS e à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço;
- e) Casos fortuitos ou de força maior, constituídos por eventos excepcionais, imprevisíveis, ou sendo previsíveis que não possam ser evitados pelas boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias e cujas consequências danosas provoquem diminuição significativa da qualidade de serviço.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço confere ao cliente o direito de compensação, conforme estabelecido no RQS.

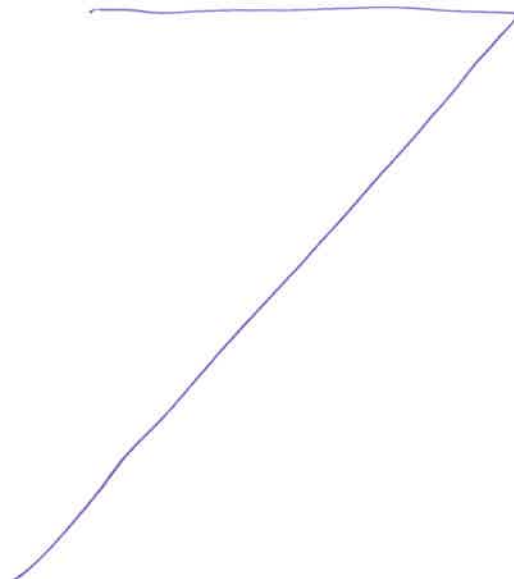
Para o estabelecimento dos padrões mencionados, o Regulamento considera a existência de três zonas de serviço, nos termos seguintes:

- Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 Clientes;
- Zona B: localidades com um número de Clientes entre 2 500 e 25 000;
- Zona C: os restantes locais.

O RQS define também o conceito de “Ilha de qualidade de serviço”, aplicado a parques industriais ou empresariais que tenham necessidade de qualidade de serviço superior à da envolvente geográfica, em resultado da opção por tipologias de ligação ou reforço de redes com custos suportados pelo promotor.

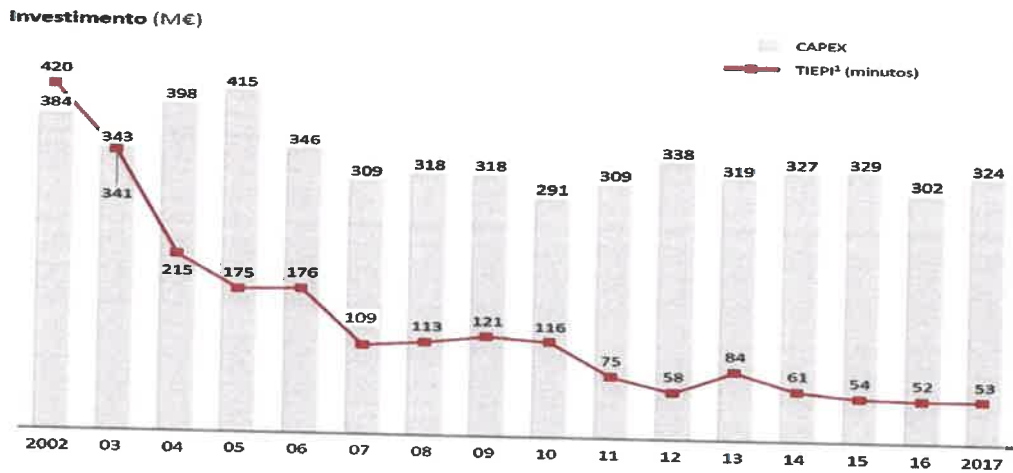
Este conceito não deve ser confundido com as múltiplas áreas do território onde, fruto da ação do ORD, os níveis de qualidade de serviço são superiores aos estabelecidos para a zona de serviço correspondente.

Tal como é reconhecido pela ERSE nos estudos em apreço, a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia elétrica melhorou significativamente, sem que para tal fosse necessário aumentar o nível de investimento realizado nas redes, como ilustra o gráfico seguinte:



Handwritten signatures and initials in the top right corner.

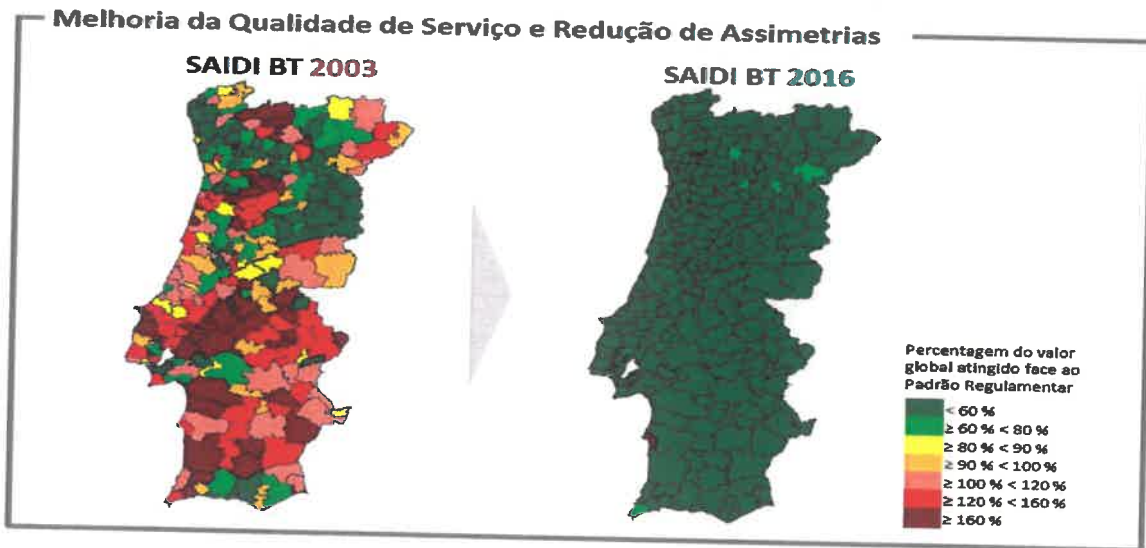
Handwritten notes:
 J
 B.
 P.
 J.
 R.



1 Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, excluindo eventos extraordinários

Fonte: EDPD

Além da melhoria geral dos indicadores de qualidade de serviço TIEPI BT⁴ e SAIDI BT⁵, verificou-se uma harmonização dos níveis de qualidade no território nacional:



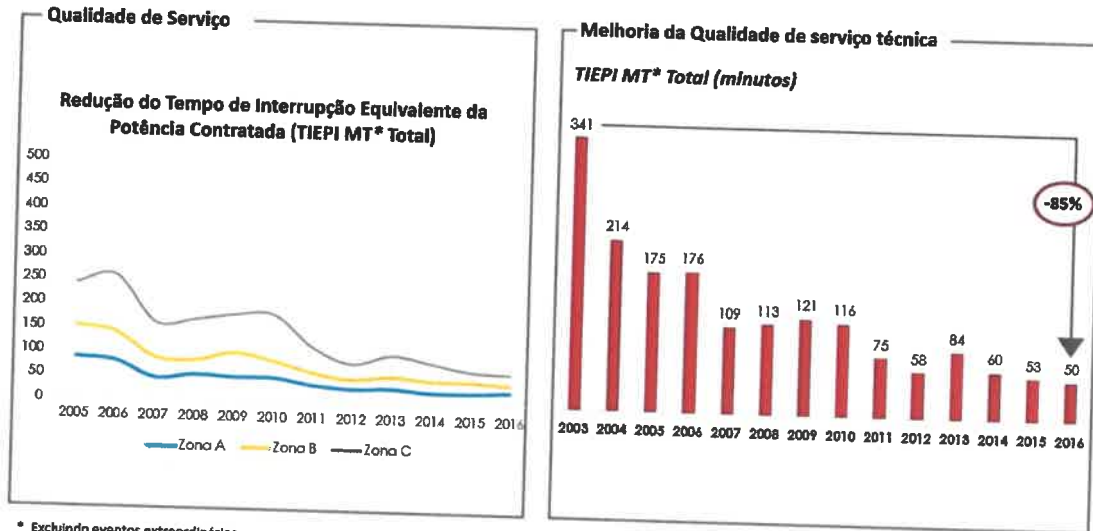
Fonte:EDPD

A melhoria implementada na qualidade de serviço das redes AT/MT/BT tem uma expressão proporcionalmente mais significativa nas zonas C de qualidade de serviço, como se observa na evolução do TIEPI MT, promovendo equidade e coesão territorial.

⁴ Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

⁵ System Average Interruption Duration Index

Handwritten notes and signatures in the top right corner.



Fonte:EDPD

Nos estudos em apreciação, a ERSE enfatiza que *“O Desempenho das redes elétricas em Portugal Continental ao longo de mais de uma década apresenta uma comprovada tendência de melhoria, em convergência com a média europeia”* e que *“Com o nível de qualidade que foi sendo atingido, verifica-se que a generalidade dos consumidores não está disponível para pagar mais para melhorias neste domínio.”*

B.2.2 Regulação económica e eficiência de custos

A distribuição de eletricidade é desenvolvida em regime de monopólio natural, estando por isso sujeita a regulação por parte da ERSE.

O modelo de regulação em vigor em Portugal está exaustivamente descrito no estudo da ERSE, quer relativamente ao período regulatório em vigor, quer em relação aos períodos anteriores, identificando com precisão as alterações efetuadas ao modelo e aos critérios de regulação, com vista a garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades e a proteção dos consumidores.

A ERSE é responsável por definir os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT a recuperar através das tarifas, que visam proporcionar às empresas cobrir os custos operacionais considerados eficientes pela ERSE e investir em novas infraestruturas ou remodelar as existentes.

Os proveitos permitidos são definidos a partir de uma análise ao contexto em que a atividade de distribuição em BT é desenvolvida, podendo abarcar a eficiência dos custos operacionais, a racionalização dos investimentos, a promoção da qualidade de serviço ou ainda a inovação.

Assim, em cada período regulatório a ERSE define as metas a atingir, devidamente quantificadas, bem como a taxa de remuneração dos ativos, refletindo o custo de capital das atividades reguladas, não se procurando uma correspondência exata entre o nível de custos da empresa e os proveitos permitidos, mas antes estimulando a capacidade da empresa em superar as metas

[Handwritten signatures and initials]

definidas pelo regulador, se possível com menos custos, pelo que este tipo de regulação se designa “regulação por incentivos”.

Em outubro de 2017 foi publicado um novo quadro regulamentar contendo um conjunto de inovações metodológicas com o objetivo de permitir às empresas reguladas desenvolverem processos mais eficientes, tomar as melhores decisões com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade de serviço.

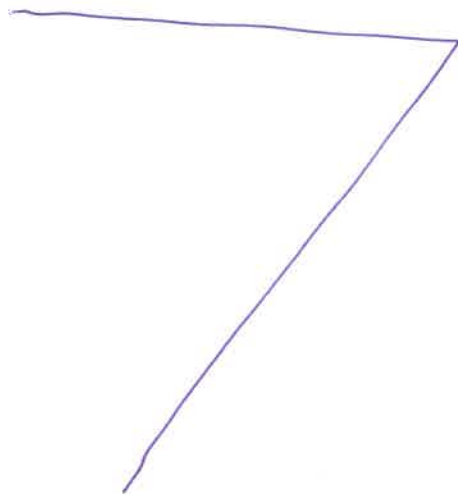
As principais inovações regulatórias introduzidas consistiram na aplicação de uma metodologia *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT e na atribuição de incentivos regulatórios ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Estas novas metodologias promovem um conjunto de efeitos no nível de custos do setor elétrico, permitindo a curto prazo a diminuição dos custos a recuperar pelas tarifas decorrente da aplicação dos parâmetros de regulação. A médio e longo prazo incentivam a tomada de decisões mais racionais de afetação eficiente dos recursos utilizados pela empresa e a partilha com os consumidores dos ganhos obtidos.

Na regulação por incentivos, em cada período regulatório, a remuneração efetiva da empresa regulada dependerá do cumprimento das metas estabelecidas para os custos e para a qualidade de serviço, bem como da evolução do contexto económico e financeiro, não sendo garantida pelo regulador uma taxa de rentabilidade. Esta poderá ser superior ou inferior à remuneração definida pela ERSE para os ativos regulados em resultado do seu desempenho real.

Estando previsto no novo modelo de concessões que os ORD possam contratualizar com os concedentes a realização de investimentos que não serão remunerados pelas tarifas, irá colocar-se à ERSE o enorme desafio de regular operadores que podem vir a exercer em simultâneo atividades reguladas e investimento e exploração de outras não reguladas, impondo-se a necessidade de criação de condições para explicitar os verdadeiros custos de cada uma, isolando entre as duas áreas de atividade do ORD, de modo a que os custos a suportar pelas tarifas sejam os corretos.

A este propósito convém clarificar quais os custos que a ERSE indica (quadro seguinte) poderem ser aceites ao ORD para compensação através dos proveitos permitidos, bem como as deduções que devem ser feitas, decorrentes de custos com outras atividades que não podem ser recuperados nas tarifas, ou outros proveitos que também devem ser deduzidos ao proveito do ORD.



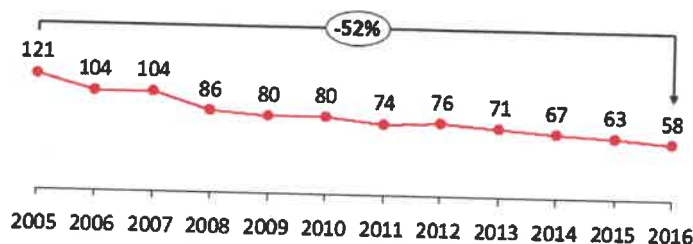
Handwritten notes and signatures:
 ↓
 h.
 P.
 f.
 Paus

- + • Custo com materiais diversos
- + • Gastos com pessoal e custos com benefícios aos empregados
- + • Fornecimentos e serviços externos
- + • Custos com provisões (excluindo ajustamentos para dívidas de clientes)
- + • Outros custos (impostos, outros encargos com concessão e outros gastos e perdas)
- • Prestações de serviços e outras vendas
- • Trabalhos para a própria empresa
- • Outros proveitos (proveitos suplementares e outros proveitos operacionais)

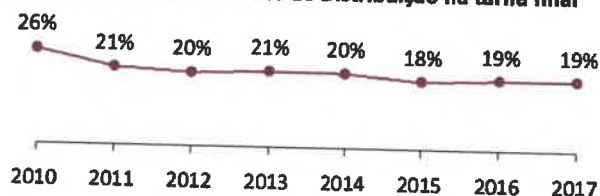
Em resultado da ação regulatória e da capacidade de adaptação e inovação do operador de rede, constata-se que foi possível induzir, no setor da distribuição de eletricidade em Portugal, uma trajetória de eficiência contínua que, desde 2005 representou uma redução de 52% dos custos de operação das redes, num contexto de simultânea melhoria contínua da qualidade de serviço. Esta trajetória de eficiência significou, igualmente, uma redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, tendo regredido de 26% em 2010 para 19% em 2016.

Evolução dos custos operacionais (OPEX) / Cliente

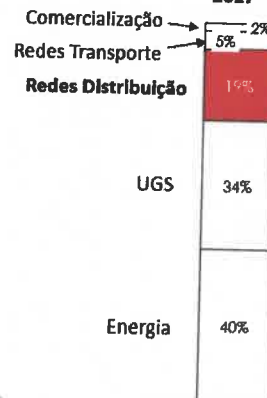
(€, preços constantes de 2016)



Evolução do peso do Uso de Redes de Distribuição na tarifa final



Estrutura tarifa aditiva 2017



Fonte: Estimativa ERSE (Documentos de Tarifas)

De salientar, como referido nos estudos da ERSE, que estes resultados foram atingidos em simultâneo com a emergência de novas realidades, altamente disruptivas, no setor da

distribuição, com a manutenção de um nível elevado de investimento e o aumento e complexificação da atividade operacional.

Resumindo o acima exposto sobre o modelo regulatório em vigor e os proveitos dos ORDBT:

- 1- A atividade dos ORDBT é uma atividade exercida em regime de monopólio natural e sujeita a regulação da ERSE, a quem compete fixar os proveitos permitidos aos ORDBT, definir as metas de eficiência sujeitas a incentivos ou penalizações e determinar a remuneração do ativo remuneratório, ou capital investido na concessão;
- 2- Os ORDBT faturam aos comercializadores de energia a totalidade do acesso às redes definida pela ERSE. Contudo, estes valores não revertem na sua totalidade para os ORDBT, destinando-se a maior parte deles a remunerar a atividade dos demais operadores do sistema a montante, bem como suportar os custos de interesse geral, nomeadamente os de política energética, como se demonstrará no capítulo seguinte;
- 3- Se do modelo em discussão resultarem várias concessões com custos muito diferenciados, os usos de rede passarão a incluir uma nova rubrica, constituída pelo montante das compensações a transferir dos ORDBT com maior faturação para os ORDBT com faturação inferior;
- 4- Tendo em conta o modelo regulatório seguido, os ORDBT apenas podem reter como proveitos, os montantes aprovados pela ERSE e que se destinam:
 - 4.1. À recuperação de custos não controláveis pelo operador: custos não passíveis de serem alterados por intervenção do ORD (rendas de concessão);
 - 4.2. À recuperação dos custos controláveis pelo operador: custos em relação aos quais a ERSE entende existir possibilidade de otimização por parte do ORD, que são sujeitos a metas de eficiência, com prémios e penalizações, podendo estes custos serem ou não aceites na totalidade pelo regulador;
 - 4.3. À amortização dos investimentos e à remuneração do ativo regulatório: compensação pelo investimento realizado em ativos regulatórios, acrescidos de uma taxa de remuneração equivalente ao custo de capital, atualmente indexada às Obrigações de Tesouro.

C. SÍNTESE

Numa análise sumária aos últimos 40 anos, verifica-se uma trajetória ascendente e consistente de cobertura do país pelo serviço público essencial de distribuição de energia elétrica, alicerçada, em grande parte, num critério racional de fusão dos distribuidores regionais.

Tal fusão, atenta a sua forma racional, veio permitir uma eficiência económica e uma melhoria continuada da qualidade de serviço, ambas dependentes de múltiplos fatores, nomeadamente:

- da qualidade e do estado dos ativos das redes;
- da articulação do investimento das redes de AT/MT e BT;

- da qualidade de serviço em MT e AT, quer em termos de continuidade, quer de qualidade da onda de tensão;
- de opções por tipologias e configurações de redes fiáveis, resilientes e redundantes;
- da qualidade e prontidão dos serviços de manutenção;
- da qualidade e atualização tecnológica, recursos, instrumentos e sistemas de condução e gestão das redes em situação normal ou em ambiente perturbado;
- da capacidade de resposta a situações de crise e catástrofe.

De acordo com os dados da ERSE, verificou-se uma redução de 52% dos custos de operação das redes entre 2005 e 2016, num contexto de melhoria continuada da qualidade de serviço, bem como a redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, que regrediu de 26% em 2010 para 19% em 2016.

Totalmente independente do ou dos operadores de rede, que devem ter as necessárias competências para tal, entende o CT que se deve privilegiar a continuação do paradigma de integração de redes, sob pena de uma eventual inversão do processo gerar impactos financeiros, presentes e futuros.

II ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

1. Concessões atuais

A gestão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em AT/MT e das 278 concessões municipais em BT tem sido assegurada pela EDP D numa lógica de planeamento integrado e de partilha de recursos entre os diversos níveis de tensão:

- Atribuição da concessão de AT/MT da responsabilidade do Estado e atribuída à EDP Distribuição até 2044, onde se inclui o Comercializador de Último Recurso (CUR);
- As concessões de BT são da responsabilidade dos municípios e estão igualmente atribuídas à EDP Distribuição, através de 278 contratos de concessão com datas de término entre 2016 e 2026, tendo sido prorrogados os contratos de S. João da Madeira e Lisboa que terminaram em 2016 e 2017, respetivamente.

A ERSE refere nos seus estudos que o modelo de regulação aplicado admitiu sempre, e até estimulou, a gestão integrada e a partilha de ativos e recursos entre concessões, como forma de ganhar escala e reduzir custos, potenciando ganhos de eficiência e qualidade de serviço.

Esta opção do regulador tem suporte nas melhores práticas internacionais, constatando-se que nos restantes países europeus o modelo quase hegemónico é de gestão vertical dos níveis de tensão, pelo que os ORD operam a BT e a MT de forma integrada.

Parte destas estruturas e ativos suportam funções centralizadas, transversais à concessão de AT/MT e às várias concessões BT, tais como o planeamento e controlo de gestão, os aprovisionamentos, a gestão de fornecedores, o reporte regulatório, o despacho e condução, a

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

H. N. P.
Rauy

gestão de incidentes, a gestão de energia, a normalização, a gestão de RH, de comunicação e dos serviços jurídicos, entre outros, bem como múltiplos sistemas de informação que suportam a complexidade crescente da gestão destas atividades.

Estas estruturas não poderão ser transferidas para os eventuais novos operadores de redes BT, na medida em que são indispensáveis à operação da concessão de AT/MT, conduzindo à sua duplicação parcial.

Os estudos apresentados pela ERSE não quantificam o aumento de custos decorrente da fragmentação da distribuição em BT, em função da perda de economias de escala, nem o aumento de custo para o sistema que decorrerá da separação da gestão da BT e da AT/MT⁶.

Assim, os novos concessionários terão que se dotar de todos estes recursos e sistemas, complementando os recursos que serão transferidos da EDPD, para poderem dispor de toda a estrutura funcional necessária à gestão das concessões, o que poderá representar um aumento de custos para o sistema.

O valor dos ativos comuns representam 8% dos ativos da atividade de distribuição em BT e que não são alocáveis a concessões específicas.

Ativos da atividade de distribuição em BT - 2016

<i>Imobilizado Específico Atribuído por Concessões (€)</i>	
Imobilizado Bruto	4 849 950 760
Amortizações Acumuladas	3 813 155 005
Imobilizado Líquido	1 036 795 755 92%
<i>Imobilizado Específico Comum (€)</i>	
Imobilizado Bruto	32 984 700
Amortizações Acumuladas	9 508 205
Imobilizado Líquido	23 476 495 2%
<i>Imobilizado Não Específico Comum (€)</i>	
Imobilizado Bruto	223 089 744
Amortizações Acumuladas	157 141 699
Imobilizado Líquido	65 948 045 6%
TOTAL - BT	1 126 220 295

Fonte: ERSE

A esses sobrecustos, decorrentes da estrutura técnica e funcional, acrescerão os custos da estrutura de gestão e administração dos novos concessionários.

2. Tarifas de Acesso de Redes

As tarifas de Acesso às Redes (TAR) resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, incluindo AT/MT e BT, sendo aplicáveis pelos Operadores da Rede de

⁶ Confirmado pela ERSE nos esclarecimentos prestados ao CT em 26/julho/2018

Distribuição (ORD) aos comercializadores e clientes que se constituem como agentes de mercado, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado liberalizado.

As TAR são estabelecidas anualmente pela ERSE e devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do ORD.

No que diz respeito à Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, esta atividade prevê a aquisição ao Operador da Rede de Transporte (ORT) dos serviços de Uso Global do Sistema (enquanto gestor global do sistema), de Uso de Rede de Transporte e ainda dos serviços do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Adicionalmente, o cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial;
- Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (DL nº 165/2008, de 21 de agosto);
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6º do DL nº 104/2010, de 29 de setembro;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual.

As tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos preços de potência em horas de ponta e potência contratada, em €/kW mês, e pelos preços de energia ativa e reativa, em €/kVArh. Os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e quatro períodos horários.

Quanto às tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de BTN, são compostas pelos preços de potência contratada, variáveis por escalões, em €/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

No que diz respeito às tarifas de acesso aplicáveis à Iluminação Pública, são compostas pelo preço de potência contratada, em €/kW/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA,

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including a checkmark and several illegible signatures.

os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

Tendo presente a necessidade de faturar na fronteira entre a concessão de MT/AT e a(s) concessão(ões) de BT será necessário criar uma Tarifa entre o ORD MT/AT e o(s) ORD BT.

No novo paradigma, qualquer que ele seja, vai ser necessário adaptar os regulamentos em função da solução que vier a ser adotada. A título de exemplo vai ser necessário alterar os Regulamentos Tarifário, Relações Comerciais, Acesso às Redes e Interligações, bem como a Diretiva de Gestão de Riscos e Garantias do SEN.

3. Iluminação Pública

3.1. Conceito

A designação iluminação pública (IP) refere-se a uma rede de distribuição em baixa tensão destinada em exclusivo a servir um conjunto de equipamentos de iluminação de vias e arruamentos da responsabilidade dos municípios.

Assinala-se que existe um conjunto de equipamentos de iluminação no espaço público, nomeadamente em autoestradas e em estradas nacionais, que não se integram no conceito acima mencionado, por aquelas infraestruturas estarem a cargo de entidades privadas, por concessão do estado, ou das Infraestruturas de Portugal.

Exclui-se também daquela designação a iluminação cénica de edifícios, monumentos e estatuária.

3.2. As redes elétricas em baixa tensão

A rede de iluminação pública, por razões económicas e históricas confunde-se, em diversas situações, com a rede de distribuição em baixa tensão, por partilharem diversos elementos de rede: nas zonas rurais e semi-rurais a rede de IP suporta-se nos apoios da rede aérea de distribuição de baixa tensão; em múltiplas situações as duas redes partilham o mesmo condutor de neutro e/ou armários de distribuição.

3.3. Investimento, manutenção e exploração

Com os atuais contratos de concessão, o investimento nas redes de IP está suportado no anexo I do contrato de concessão (*vide rendas de concessão*), determinando que o mesmo seja repercutido nas tarifas pagas pelos consumidores.

Os atuais contratos de concessão não têm sido impeditivos da assunção de maiores responsabilidades pelos municípios na gestão da IP, como bem comprovam os investimentos através de fundos próprios das autarquias locais ou de fundos comunitários, tipicamente orientados para tecnologia LED e para sistemas de telegestão das luminárias, os quais visam acelerar o ritmo de substituição de equipamentos de iluminação menos eficientes ainda instalados.

H
13
P
fi
Pey

Estes investimentos próprios têm que ser devidamente enquadrados nos futuros contratos de concessão, já que durante a sua vigência terminará o período de vida útil dos equipamentos instalados ao seu abrigo, sendo, portanto, necessário que os mesmos definam as condições de integração dessas centenas de milhares de luminárias.

A conservação da IP cabe ao concessionário, bem como a sua exploração.

Existem situações diferenciadas, de que é exemplo o município de Lisboa, em que cabe ao município a conservação da IP com custo a suportar pelo concessionário.

Contudo, é possível considerar a construção, manutenção e exploração das duas redes (da distribuição de BT e da IP), nas mesmas áreas geográficas, por concessionários diferentes.

3.4. Eficiência energética e telegestão na iluminação pública

A energia elétrica consumida na iluminação pública representa uma percentagem muito significativa dos consumos energéticos próprios dos municípios e configura uma despesa elevada, que nalguns casos já não tem contrapartida suficiente nas rendas pagas pela concessão das redes de BT.

Nesta conformidade, o operador de rede e os municípios têm vindo a desenvolver medidas de eficiência energética baseadas na substituição de luminárias convencionais por luminárias mais eficientes em tecnologia LED e a preparar os circuitos de iluminação pública para a telegestão das luminárias.

A gestão dos circuitos de IP ou a gestão ponto a ponto de luminárias, através de sistemas remotos e seguros, possibilitarão a otimização do controlo dos horários de funcionamento da IP, bem como o aproveitamento das características de regulação de fluxo das luminárias LED, estimando-se a obtenção de ganhos de eficiência suplementares superiores a 10% do consumo atual.

As futuras luminárias conectadas a sistemas centralizados de gestão, estarão dotadas de sistemas de autodiagnóstico, permitindo a deteção imediata de avarias, a georreferenciação das avarias reportadas e a mobilização automática das equipas de manutenção, eliminando a necessidade de rondas de manutenção preventiva ou a inércia dos atuais sistemas de participação de avarias.

Estes sistemas de telegestão possibilitarão, também, uma maior intervenção dos municípios, direta e exclusiva ou partilhada com o operador de rede, na operação e monitorização do funcionamento, consumos e manutenção dos equipamentos de iluminação pública.

A implementação de medidas de eficiência energética e telegestão da iluminação pública representará, contudo, um investimento muito elevado quando aplicado de forma generalizada ao parque de cerca de 3 milhões de luminárias existentes nas 278 concessões BT.



3.5. Contratos de fornecimento de energia de iluminação pública

Desde 04.09.2006, data da liberalização total do mercado de energia elétrica, o município detentor dos contratos de fornecimento da iluminação pública na sua área geográfica pode concursar e contratualizar o fornecimento de energia neste mercado liberalizado.

3.6. Tarifas da iluminação pública

Anteriormente à revisão regulamentar de 2012 a iluminação pública dispunha de uma tarifa específica que, no preço de venda do comercializado regulado, apenas considerava o consumo (tarifa monómia).

As tarifas de acesso às redes são, hoje, para os mesmos níveis de potência, as aplicáveis aos restantes consumidores de baixa tensão, seja a normal ($\leq 41,4$ kVA) seja a especial ($> 41,4$ kVA).

Com a revisão regulamentar de 2017, à faturação dos acessos à rede para a IP, para qualquer nível de potência contratada (BTN ou BTE), além da energia consumida é também considerada a potência tomada no período de faturação.

Esta alteração, aplicável em todos os contratos de fornecimento de IP que já disponham do equipamento de medida adaptado, contribui decisivamente para o reconhecimento imediato dos investimentos operados no domínio da eficiência energética.

4. Rendas aos Municípios

4.1. Enquadramento legislativo

Os graves problemas que à época, início da década de 80, afetavam a distribuição de energia elétrica em baixa tensão, com graves prejuízos para o País, determinou a publicação do Decreto-lei n. 344-B/82, de 1 de setembro, o qual, entre outros aspetos legislativos, estipulou:

- Que a distribuição de eletricidade em baixa tensão poderia ser efetuada diretamente pelos municípios ou concessionada à EDP, ao tempo Empresa Pública.
- Que o concessionário pagaria à autarquia uma renda a fixar por Portaria.

Foi assim publicada a Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, que define a renda como constituída por duas parcelas, a primeira função dos consumos de iluminação pública no Concelho em causa, a segunda função dos restantes consumos de energia elétrica na mesma área geográfica.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro veio definir condições de igualdade entre os municípios, considerando que alguns não eram detentores de rede de distribuição própria.

A Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, veio estabelecer que o cálculo da renda pela concessão da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, na área do município concedente, seria calculada a partir de um valor percentual sobre as vendas de energia elétrica em baixa tensão na área do respetivo município, havendo que considerar os municípios do continente distribuídos por classes de densidade (d) dos clientes do concessionário em baixa tensão por

Handwritten notes:
Dr. N. J. P.
R. J.
R. J.

quilómetro quadrado às quais se associaria o respetivo valor percentual das vendas em baixa tensão. Esta Portaria também define o Anexo I aos Contratos de Concessão (*vide* Iluminação Pública).

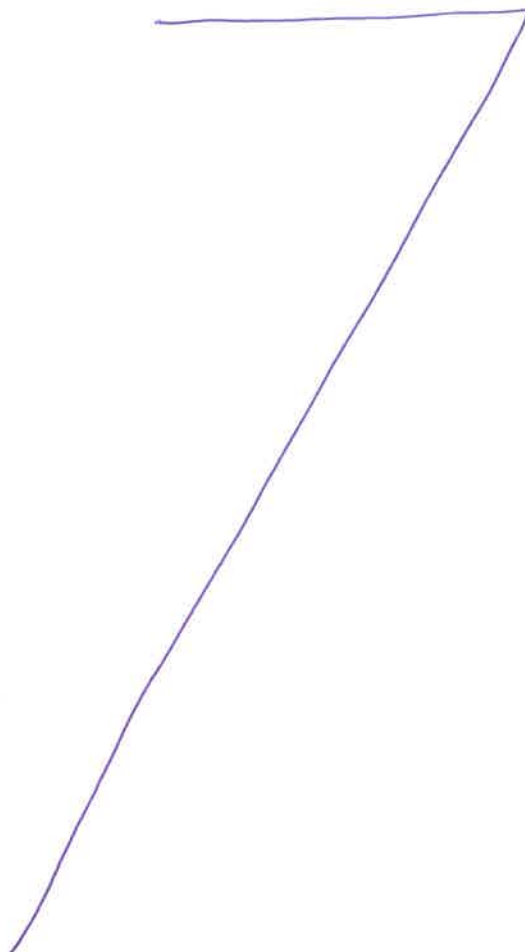
A nova estrutura organizativa do SEN especificada no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e com regime desenvolvido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, determinou a separação da atividade de distribuição de energia elétrica da sua comercialização, cumprindo o definido na FC 2003/54/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 junho.

Nessa nova estrutura o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, confirmou que a atividade de distribuição de energia elétrica continuava a ser exercida ao abrigo de contratos de concessão outorgados pelos municípios mediante a contrapartida do pagamento de uma renda anual estabelecida em Decreto-lei ouvida a ANMP, determinando que o valor dessa renda seria incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição de baixa tensão nos termos previstos no RT aprovado pela ERSE.

4.2. Cálculo das rendas

Tendo como referência a legislação em vigor, a renda a pagar pelas concessionárias a cada município é nos termos do artigo 2º do Decreto-lei nº 230/2008, determinada, a partir de 2009, com recurso a duas operações complementares:

- Primeiro parte-se de um valor de referência para o ano de 2007, apurado, município a município, de acordo com a fórmula de cálculo prevista no Anexo I do referido Decreto-lei:





ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signatures and initials

$$r_{ref\ 2007}^m = (\tilde{i}_{BTN\ 2006}^m \times C_{BTN\ 2006\ Reg}^m + \tilde{i}_{BTE\ 2006}^m \times C_{BTE\ 2006\ Reg}^m + C_{IP\ 2006}^m \times \tilde{i}_{IP\ 2006}^m) \times f_{2007\ Reg}^m + ((\tilde{i}_{BTN\ 2006}^m \times 90\%) \times C_{BTN\ 2006\ Lib}^m + (\tilde{i}_{BTE\ 2006}^m \times 90\%) \times C_{BTE\ 2006\ Lib}^m) \times f_{2007\ Lib}^m$$

em que:

$r_{ref\ 2007}^m$ valor de renda de concessão de referência para município m no ano de 2007.

$C_{BTN\ 2006\ Reg}^m$ consumo do mercado regulado de BTN em 2006 no município m .

$C_{BTN\ 2006\ Lib}^m$ consumo do mercado livre de BTN em 2006 no município m .

$C_{BTE\ 2006\ Reg}^m$ consumo do mercado regulado de BTE em 2006 no município m .

$C_{BTE\ 2006\ Lib}^m$ consumo do mercado livre de BTE em 2006 no município m .

$C_{IP\ 2006}^m$ consumo total (mercado regulado e mercado livre) de IP em 2006 no município m .

$\tilde{i}_{BTN\ 2006}^m$ valor médio da tarifa BTN (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

$\tilde{i}_{BTE\ 2006}^m$ valor médio da tarifa BTE (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

$\tilde{i}_{IP\ 2006}^m$ valor médio da tarifa IP (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

$f_{2007\ Reg}^m$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado regulado de BTE, BTN e IP, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, e ajustado de forma a que o factor de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios do continente, seja igual a 7,5 % nos termos previstos nos n.ºs 12.º e 13.º da aludida portaria.

$f_{2007\ Lib}^m$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado liberalizado de BTE e BTN, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, não sendo aplicável o previsto nos n.ºs 12.º e 13.º da aludida portaria.

- Tal valor será, depois, segundo a fórmula constante do Anexo II do mesmo diploma, atualizado em cada ano, para cada município, atendendo à variação do IPC, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, e ponderado por um fator aplicado à variação do consumo de energia elétrica em baixa tensão verificado em cada município, em ambos os casos com base nos dados relativos ao ano anterior àquele em que deve ocorrer o pagamento da renda, de acordo com a seguinte expressão:

$$r_n^m = r_{n-1}^m \times (1 + i_{n-1}) \times (1 + i_{C_{n-1}}^m \times p)$$

em que:

n ano de cálculo da renda de concessão.

$n-1$ ano anterior ao ano de cálculo da renda de concessão.

m índice referente a cada um dos municípios.

r_n^m renda de concessão referente ao município m no ano n .

r_{n-1}^m renda de concessão referente ao município m no ano $n-1$.

i_{n-1} variação do índice de preços no consumidor, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística referente ao ano $n-1$.

$i_{C_{n-1}}^m$ taxa de evolução do consumo global de energia eléctrica em BT (BTE, BTN e IP) entre o ano $n-2$ e $n-1$, referente ao município m .

p ponderador da taxa de consumo, que assume o valor 15 %.

4.3. Pagamento das rendas

As rendas de concessão são pagas anualmente aos municípios pelo concessionário da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

Nas tarifas publicadas pela ERSE para vigorarem como uso das redes a pagar por todos os consumidores ligados em baixa tensão, em 2018, consta o valor de 258M€ respeitante às rendas de concessão a pagar neste ano aos 278 municípios do continente.

5. Contadores

No âmbito da definição da operação concursal das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT deve ficar claro que no ato de transmissão dos ativos da atual para a futura concessionária, a atual deve ser indemnizada pelo montante que corresponde ao valor contabilístico total dos bens, líquido de amortizações e de participações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluídos nos balanços auditados e enviados à ERSE, de acordo com as normas de reporte contabilístico regulatório.

Os contadores (convencionais e inteligentes) fazem parte integrante da rede de baixa tensão e indispensáveis à sua exploração, e não sendo considerados no cálculo das tarifas de eletricidade, de acordo com a interpretação da ERSE à Lei 12/2008, de 26 de fevereiro. Nesta medida, estes ativos terão forçosamente que ser transferidos para o novo operador.

O acima mencionado resulta da clarificação que a ERSE efetuou ao CT no decurso da elaboração deste Parecer.

6. Proveitos permitidos ao ORDBT

O Operador da rede de distribuição exerce as atividades de Compra e venda do Acesso à Rede de Transporte e a atividade de Distribuição de energia Elétrica, sendo esta desagregada entre os níveis de tensão de AT/MT e BT.

As Tarifas e Proveitos são estabelecidos pela ERSE, conforme Regulamento Tarifário, aplicando-se aos ORDBT o estatuído nos Art.º 22º; Art.º 25º; Art.º 30º e Art.º 103º.

No período regulatório a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é regulada pela ERSE considerando uma metodologia de tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais = custos de exploração + custos com capital). Em cada período regulatório, a ERSE estabelece a base de custos aceite, que evolui nos anos seguintes de acordo com o índice de preços implícito no PIB deduzido de um fator de eficiência, bem como de acordo com a estimativa para os indutores de custos definidos.

Na atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte existe uma transferência de custos, recebidos pela aplicação das tarifas de acesso, em que o regulador utiliza uma metodologia de regulação do tipo custos aceites.

Em 2018 a faturação do acesso às redes dos ORD BT será de 2 546M€:

- 1 865M€ a transferir para montante nas tarifas de acesso (UGS+URT+URD AT/MT);

W
h
e
f
f
e

- 258M€ valor das rendas a transferir para os municípios;
- 423M€ valor da URD BT líquida.

O CT considera fundamental que a ERSE proceda à desagregação dos proveitos permitidos ao ORD por Município.

7. Uniformidade Tarifária

O princípio da *Uniformidade Tarifária* tem sido largamente considerado na evolução do sistema elétrico nacional.

A este propósito e recuando à Lei n.º 2002, de 26 de Dezembro de 1944, que definiu a doutrina e o enquadramento da execução da política nacional de eletrificação enunciava-se “O Governo fixará a fórmula tarifária para venda de energia em alta tensão, uniformemente em cada concessão e tanto quanto possível em todo o País...”

Posteriormente o Decreto-Lei n.º 43335 de 19 de novembro de 1960, no seu artigo.º 125.º veio manter o mesmo entendimento, considerando que “ As fórmulas tarifárias para a venda de energia em alta tensão pelos concessionários do transporte e da grande distribuição serão fixadas pelo Secretário de Estado da Indústria, obedecendo a critérios uniformes dentro de cada concessão e tanto quanto possível em todo o País...”.

Importa referir que a génese deste princípio está intrinsecamente relacionada com as metodologias de alocação de custos. Isto é, “Uma vez identificados os custos a remunerar devidos pelo uso das redes de transporte ou distribuição de energia elétrica e adotada uma política de regulação tarifária torna-se necessário realizar a alocação desses custos pelos diversos agentes utilizadores do sistema.” (Cf. Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes, João Paulo Tomé Saraiva, Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, FEUP Edições, 2002).

Existem diversos métodos para alocação de custos, uns mais simples outros mais complexos, sendo que a metodologia adotada pelo sistema português é mais ajustada a critérios de solidariedade do que a critérios puramente economicistas, aliás a mesma solução foi adotada em diversos países europeus e acolhida no contexto da liberalização dos mercados, decorrente da entrada da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE.

Assim, o sistema considera que a tarifa é totalmente independente do local de injeção e de consumo de energia, compreendendo a rede de um modo idêntico, “dando origem à uniformidade tarifária em termos geográficos, pelo menos para um mesmo nível de tensão.” (cf. *Ididem.*)

O princípio da uniformidade tarifária não é imutável ou inamovível, pode ser discutido, inclusive, numa perspetiva de reajustamento de custos e de reduções reais nas tarifas. Porém o caminho que vem sendo seguido pelo legislador e pela entidade reguladora, valoriza este princípio como um dos pilares da estabilidade do sistema elétrico nacional.

↓
Bj
P
Sj
Roes

A este propósito e pela sua importância, referimos a Portaria 31-A/77 de 21 de janeiro onde o legislador atento ao aumento de custos no sistema e querendo reconhecer a unificação tarifária do País, com a supressão das acentuadas assimetrias veio adotar *“medidas para limitar transitoriamente os acréscimos incidindo sobre os consumidores que em certas regiões do País beneficiam da tarifas mais baixas e que, por força da desejada unificação tarifária, serão necessariamente atingidos por acréscimos superiores à média.”*

Mais recentemente e consolidando a importância deste princípio, o Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro veio considerar para o cálculo e fixação das tarifas a uniformidade tarifária “de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas;” artigo 61º, al. b). Igualmente o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico veio no seu artigo 5.º consolidar a importância deste princípio.

A importância do princípio da uniformidade tarifária no sistema elétrico nacional, tal como enunciado na *Lei n.º 31/2017 de 31 de maio*, implica que sejam mitigadas eventuais desconformidades entre o nível de receitas e de custos regulados e, no caso de a opção recair sobre um dos 3 exercícios de agrupamento de áreas, da Proposta de Delimitação Territorial apresentada pela ERSE, será necessário um novo sistema de compensações e transferências, aliás à semelhança do que já acontece com as Regiões Autónomas.

Contudo, o CT salienta que é necessário ter em conta que o princípio da uniformidade tarifária é aplicado a um modelo territorial assimétrico, donde resultarão áreas de concessão muito díspares, na sua dimensão, na densidade de consumidores e no contexto económico e social local, constatando a ERSE que as concessões da maior parte do território continental são deficitárias (17 das 23 CIM) e que as previsões demográficas e económicas de longo prazo demonstram que esta tendência se agravará ao longo do período da próxima concessão BT.

Assim, a uniformidade tarifária, tal como enunciado na *Lei n.º 31/2017 de 31 de maio*, implica a obrigatoriedade de mitigar eventuais desequilíbrios entre a receita de usos de rede e os proveitos permitidos para recuperar os custos considerados eficientes e aceites pelo regulador, pelo que será necessário criar um sistema de compensações e de transferências financeiras entre os ORD, que serão ajustadas anualmente e serão previsivelmente crescentes ao longo da concessão.

Exemplo extraído dos estudos da ERSE, demonstrando o défice de exploração da CIMLT (situação comum a 17 das 23 CIM) e a necessidade de compensação financeira por outros ORD

CIM	URDbt (2016)	Renda	URDbt-Renda	Custos estimados pela ERSE	Défice (a compensar por outros ORD)
Lezíria do Tejo	18 889 000€	9 068 000€	9 821 000€	17 659 550,00 €	-7 838 550,00 €

O CT recomenda à ERSE que este sistema de compensações seja definido e apresentado aos concorrentes nos documentos concursais.

↓
n.
P
R
R

8. Redes Inteligentes

Num horizonte de 20 a 30 anos⁸ as redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão estarão completamente automatizadas e digitalizadas, dando resposta aos desafios da produção e microprodução distribuída, ao armazenamento distribuído (não necessariamente sob a forma de eletricidade), à penetração do veículo elétrico e à gestão da procura, através de tarifas dinâmicas e relações diretas entre utilizadores, que serão simultaneamente produtores e consumidores.

É neste contexto que surge o conceito de “rede inteligente” definida pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER)⁹.

As redes serão organizadas em setores, automática e permanentemente reconfiguráveis, tendo condições para funcionar em ilhas autónomas, com a capacidade de se religarem às redes para suprir picos de consumo ou, mais frequentemente, apoiar as redes com os excedentes do seu balanço energético. As comunidades de energia estarão completamente desenvolvidas e, através de uma participação ativa e informada, os seus membros beneficiarão de um conjunto alargado de novos serviços, recursos e formas de partilhar energia, sem necessidade de intervenção do ORD que será, na expressão feliz da ERSE, invisível.

Nesta mudança de paradigma das redes integradas e digitalizadas, as palavras chave serão recolha de informação (através da IoT), análise de dados (*data mining, machine learning, digital twins*) e conectividade, permitindo a troca massiva de informação entre utilizadores, entre utilizadores e máquinas e entre máquinas e máquinas.

Este processo de digitalização está presentemente em curso nas redes elétricas nacionais, com a instalação de contadores inteligentes, concentradores de informação ao nível dos PT e sistemas de informação poderosos e seguros, que permitem responder aos desafios atuais da integração de produção descentralizada, do veículo elétrico e da criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado (“*demand response*”), com investimentos nas seguintes áreas:

- **Sensorização e Monitorização** - preparação da rede para habilitar a recolha de mais informação e com maior fiabilidade, de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
- **Automação e Telegestão** – automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas;

⁸ VISION 2050 Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment; ETIP SNET - EC

⁹ Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.

- **Telecomunicações e Cibersegurança** – modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
- **Automação do Processamento e Análise de Dados** – necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

Esta realidade tem conduzido a necessidades de investimento crescentes em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço, situação que se acentuará no futuro.

Diversos estudos internacionais (*Navigant Research*) estimam que a integração e a digitalização das redes de distribuição irão multiplicar os custos de investimento para 2,5 vezes o nível atual e que nalguns setores, como o da iluminação pública eficiente e dotada de equipamentos de telegestão, o custo do investimento deverá ser 3 a 6 vezes superior ao atual.

A capacidade de aumentar o investimento em redes inteligentes, reconhecida e estimulada pela ERSE no atual período regulatório através da atribuição de incentivos, ficará prejudicada se do novo modelo de gestão da BT resultar, como se prevê, um aumento dos custos de operação e perda de eficiência global do sistema.

Assim, o sistema elétrico ficará sob uma enorme necessidade de acentuar o caminho para a eficiência de custos na operação das redes BT, libertando recursos para o reforço dos investimentos em redes inteligentes, sem colocar mais pressão sobre as tarifas.

B. PROCEDIMENTOS

1. Procedimento de Consulta Pública

Nos termos dos artigos 5º e 6º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e os números 1 e 2 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, compete à ERSE: propor a área territorial dos procedimentos, com base em estudos técnicos e económicos e elaborar um estudo com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno e encargos tipo.

Ambas as propostas acima referidas foram pela ERSE apresentadas à DGEG e à ANMP, e submetidas a consulta pública em 29 de junho. A sujeição destas propostas a um processo de consulta pública revela, mais uma vez, a preocupação da ERSE em envolver e ouvir as diversas entidades que estão envolvidas neste complexo procedimento.

Posteriormente, a ERSE apresentará a sua proposta final ao membro do Governo responsável pela área da economia, cabendo ao Governo aprovar o programa do concurso tipo e o caderno de encargos tipo, além de aprovar a minuta dos contratos, nos termos do art.º 6º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e dos números 3 e 4 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.

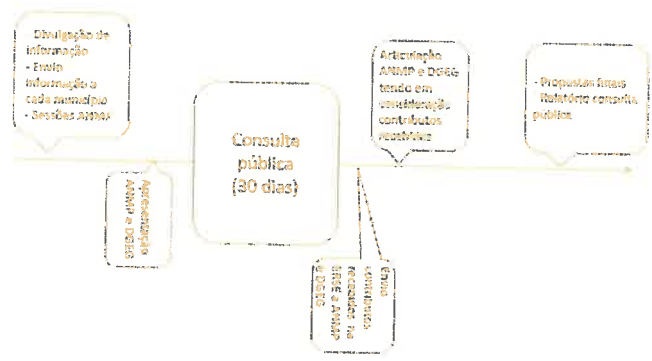
Por fim, cabe aos municípios tomar a decisão no que respeita à definição da área territorial de cada procedimento concursal, aprovar as peças procedimentais, adjudicar e acompanhar a concessão, tal

↓
h
P
f
C

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

como consagrado no artigo 31º do Decreto-Lei n.º 29/2006, artigo 5º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e nos números 5 e 6 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.

O esquema abaixo formulado pela ERSE, representa os diferentes passos que compõem o processo preparatório de lançamento dos procedimentos concursais:



Parafraseando a entidade reguladora: a ERSE propõe, o Governo regulamenta e os Municípios decidem.

2. Procedimentos Preparatórios

O presente processo de lançamento de procedimentos concursais simultâneos em 2019, enquadrado pela Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, tem sido acompanhado de perto pela ERSE, com o objetivo de assegurar que o processo decorra de forma informada e esclarecida.

Para este efeito a ERSE produziu e disponibilizou no seu sítio da internet ao público em geral, e em especial aos municípios, os seguintes materiais:

- Guia - Distribuição de energia elétrica em BT;
- Guia - Caracterização das redes de distribuição em BT;
- Brochura sobre Qualidade de Serviço;
- Dados de caracterização da rede BT por concelho;
- Apresentação powerpoint das sessões de esclarecimento realizadas junto dos municípios.

Não obstante as iniciativas realizadas pela ERSE com o propósito de contribuir para o correto esclarecimento de todos os envolvidos neste processo, considera o CT que o sucesso de uma operação concursal com características tão específicas, estará fortemente dependente da qualidade da informação disponibilizada aos municípios, designadamente o detalhe de informação necessário a uma esclarecida vontade de decisão destes, seja ela qual for.

Nesse sentido, torna-se essencial a disponibilização da necessária desagregação de dados, por município, nomeadamente no que respeita aos sobrecustos resultantes das áreas propostas pela ERSE; a informação relativa à perda de eficácia e consequentes sobrecustos resultantes da separação da AT/MT da BT; bem como informação sobre quais os sobrecustos não quantificados

pela ERSE. Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.

C. PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

1. A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras 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 em baixa tensão (BT) em Portugal Continental.
2. O Art.º 2º do supra referido diploma legal, dispõe que a concessão municipal para a distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) e o respetivo procedimento de concurso público obedecem aos seguintes princípios:
 - 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) *Promoção da gestão de energia e da eficiência energética pelos municípios, sem que esse esforço envolva prejuízo na justa remuneração devida aos municípios como concedentes;*
 - 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;*
 - h) *Defesa da estabilidade do emprego, com a salvaguarda dos postos de trabalho e dos direitos dos trabalhadores afetos às concessões, nomeadamente em situações de transmissão ou cessação da concessão, bem como a exigência do cumprimento da legislação laboral, incluindo no que respeita aos vínculos efetivos e à contratação coletiva atualmente em vigor.*
3. Por seu turno, o Art.º 3º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, estipula que a concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em BT atribuída nos termos desta lei é remunerada mediante o pagamento, pela concessionária, de uma renda anual, inserida nas tarifas de uso das

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

redes de distribuição em BT, cujo cálculo é feito nos termos do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com observância dos princípios da uniformidade tarifária e da equalização da rentabilidade das concessões, não sendo os demais encargos assumidos pelos concessionários no âmbito dos contratos de concessão reconhecidos ou refletidos nas tarifas reguladas aprovadas pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE).

4. No que diz respeito ao lançamento dos procedimentos concursais para atribuição de concessões municipais da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, este diploma estabelece que os mesmos são lançados em 2019, de forma sincronizada, abrangendo todos os municípios ou entidades intermunicipais que não tiverem optado pela gestão direta daquela atividade, correspondendo cada procedimento concursal a uma área territorial delimitada de acordo com o princípio da coerência territorial, sendo preferencialmente utilizada a delimitação territorial das entidades intermunicipais.

5. Em 11 de Janeiro de 2018 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros N.º 5/2018, que procede à aprovação do programa das ações e dos estudos a desenvolver pela ERSE em estreita articulação com a DGEG e a ANMP e dos diversos atos a aprovar, por forma a assegurar o objetivo do lançamento dos procedimentos de concurso público para atribuição das concessões no início de 2019, clarificando ainda as competências das diferentes entidades neste processo.

Assim:

À ERSE compete:

- a) Propor a delimitação da área territorial de cada procedimento de concurso a lançar;
- b) Elaborar um estudo, a apresentar ao membro do Governo responsável pela área da economia, com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno de encargos tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT);
- c) Regular, regulamentar, supervisionar e sancionar os operadores que venham a exercer a função de ORD no território nacional.

Ao membro do Governo responsável pela área da economia compete:

- a) Aprovar por Portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo supra referido, o programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) e as entidades intermunicipais.

Aos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, das autarquias locais e da energia compete:

- b) Aprovar por Portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo supra referido, as minutas de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvidas a ANMP e a ERSE.

Aos Municípios/Entidades Intermunicipais compete:

- a) Decidir, até ao final do terceiro trimestre de 2018, sobre a definição da respetiva área territorial para efeitos de procedimento concursal, ou sobre a intenção de proceder à exploração direta;
- b) As entidades que integram os agrupamentos de entidades adjudicantes aprovam as peças dos respetivos procedimentos até ao final de 2018;
- c) No caso da adoção de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE, anexar aos cadernos de encargos dos procedimentos os estudos técnicos e económicos que serviram de base a essa opção.

A proposta em apreço na presente Consulta Pública visa dar cumprimento às disposições legais atrás referidas cabendo ao CT pronunciar-se com vista a garantir e avaliar a observância dos princípios legalmente previstos, designadamente a não existência de sobrecustos para os consumidores e a manutenção do equilíbrio económico das empresas.

3. DIMENSÃO DAS ÁREAS

3.1 Enquadramento e objetivos

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público e estabeleceu que cada procedimento concursal tem uma área territorial delimitada.

A definição da área abrangida por cada procedimento deve observar o princípio da coerência territorial e a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente.

A definição territorial pertence aos órgãos competentes dos municípios sob proposta da ERSE elaborada com base em estudos técnicos e económicos.

O conjunto de princípios gerais consagrados no artigo 2º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio foram agrupados pela ERSE em dois objetivos complementares à realização dos estudos técnicos e económicos sobre a delimitação da área territorial:

- a) O primeiro consiste em garantir que a realização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT não ponha em causa a eficiência económica, as condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão e seja financeiramente neutra em comparação com a situação atual;
- b) O segundo visa garantir a coesão territorial, a sustentabilidade das concessões e o princípio da uniformidade tarifária (promovendo a homogeneidade nos custos e eficiência económica entre as áreas territoriais).

3.2 Metodologia seguida

No estudo, para identificar a dimensão de suporte à definição das áreas, a ERSE realizou os seguintes passos:

- a) Efetuou uma análise da literatura científica por forma a compilar eventuais evidências de relação entre dimensão e eficiência;
- b) Efetuou uma avaliação de desempenho de empresas de vários países (*benchmarking*), consoante a sua dimensão:
 - *Benchmarkings*, considerando empresas pequenas ou microestruturas;
 - *Benchmarkings* considerando empresas com dimensões em linha com a EDP Distribuição.

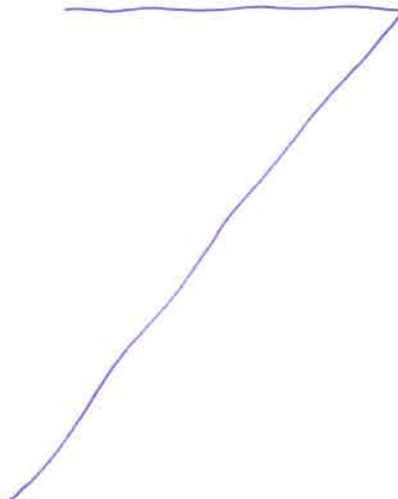
A análise efetuada à literatura científica a ERSE concluiu que a atividade de distribuição de energia elétrica tem rendimentos crescentes à escala, ou seja, quanto maior a atividade, menor o custo por cliente, e que, a partir de um determinado nível de atividade, o crescimento da escala já não apresenta ganhos em termos de custos unitários por cliente.

A ERSE realizou ainda dois exercícios de *benchmarking*, a saber:

Primeiro exercício de *benchmarking* - foi recolhida uma amostra (Amostra 1) de 38 operadores (entre os quais 6 cooperativas portuguesas) com informação financeira e física exclusivamente associada ao desenvolvimento da atividade de distribuição em BT.

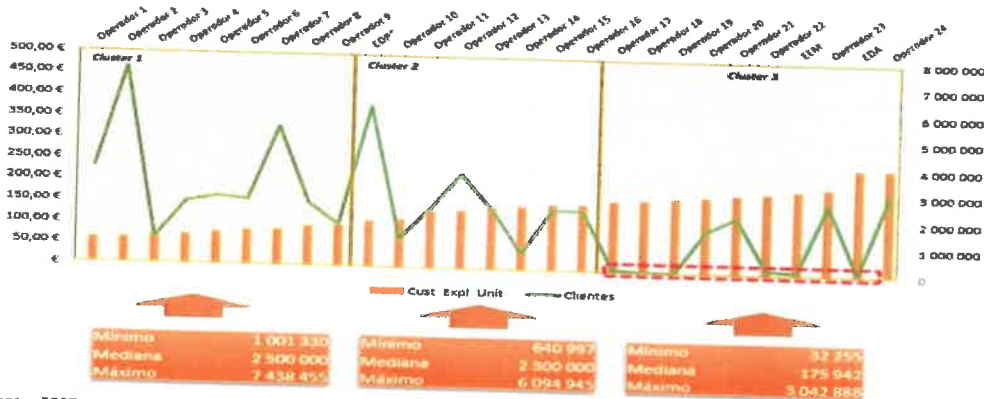
A análise a esta amostra permitiu concluir que para estas dimensões de pequenos e médios operadores em BT, os custos de exploração unitários são muito superiores aos que se verificam atualmente no SEN. Os custos unitários mais baixos para os diferentes operadores nesta amostra, rondam os 88€/cliente, quando o custo operacional por cliente em Portugal, em 2016, foi de 47,1€ em BT.

Segundo exercício de *benchmarking* - foi utilizada uma amostra (Amostra 2) de médios e grandes ORD a operar nos três níveis de tensão (BT, MT e AT). Com base na análise de *cluster*, foram definidos dois grupos de empresas que se distinguem pelo nível de custos de exploração. O primeiro grupo de ORD tem custos unitários mais baixos e subdivide-se em dois *clusters* (diferenciam-se ligeiramente pelo nível de custos). O segundo grupo (*cluster 3*) tem custos unitários significativamente mais elevados e é composto por empresas mais pequenas.



Handwritten notes and signatures in the top right corner.

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



Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas

Com a realização deste segundo exercício de *benchmarking*, a ERSE ao verificar que a empresa de menor dimensão que integra o grupo dos custos unitários mais baixos (*clusters 1 e 2*) tem cerca de 640 000 clientes, conclui que 600 000 clientes deve ser a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não irá gerar de forma quase inequívoca perda de eficiência e acréscimo de custos face à situação atual.

Relativamente a este segundo exercício de *benchmarking*, e às conclusões que a ERSE retira do mesmo, o CT considera existirem um conjunto de aspetos que necessitam de ser clarificados, mais aprofundados e quantificados:

- a) Para definição da dimensão mínima de clientes foi utilizada a amostra 2 onde estão ORD cuja atividade incide não só em BT como também em MT e AT, logo, os custos de exploração refletem também um conjunto de sinergias associadas ao desenvolvimento da atividade de forma integrada entre os três níveis de tensão.

No estudo não foram identificados nem calculados os sobrecustos das perdas de eficiência técnica e financeira que podem advir da mudança do atual paradigma para operadores que operem exclusivamente em BT.

Adicionalmente, não há evidências no estudo apresentado pela ERSE em como os ganhos de escala se extinguem a partir do patamar de 600 mil clientes.

- b) Na análise da amostra 2, os custos de exploração unitários da EDP D (111,28€) incluem valores que põem em causa a sua comparabilidade e equivalência, potencialmente, as rendas de concessão pagas aos municípios, os custos da rede de iluminação pública, entre outros.

A título de exemplo, se os custos com as rendas de concessão fossem isolados dos custos de exploração da EDP D, os resultados do *benchmarking* seriam diferentes, na medida em que a EDP D passaria a integrar o *cluster 1*, onde os ORD têm dimensões acima de 1 milhão de clientes.

- c) Neste estudo, a ERSE apenas considerou os custos operacionais. Partindo do princípio de neutralidade financeira para os consumidores, que é uma das bases orientadoras desta análise, não foram porém identificados, nem quantificados os impactes económicos que resultarão no curto/médio prazo do arranque e desenvolvimento da atividade por outros operadores.

A não consideração de custos de investimento não permite avaliar, nomeadamente: sobrecustos de especificações de natureza local que possam vir a ser incluídas nos cadernos de encargos, sobrecustos resultantes da multiplicação de estruturas (organizacionais, físicas e de sistemas), e efeitos da perda de escala nestes custos.

3.3 Propostas de delimitação territorial

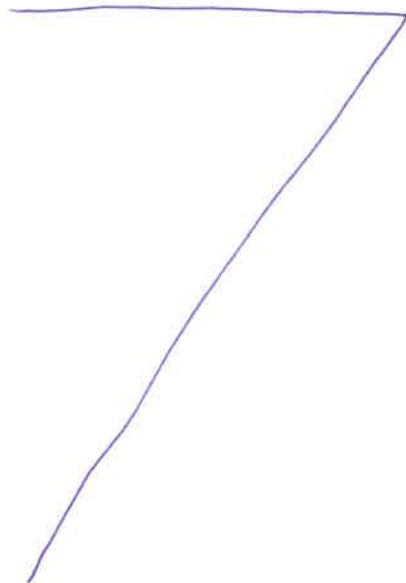
Com o objetivo de garantir que o processo de definição das áreas territoriais não põe em causa a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica em BT e o princípio da uniformidade tarifária, a ERSE realizou um exercício que teve em conta três vetores:

- Homogeneidade dos custos por clientes;
- Homogeneidade em termos de eficiência;
- Proximidade territorial.

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, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente, pelo que a ERSE utilizou as 23 Comunidades Intermunicipais (CIM) para o exercício de delimitação territorial.

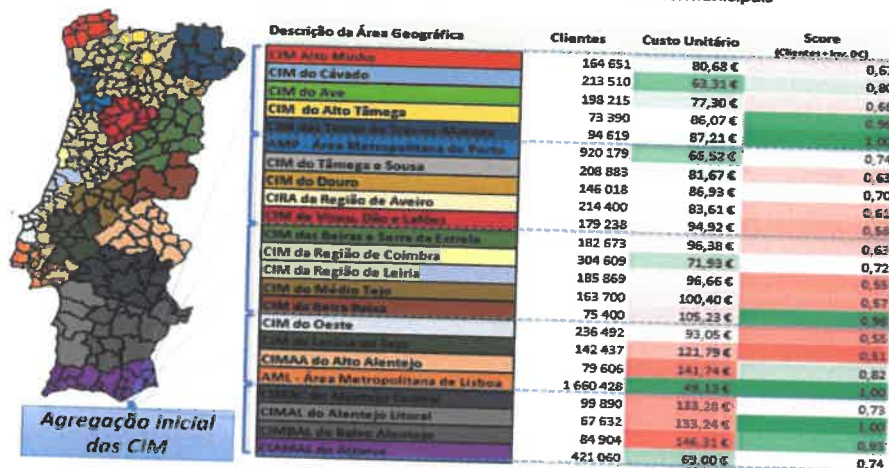
Agregação Base de Referência – Comunidades Intermunicipais

Tomando como base de referência a utilização das 23 Comunidades Intermunicipais para o exercício de delimitação territorial, a figura seguinte apresenta a caracterização económica e os níveis de eficiência destas entidades. Quanto menores forem os desvios-padrão dos scores de eficiência e dos custos unitários, mais homogêneas serão as áreas.



JV
z
CP
JK
Raey

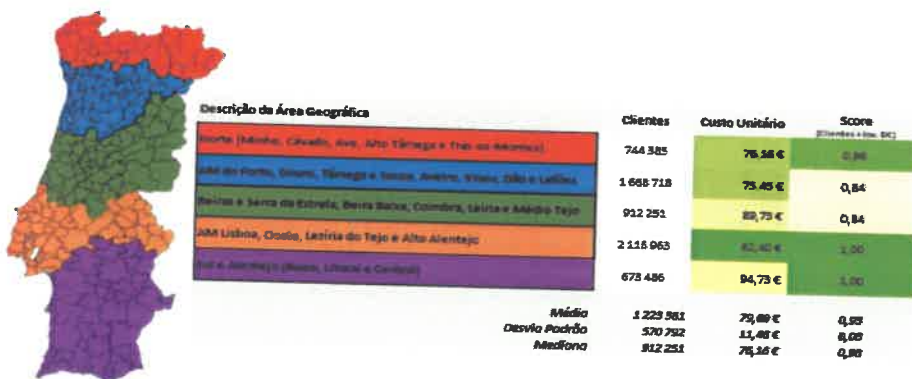
Figura 4-11 - Agregação Base de Referência - Comunidades Intermunicipais



Com a agregação inicial das CIM, a ERSE conclui existir uma heterogeneidade ao nível dos três indicadores (número de clientes - dimensão, custo unitário e nível de eficiência).

Com base nesta informação, a ERSE apresenta a consulta três propostas de delimitação territorial com o objetivo de obter áreas territoriais mais uniformes quer em termos de custos unitários, quer de eficiência e que respeitem o referencial de dimensão mínimo próximo dos 600 mil clientes.

Agregação 1



Nesta proposta de agregação territorial, a ERSE refere que é cumprido o nível mínimo de dimensão considerado adequado para a atividade de distribuição em BT, mas que a delimitação territorial do Sul e Alentejo apresenta um nível de custo significativamente mais elevado face às restantes delimitações territoriais, enquanto a delimitação territorial de Lisboa, Oeste, Lezíria e Alto Alentejo apresenta o nível de custo mais baixo.

O facto desta proposta apresentar alguma discrepância em termos de custos unitários da área metropolitana de Lisboa comparativamente às restantes, motivou a ERSE a propor a agregação 2.

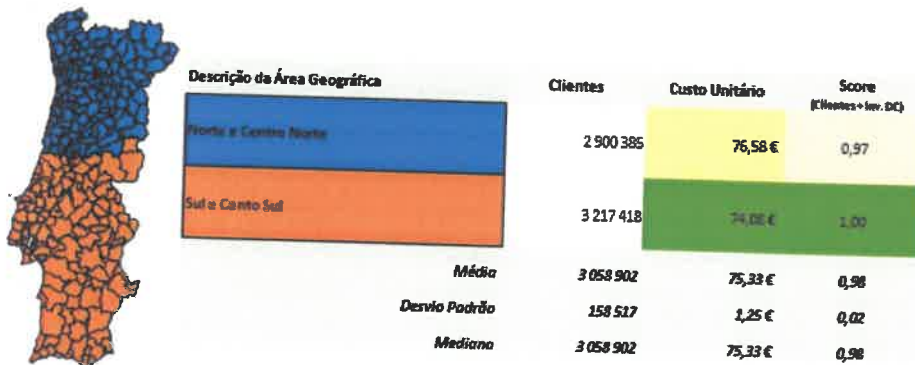
Handwritten notes:
Jr
n
P
R
P
R
R

Agregação 2



Com o objetivo de conseguir uma maior aproximação dos custos unitários apresentados na proposta de agregação 1, a ERSE propõe a inclusão da CIM do Alentejo Central na delimitação territorial que inclui Lisboa. Este ajustamento permite uma diminuição do custo da delimitação territorial do Sul sem implicar um aumento significativo do custo apresentado pela delimitação territorial que inclui Lisboa.

Agregação 3



A proposta de agregação 3 foi elaborada a partir da agregação 2, juntando na primeira delimitação as delimitações localizadas a norte de Portugal Continental e na segunda delimitação aquelas localizadas mais a Sul. Assim, a proposta de agregação 3 é apenas constituída por duas grandes áreas de delimitação territorial (Norte e Centro Norte, Sul e Centro Sul).

Nesta última proposta de agregação, observa-se uma maior harmonização dos custos unitários e dos níveis de eficiência entre as delimitações territoriais.

Handwritten signatures and initials in the top right corner, including a large 'J' and 'P' and a signature that appears to be 'José Carlos'.

Sobre o exercício realizado pela ERSE de apresentar a consulta pública três diferentes propostas de agregação das CIM, o CT considera essencial complementar o mesmo com a mesma análise para um cenário de uma única área de delimitação territorial. Apesar da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, mencionar a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, razões ponderosas podem, de acordo com a Lei, determinar critério diferente.

Entende ainda o CT que a ERSE deveria ter incluído uma análise comparativa das diferentes propostas de delimitação territorial face à atual situação e enquadramento de distribuição de energia elétrica em BT, nomeadamente quanto a custos unitários médios.

4. RECOMENDAÇÕES DO CT

1. No que se refere aos procedimentos concursais, entende o CT relevar:
 - a) A atividade de distribuição em BT, serviço público essencial, deve garantir a segurança do abastecimento, continuidade e qualidade de serviço. Atenta a complexidade e especificidade subjacente à mesma, é entendimento do CT ser fundamental a pré-qualificação dos concorrentes no que concerne à sua capacidade técnica e robustez financeira, como forma de garantir a manutenção e evolução do setor.
 - b) A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, prevê nos pontos 3 e 4 do Art.º 5º:
 - *“A definição de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e económicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo regulador”;*
 - *“O disposto no número anterior é aplicável à eventual intenção, por parte de qualquer município, de não se integrar no processo de lançamento sincronizado dos procedimentos concursais, cabendo ao referido município, nesse caso, demonstrar que a sua opção não resulta em perdas globais de eficiência, equidade e coesão territorial, face ao cenário proposto pelo regulador”.*

O CT alerta para a necessidade de ser definida a entidade que procederá à validação dos referidos estudos, uma vez que a Lei é omissa nessa matéria.

- c) Deverá a ERSE assegurar que no caderno de encargos dos concursos a realizar seja definido um plano rigoroso e detalhado de transição entre concessionários – atual e futuros – que deverá incluir procedimentos, prazos e pagamentos.
2. Analisado o estudo da ERSE que suporta a presente Consulta Pública, o CT entende destacar o seguinte:
 - a) A omissão da quantificação dos custos e proveitos por Município.
 - b) Não permite uma avaliação sustentada da relação de custos entre os cenários propostos e a realidade atual, o que dificulta a opção pela melhor solução.

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

- c) A valorização dos diversos cenários de definição de área territorial propostos pela ERSE é omissa quanto ao balanço, mesmo que estimado, das variações dos custos e benefícios que decorrem dos diferentes níveis de agregação.
 - d) Atenta a possibilidade de os novos concessionários poderem desenvolver simultaneamente atividades reguladas e não reguladas, o CT considera que a ERSE deve adequar a este novo contexto os instrumentos necessários para acautelar a separação entre atividades, evitando nomeadamente situações de subsidiação cruzada.
 - e) A omissão quanto ao modelo de planeamento das redes, bem como quanto à cooperação e articulação entre os diferentes ORD.
3. No desenvolvimento deste parecer, o CT elencou um conjunto alargado de questões técnicas e riscos de sobrecustos inerentes não quantificados no estudo da ERSE, que nos termos legais não poderão ser suportados pelo Orçamento de Estado nem pelos consumidores, atento o princípio da neutralidade financeira previsto na Lei. Entende o CT recomendar ainda à ERSE o seguinte:
- a) Conceber e quantificar o sistema de compensações e transferências entre os novos ORD BT, destinado a garantir a cada operador a recuperação dos proveitos permitidos através das tarifas reguladas, decorrentes da aplicação universal da uniformidade tarifária;
 - b) Quantificar a perda de eficiência e conseqüente sobrecusto resultante da separação da operação das redes de AT/MT e de BT;
 - c) Quantificar o montante da indemnização devida ao concessionário cessante pelo valor contabilístico residual dos ativos relacionados com a contagem de energia elétrica, o qual nos termos da Lei n.º12/2008, de 26 fevereiro, não será remunerado pelas tarifas;
 - d) Quantificar os custos/benefícios decorrentes do incremento de investimento na digitalização das redes e a conseqüente instalação de novas plataformas e sistemas informáticos interoperacionais.
4. É assim entendimento do CT que os documentos apresentados no âmbito da consulta em apreço devem ser complementados, habilitando deste modo que sejam tomadas decisões totalmente informadas por parte dos concedentes e dos futuros concessionários, garantindo assim a efetiva comparabilidade das propostas resultantes dos concursos e assegurando as condições de estabilidade e transparência aplicáveis à contratação pública.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as propostas apresentadas pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Em 17 de setembro de 2018, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º António Cavalheiro Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	ANEXO 1	—	—
Eng.º Carlos Silva Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	ANEXO 1	—	—
Dr. Carlos Chagas Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	ANEXO 2	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	ANEXO 3	—	—
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	ANEXO 2	—	—
Sr. Mário Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	ANEXO 2	—	—
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	ANEXO 6	—	—
Dr. Ricardo Emílio Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GoldEnergy)	ANEXO 11	—	—
Eng.ª Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)	J. Simões	—	—
Eng.º Joaquim Teixeira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	ANEXO 4	—	—
Eng.º Francisco Lopes Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	ANEXO 8	—	—
Dr. Luís Pisco Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM representação assegurada pela - (DECO)	ANEXO 10	—	—
Dra. Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	P	—	—
Dr. Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	[Handwritten Signature]	—	—
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	[Handwritten Signature]	—	—

?

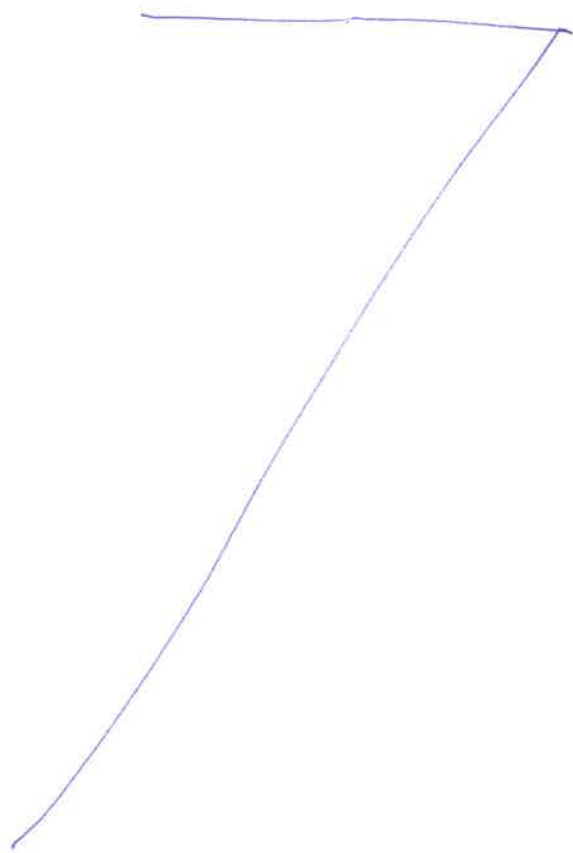
CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	ANEXO 7	—	—
Dr. Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	ANEXO 5	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz	—	—	—

tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE**

O parecer que antecede tem 37 folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 17 anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.



Ex Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário
Eng^a. Manuela Moniz

Anexo 1
h.
P

Parecer sobre a

"65.ª Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão "

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à *Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão, com a seguinte observação complementar:*

Observação:

O presente parecer foi elaborado com base em informações muito incompletas e preliminares conforme devidamente realçado no seu texto, no qual é relevada a necessidade de aprofundar a análise dos problemas envolvidos e prevenir os riscos associados, antes de se definir em definitivo o modelo e processo de decisão dos concursos. Importa, contudo, ter presente que a atribuição das concessões através de concurso constitui uma oportunidade para por efeito da concorrência incentivar a melhoria dos processos e revisão dos parâmetros remuneratórios, baixando os custos de distribuição e assim diminuindo a pressão sobre a dívida tarifária, tornando mais sustentável o sistema elétrico nacional.

Carlos Alberto Fonseca da Silva
António Moreira Cavalheiro

Porto, 15 de Setembro de 2018



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Anexo 2
3
P

PARECER SOBRE PROPOSTA DE
"CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE EM BAIXA TENSÃO "

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Carlos Chagas e Eduardo Quinta-Nova, representantes da UGC na Secção de Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente o Parecer do CT sobre a Proposta de "*Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão* "

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 17 de Setembro de 2018

Carlos Chagas

Eduardo Quinta-Nova

Exma Sra. Presidente do Conselho Tarifario da ERSE, Eng^a. Manuela Moniz
Exma Sra Vice-Presidente do Conselho Tarifario, Dra. Patricia Carolino,

Envio em anexo o voto ao parecer relativo à 65^o Consulta Pública.

A presente votação considera a inclusão da frase "*Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.*", no topo da pagina 26, tal como consensualizado entre os conselheiros.

Os nossos melhores cumprimentos,

Carolina Gouveia

ANEXO
3
h
P

Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Eletricidade relativo à “65.ª Consulta Pública – Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão”.

Lisboa, 17 de setembro de 2018

A representante da DECO

(Carolina Gouveia)

ANEXO 4
B.P.

Presidente Conselho Tarifário

De: Joaquim Teixeira
Enviado: 17 de setembro de 2018 08:53
Para: (DGC) Patricia Carolino; Presidente Conselho Tarifário
Assunto: 65 Consulta pública - concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão

Bom dia

Na qualidade de representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário.

Cumprimentos
Joaquim Correia Teixeira
--
Joaquim Correia Teixeira

ANEXO 5
D.
3.
P.

Presidente Conselho Tarifário

De: Machado Vitor
Enviado: 16 de setembro de 2018 21:50
Para: Presidente Conselho Tarifário
Cc:
Assunto: 65ª Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão
_parecer Conselho Tarifário
Anexos: Parecer sobre 65.º Consulta Pública.pdf

Exma Sra. Presidente do Conselho Tarifario da ERSE, Eng^a. Manuela Moniz
Exma Sra Vice-Presidente do Conselho Tarifario, Dra. Patricia Carolino,

A **DECO** – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota **favoravelmente** e na globalidade o parecer em anexo relativo à 65ª Consulta publica da ERSE.

A presente votação considera a inclusão da frase "*Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.*", no topo da pagina 26, tal como consensualizado entre os conselheiros.

Os nossos melhores cumprimentos,

Vitor Machado
Representante da DECO no CT da ERSE

ANEXO 6
h
P

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Exma. Presidente do Conselho Tarifário,

Exma. Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira, representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, no Conselho Tarifário da ERSE, vem pelo presente email comunicar a V. Exa. que vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a "65.ª **Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão**".

Com os melhores cumprimentos,

Fernando Ferreira

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a "65.ª Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão"

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, voto favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "65.ª Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão".

Funchal, 17 de setembro de 2018



Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira)

ANEXO 8

h
p

Francisco Lopes

Ex.ma Senhora Presidente do Conselho Tarifário

A EDP Distribuição vota favoravelmente o parecer do CT à 65ª consulta pública da ERSE, com a declaração de voto que se anexa.

Com os melhores cumprimentos

Francisco Lopes

Declaração de Voto da EDP Distribuição anexa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “65.ª Consulta Pública – Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão”

A EDP Distribuição, representante do operador da rede nacional de distribuição, vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre os documentos apresentados pelo Conselho de Administração da ERSE no âmbito da “65.ª Consulta Pública – Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão”, complementando esta posição com as seguintes considerações:

- A consulta pública lançada pela ERSE sobre o processo de atribuição das concessões de distribuição em baixa tensão é uma iniciativa positiva e relevante, na medida em que promove a discussão pública de um tema complexo, com grande impacto potencial para o SEN e para o país.
- A EDP Distribuição considera que, nos documentos em consulta pública, a ERSE faz diversas recomendações relevantes no sentido de mitigar riscos e potenciais impactos negativos que podem resultar do processo de atribuição de novas concessões de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão. Embora certos riscos possam efetivamente ser endereçados no âmbito de intervenção a que diz respeito a presente consulta pública, nomeadamente na definição de áreas de concurso e dos aspetos relevantes a incorporar nos documentos-tipo a publicar pelo Governo, alguns dos mais importantes riscos e potenciais impactos negativos são inerentes ao modelo de organização que foi previsto para a atividade e a sua resolução só é possível mediante alteração legislativa.
- O modelo de organização da atividade de distribuição de eletricidade previsto na legislação em vigor e que será aplicado aos futuros contratos de concessão resultou mais de um legado histórico do que propriamente de uma reflexão estruturada e de uma escolha deliberada, norteada por princípios de eficiência operacional e de racionalidade económica. Trata-se de um modelo ímpar no contexto europeu, não só no que toca à separação entre a distribuição em média tensão e em baixa tensão, uma opção disfuncional do ponto de vista técnico, operacional e económico, mas também no que toca ao próprio conceito de mudança periódica de ORD mediante concurso público internacional.
- A eventual fragmentação funcional e geográfica da atividade de distribuição constituirá uma reversão do percurso de gradual integração que tem vindo a ser prosseguido desde o final da década de 70 e destruirá importantes sinergias e economias de escala, com impacto muito negativo sobre os custos suportados pelos consumidores. A fragmentação da atividade implicará ainda riscos operacionais para a qualidade de serviço e segurança do abastecimento, diminuirá a capacidade de inovação e resposta aos desafios que o setor elétrico enfrenta atualmente e, a prazo, poderá dar origem a pressões políticas para diferenciação tarifária entre regiões, pondo em causa a uniformidade tarifária atualmente existente.
- Nos documentos da consulta a ERSE evidencia que, quer a qualidade de serviço, quer os custos operacionais da distribuição e respetivo impacto tarifário têm vindo a melhorar continuamente e estão num patamar alinhado com as melhores práticas europeias. Por outro lado, a análise da ERSE suporta a evidência de que o modelo previsto encerra riscos significativos para os consumidores e para a sustentabilidade do SEN. Tendo em conta este contexto e considerando que, nem a qualidade de serviço, nem os custos de operação, constituirão critério de escolha dos futuros concessionários, a EDP Distribuição não pode deixar de questionar em que medida o processo previsto, nos moldes em que está pensado, poderá servir o interesse nacional.

- Atendendo aos significativos impactos que o processo de atribuição das concessões de baixa tensão pode ter ao longo dos próximos 20 anos, a EDP Distribuição considera fundamental um envolvimento ativo da ERSE, do Governo e das autarquias na preservação das condições técnicas e económicas de prestação de um serviço público essencial, de grande impacto social e económico. A EDP Distribuição considera ainda que este objetivo só pode ser plenamente concretizado com a implementação de um modelo de organização da atividade de distribuição que garanta a influência dos municípios, enquanto concedentes, nas decisões relevantes sobre a gestão das redes BT e de iluminação pública, alinhe com os modelos vigentes na generalidade dos países europeus e seja mais racional do ponto de vista operacional e económico, de modo a assegurar a sustentabilidade do SEN e compatibilizar o interesse dos consumidores e dos municípios.
- Enquanto atual operador da rede de distribuição e empresa portuguesa com uma história de 40 anos de prestação de um serviço público essencial, a EDP Distribuição manifesta a sua total disponibilidade para colaborar na procura de soluções que defendam a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional.

Porto, 17 de setembro de 2018

Francisco Manuel Lopes

ANEXO 9
MRE

Informação ACRA informacao@acra.pt

Exma. Sra. Eng^a

Manuela Moniz

Em representação da ACRA e devidamente mandatado pelo Sr. Mário Reis, representante daquela Associação no Conselho tarifário da ERSE, sou a votar

FAVORAVELMENTE, com declaração de voto

o parecer deste conselho à 65^a consulta pública promovida pela ERSE

Anexa-se declaração de voto.

ANEXO 9
b.
P



ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DA REGIÃO DOS AÇORES

“Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão” 65.ª Consulta Pública

DECLARAÇÃO DE VOTO

CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

Dando por adquirido que não compete a uma associação de consumidores envolver-se em política enquanto disputa partidária por poder e soluções concretas de governo, tal não poderá significar que a mesma não deva ter e expressar opinião sobre soluções políticas concretas, atentas as previsíveis consequências das mesmas para os consumidores.

Na circunstância, está em causa um documento posto à discussão pública pela ERSE, no seguimento da Lei n.º 31/2017. É neste sentido, e apenas neste, que deve ser interpretada esta declaração de voto da ACRA. Não nos pronunciamos pela bondade das propostas apresentadas pela ERSE nem acerca do mérito da atual legislação.

Preocupa-nos o facto de, depois de ponderadas todas as opiniões das entidades representadas no Conselho Tarifário, ficar a ideia de que a lei foi feita antes de aprofundado estudo prévio das consequências da mesma para as tarifas e para os consumidores, pretendendo o legislador salvaguardar por decreto (artigo 2º, alínea a) da supracitada lei) a não reflexão nas tarifas de qualquer sobre-custo derivado do quadro legal que ora é imposto.

Preocupa-nos também que a ERSE não tenha revelado, a nosso ver, suficiente amadurecimento das proposta que apresenta, não conseguindo privilegiar nenhuma delas, quanto ao que resulta das mesmas por relação a possíveis impactos económicos que, no futuro, acabarão sempre por ser imputados ou às faturas ou a novos impostos, mais ou menos encapotados.

A alteração legislativa, cabe dizê-lo, aparece num contexto de configuração parlamentar que, alterando-se, poderá não garantir a manutenção e o cumprimento do clausulado acima referido, quanto à não repercussão nas tarifas de sobre-custos.

Preocupa-nos o facto de poder estar a abrir-se uma nova alínea nas rendas excessivas de que tanto se fala, mas em relação às quais pouco ou nada se fez.

A imposição de não reflexão de eventuais sobre-custos à fatura dos consumidores só poderá ser resolvida por via de uma atuação de força por parte do poder político.

Todavia, o Estado não pode impor o fornecimento de serviços desde que não seja pago pelos mesmos o justo valor. De contrário, ultrapassaríamos a fronteira do confisco, prática não permitida pela Constituição.

É opinião unânime das empresas que atuam no setor que uma tal alteração não terá um valor negligenciável. E, pese embora ninguém arrisque valores exatos, estamos a falar em aumentos consideráveis nos custos de distribuição, quiçá, reflexamente, no endosso de uma fatura significativa aos municípios!

Ao fim e ao cabo, de acordo com as melhores práticas interpretativas do direito e a melhor doutrina, na altura do desencontro de interesses, todos os que se configurarem como

ANEXO
B.
F.
P.

legítimos terão de se acomodar. E não será pelo fato de uma alínea desta Lei que passará a absoluto o valor da impossibilidade de reflexão nas tarifas de qualquer sobre- custo proveniente da subdivisão da concessão da distribuição de energia elétrica, já que, sem este, muito dificilmente se cumprirão os critérios de qualidade e de solidariedade no todo nacional.

Por outro lado, segundo a nossa perspetiva, não pode alegar-se a necessidade de cumprir com a diretiva europeia, já que o voluntarismo europeísta sem as necessárias cautelas em assegurar vantagens para o sistema ou para o país, já deu bastas provas de quanto pode custar ao consumidor nacional. De nada serve implementar políticas para ganhar medalhas nos rankings europeus, à conta do espremer do consumidor português.

Finalmente afigura-se-nos capcioso o argumento da melhoria das condições concorrenciais. Para a ACRA bastaria que não se impedisse nenhuma empresa ou consórcio empresarial de concorrer desde que respeitadas as condições necessárias por lei e boas práticas. De resto, se é mais fácil ou difícil aparecer concorrência quando os negócios são de menor valor, não deve ser algo que determine opções de fundo do ponto de vista energético.

Já que a livre concorrência tem como único fito e justificação o melhor serviço pelo menor custo para os consumidores, cai por base qualquer argumento para melhorar as condições da livre concorrência desde que, ao mesmo tempo, não seja assegurada a condição essencial da melhor relação custo-benefício.

Uma melhoria das condições de concorrência que apenas permita a entrada de mais *players* no mercado, sem ter em conta este princípio, apenas favorecerá as empresas e não os consumidores. Não havendo capacidade em eventuais *players* interessados, há sempre a possibilidade da criação de *joint-ventures* para empresas de menor dimensão poderem concorrer a negócios de maior vulto.

Pelo que fica dito e atendendo a que o atual modelo da concessão unificada em todo o Continente deu frutos que estão à vista de todos, não nos parece que tenha ficado completo o trabalho da ERSE por lhe faltar, na nossa perspetiva, a proposta da manutenção de uma única zona de concessão a ser posta a concurso público.

No entanto, uma vez que o parecer do Conselho Tarifário não se debruça sobre esta matéria específica, e nada do que no mesmo se diz ofende os fundamentos da posição que expressamos nesta declaração, a ACRA vota favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário à proposta em consulta pública levada a cabo pela ERSE.

Manifestamos, ao mesmo tempo, clara e veemente discordância quanto à oportunidade e fundamentação da rejeição da manutenção de uma única zona de concessão a nível do Continente promovida quer pelo processo legislativo quer pela consulta pública da ERSE.

Ponta Delgada, 16/09/2018

Jorge José Tavares dos Reis
(Mandatado em representação de Mário Agostinho dos Reis, representante pela
ACRA dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores)

DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do Parecer do Conselho Tarifário – Secção Eletricidade, relativo à “65.ª Consulta Pública – Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão.

Lisboa, 17 de setembro de 2018

O Representante da DECO

(Luis Salvador Pisco)

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

Rua de Artilharia Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: decolx@deco.pt - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>

ANEXO 0

Exma Sra. Presidente do Conselho Tarifario da ERSE, Eng^a. Manuela Moniz
Exma Sra Vice-Presidente do Conselho Tarifario, Dra. Patricia Carolino,

Envio em anexo o voto ao parecer relativo à 65^ª Consulta Pública.

A presente votação considera a inclusão da frase “Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.”, no topo da pagina 26, tal como consensualizado entre os conselheiros.

Melhores cumprimentos,

Luís Salvador Pisco

ANEXO I
B.
P

Presidente Conselho Tarifário

De: Ricardo Emílio | Dourogás
Enviado: 17 de setembro de 2018 12:53
Para: Presidente Conselho Tarifário
Cc:
Assunto: 65.^a Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão

Senhora Presidente,

Na qualidade de representante das Empresas Comercializadoras de Eletricidade em Regime Livre, informo que votamos a favor na globalidade, o ***Parecer sobre a Consulta Pública - Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão.***

Aproveitar o ensejo para valorizar e enaltecer a forma cordata, produtiva e conciliadora como decorreram todas as reuniões.

Com os melhores cumprimentos,

Ricardo Emílio

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre 2018