

Contribuição do INESC TEC

17.9.2018

1. Enquadramento

A Lei 31/2017 de 31 de maio aprovou os princípios e regras gerais relativos à organização dos concursos para atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT, determinando que esses concursos sejam lançados em 2019. Por seu lado, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro, aprovada ao abrigo da Lei n.º 31/2017, estabeleceu o programa de estudos e ações a desenvolver pela ERSE, em articulação com a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e com a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), com vista a habilitar a concretização dos concursos referidos nos termos previstos. Acresce que a Lei n.º 31/2017 também estabelece que cada procedimento concursal terá uma área territorial delimitada. Esta definição territorial é da responsabilidade dos órgãos competentes dos municípios ou entidades intermunicipais sob uma proposta de delimitação territorial elaborada pela ERSE com base em estudos técnicos e económicos.

Nestas condições, a ERSE publicou e colocou em discussão pública os documentos intitulados “Proposta sobre as Principais Determinantes de Procedimento Tipo de Atribuição das Concessões” e “Proposta sobre as Áreas Territoriais dos Concursos” (Documentos 1 e 2, respetivamente).

No sentido de contribuir para a discussão pública sobre este tema que se considera de grande relevância para o futuro do sistema elétrico nacional e para a generalidade dos consumidores portugueses, o Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC apresenta os seus comentários e sugestões, seguidos de um conjunto de conclusões.

2. Comentários e sugestões

- 1) A distribuição de energia elétrica em BT em Portugal continental é atualmente assegurada de forma largamente maioritária pela EDP Distribuição, servindo cerca de 99,5% dos consumidores neste nível de tensão, correspondendo a cerca de 6 100 000 consumidores no final de 2016. Os restantes consumidores em BT, cerca de 30 000, são servidos por 10 outros concessionários, em geral localizados no norte e centro do território continental.

Ao longo dos anos mais recentes, a atividade de distribuição em geral e em BT em particular registou avanços significativos, como aliás é evidenciado no ponto 4.10 do Documento 1 (páginas 40 a 42) em análise. Esta evolução deve ser realçada tendo em conta o ponto de partida registado aquando da publicação da primeira versão do Regulamento de Qualidade de Serviço em 2000 e considerando o contexto regulatório muito exigente a que foi submetida a atividade de distribuição de energia elétrica. Neste contexto, importa assegurar que este caminho não é prejudicado, sendo pelo contrário criadas as condições em termos de capacidade de investimento, competência técnica e estrutura organizacional para o consolidar e aprofundar. De referir que maior número de concessões e uma deficiente articulação com o operador a rede de MT, a montante da rede de BT, pode deteriorar os índices de qualidade de serviço, nomeadamente no que concerne ao aumento dos tempos de deteção de avarias e à rápida reposição de serviço, o que exige que sejam definidos e incluídos no Caderno de Encargos mecanismos de interação entre as redes de MT e BT.

- 2) Por outro lado, desde 1999 a atividade de distribuição de energia elétrica tem vindo a obter ganhos de eficiência significativos, de tal modo que o total faturado no âmbito das atividades reguladas de transporte e de distribuição de energia elétrica se reduziu de mais de 33% para 21%, tal como se indica na página 4 do Documento 2, bem como na Figura 2.15 desse documento. Note-se, entretanto, que uma boa parte desse decréscimo é contemporâneo da manifestação da crise e consequentes redução do crescimento de consumos e menor investimento. De qualquer modo, a criação de uma nova organização territorial contemplando diversas entidades concessionárias da atividade de distribuição em BT de dimensão necessariamente mais reduzida que da atual entidade concessionária não deverá colocar em causa esta evolução. Neste sentido, a legislação aplicável refere que esta transformação organizacional deverá ser realizada preservando dois princípios fundamentais que permitirão salvaguardar os direitos e as expectativas dos consumidores – a uniformidade tarifária e a neutralidade financeira da transição.

Consideramos ser difícil assegurar a aplicação integral destes dois princípios. Com efeito, a divisão do território do Continente num certo número de áreas (em 5 áreas nas Propostas de Agregação 1 e 2 e em 2 áreas na Proposta de Agregação 3 apresentadas pela ERSE no Documento 2 em análise), conduz a custos unitários diferentes para cada uma dessas áreas pelo que a aplicação integral do princípio da uniformidade tarifária exigirá a criação de um sistema complexo de compensações entre concessionários. Por outro lado, uma vez que os custos unitários também dependem da eficiência e da gestão do sistema, levanta-se a

questão de distinguir a componente que resulta das questões estruturais com as que resultam de menor eficiência ou de gestão inadequada.

Nos seus estudos, a ERSE procura igualmente garantir a neutralidade financeira, de modo que a soma dos custos regulados seja no futuro não superior ao custo total regulado atualmente associado à atividade de distribuição de energia elétrica em BT assegurada pela EDP Distribuição e pelas restantes 10 entidades concessionárias. A este respeito, no ponto 4.2.1 do Documento 1 (páginas 20 a 22) a ERSE caracteriza os ativos das concessões em BT indicando que em 2016 o valor desses ativos ascendia a 1126 M€ referindo, em seguida, que 92% deste valor está diretamente associado aos municípios. No entanto, cerca de 8% destes ativos têm natureza comum (cerca 90 M€) e poderão estar associados a sistemas centralizados informáticos e de gestão ou de natureza similar. Nestas condições, se há ativos que podem com facilidade ser afetados a cada uma das novas concessões territoriais, haverá outros que não poderão ser afetados dessa forma e que poderão requerer a realização de investimentos adicionais pelos novos concessionários. Nestas condições, a instalação de sistemas deste género pelos futuros concessionários poderá conduzir a uma elevação do custo total da atividade de distribuição em BT, prejudicando o referido princípio da neutralidade financeira.

- 3) Como já se referiu, a atividade de distribuição de energia elétrica assume uma relevância fundamental na evolução recente dos sistemas elétricos sendo crucial assegurar que as novas concessões têm capacidade financeira e técnica para continuar e aprofundar o caminho que tem vindo a ser realizado. Assim, devem ser criadas condições para o desenvolvimento das redes inteligentes, da continuação da aposta na produção distribuída e na auto produção, na gestão da procura, na oferta da flexibilidade do lado da procura e da oferta local, na criação de condições para o reforço das redes tendo em vista assegurar o crescimento da eletrificação da sociedade e da economia, por exemplo decorrentes da rápida disseminação dos veículos elétricos, da maior utilização da eletricidade para a climatização ambiente em edifícios e, em geral, relacionados com a inovação tecnológica, pontos elencados na página 8 do Documento 1. A exigência de iniciativas fundamentais neste sentido deve constar do Caderno de Encargos e a valorização de iniciativas adicionais deve ser considerada em sede de avaliação.
- 4) Neste âmbito, diversos países têm desenvolvido nos anos mais recentes diversos programas para instalação e rápida disseminação de contadores inteligentes (*smart meters*), tendo o atual concessionário iniciado igualmente este processo. Como se indica na página 21 do Documento 1, o valor do ativo referido em 2) não inclui o valor do equipamento de contagem, sendo que o custo de instalação

destes equipamentos não é considerado pelo ERSE para efeitos regulatórios e tarifários como se indica na página 20 do Documento 1. Nestas condições, estes equipamentos serão propriedade do concessionário atual pelo que a transição da situação atual para um número mais elevado de concessionários deverá acautelar e resolver adequadamente este problema criando igualmente condições para que a instalação de novos equipamentos de medição e contagem possa prosseguir, generalizando-os rapidamente a todos os consumidores em BT.

- 5) O processo de transição da situação atual para uma nova estrutura contemplando um número mais elevado de entidades concessionárias da distribuição de energia elétrica em BT apresenta-se difícil de realizar tendo em conta, entre outros, dois pontos relevantes. Em primeiro lugar, as concessões atuais não terminam todas na mesma data, tal como é referido no ponto 1, página 1, do Documento 1, em que se indica que as concessões atuais terminam entre 2016 e 2026, com a maioria a terminar entre 2021 e 2022. Assim, devendo os procedimentos concursais ser lançados em 2019, poderá haver necessidade de prolongar concessões que, entretanto, terminem e atrasar ou diferir no tempo o início do período de vigência de novas concessões que venham a ser atribuídas no âmbito desses concursos. Em segundo lugar, o ponto 4.2.2 do Documento 1 indica que as bases da concessão em vigor “determinam que a extinção da concessão por qualquer das vias (resolução, resgate ou decurso do prazo) opera a transmissão para o município dos bens e meios afetos à mesma, tendo a entidade concessionária de ser indemnizada por essa transmissão. O valor da indemnização corresponde ao valor contabilístico dos bens, líquido de amortizações e de participações financeiras e subsídios a fundo perdido”. Nestas condições, consideramos que a ERSE deveria publicar estimativas do valor das indemnizações a suportar por cada município no âmbito deste processo de modo a evitar a tomada de decisões que, depois, se podem vir a revelar difíceis de implementar, nomeadamente por incapacidade financeira dos concedentes.
- 6) O ponto 4.8 (página 35 a 38) do Documento 1 aborda a forma como se deverá realizar o planeamento e o desenvolvimento das redes de distribuição em BT tendo em vista assegurar as necessidades das entidades a elas ligadas (consumidores e produtores) com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Na situação atual, o planeamento das redes de BT é realizado de forma mais simples visto que decorre de forma mais integrada com o planeamento das redes MT. Reconhecendo que muitas decisões de investimento e expansão das redes em MT decorrem da evolução dos consumos em BT (aumento natural dos consumos de consumidores existentes, novos consumidores em áreas já cobertas pela rede atual e novos consumidores em novas áreas geográficas), salienta-se a necessidade de desenvolver procedimentos efetivos de coordenação que não

prejudiquem a visão global que deve ser mantida sobre a rede. Em diversas situações pode ser conveniente estender a rede de distribuição em MT, reduzindo a extensão dos ramais em BT de modo a, por exemplo, melhorar o perfil de tensões e reduzir as perdas. Neste tipo de situações poderá ser necessário definir mecanismos de partilha de custos uma vez que da realização de investimentos num nível de tensão podem decorrer benefícios claros a jusante.

- 7) Ainda no que concerne ao planeamento das redes de BT, há que assegurar no Caderno de Encargos que os futuros concessionários terão capacidade técnica e de inovação para o desenvolvimento de redes inteligentes em BT (*smart grids*), devidamente articuladas com as redes de MT situadas a montante, o que implicará a instalações de soluções de ADMS (*Advanced Distribution Management Systems*) com funcionalidades avançadas como monitorização, simulação, controlo e gestão de incidentes sobre plataformas georreferenciadas. De salientar que as redes do futuro se centrarão numa forte articulação com o consumidor, que disponibilizará serviços de flexibilidade (alguns deles serviços de sistema) à rede elétrica como um todo. Não assegurar esta capacidade técnica e de inovação pode comprometer o desenvolvimento e a necessária modernização do setor elétrico em Portugal, tendo também em conta a necessidade de adotar futuramente parte da procura às variações da oferta, resultantes de um progressivo aumento da integração de produção de origem renovável com características de variabilidade temporal. Tenha-se ainda em consideração o conjunto de medidas apresentadas pela Comissão Europeia em novembro de 2016 (*Clean Energy package*), onde são enquadrados modelos de negócio tais como comunidades locais de energia (artigo 16º) e resposta da procura (artigo 17º) na reformulação da Diretiva 2009/72/EC. Por fim, será também necessário assegurar uma normalização a nível Nacional das tecnologias de gestão, monitorização e controlo das redes de distribuição, com especial foco na interoperabilidade entre sistemas, e permitir o desenvolvimento, com neutralidade, de novos modelos de negócio assentes na infraestrutura de medição do consumo de energia elétrica.
- 8) O Documento 2 aborda a dimensão das novas concessões. Esta questão é muito relevante, uma vez que as decisões que forem assumidas nesta área irão determinar a configuração do Sistema Elétrico Nacional nos próximos 20 ou 30 anos. A este respeito, assinalamos os pontos seguintes:
 - a. Na página 26 do Documento 1, a ERSE escreve que “..., quanto maiores as delimitações territoriais para o procedimento concursal, mais ganhará em objetividade a alocação de recursos por concessões e mais beneficiará a atividade de distribuição de energia elétrica em termos de economias de escala, cumprindo, assim, com os princípios definidos na Lei n.º 31/2017”;

- b. Os últimos parágrafos da secção dedicada ao “Desempenho eficiente da atividade”, incluída na página 8 do Documento 1, referem que “Sendo um negócio capital intensivo, o acesso a recursos financeiros em condições competitivas é essencial à viabilidade da operação da rede, o que se torna mais provável em operadores com uma dimensão significativa. Um efeito parecido tem lugar no aprovisionamento de equipamentos e serviços, na negociação com os fabricantes e prestadores de serviços. A maior dimensão das encomendas a contratar abre caminho a condições de preço mais eficientes e a um maior poder negocial, por exemplo ao nível da especificação dos produtos. Por outro lado, as características já descritas de prestação de um serviço uniforme e regulamentado aos utilizadores das redes conduzem indiretamente a economias de escala na operação da rede (na dimensão comercial). Essas economias de escala foram apreendidas pelos operadores que adaptaram a sua organização e operação a estas condições, melhorando a eficiência económica da operação, com benefício para os consumidores”;
- c. Na secção 2.2.1, página 17, do Documento 2 refere-se que “No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, os custos por unidade distribuída (em €/kWh) tendem a decrescer com a dimensão do negócio, verificando-se ganhos à escala”;
- d. Tendo em conta estes parágrafos parece claro que a ERSE reconhece que ocorrem economias de escala na atividade regulada de distribuição de energia elétrica à medida que a dimensão do negócio aumenta, sendo assim possível obter progressivas reduções do custo unitário com o aumento desse negócio. Isto não parece compatível com ideia de uma dimensão ótima inferior à do total a concessionar, tal como é referida no final do ponto 2.2.1 do Documento 2, uma vez que se essa dimensão ótima existisse então, para além dela, o custo unitário já não sofreria novas reduções, podendo ao contrário aumentar o que prejudicaria a obtenção das referidas economias de escala;
- e. No Documento 2, a ERSE realiza uma análise de benchmarking considerando empresas de distribuição de energia elétrica de diversos países e diversas dimensões chegando à conclusão que parece poder retirar-se da página 6, de que a partir da dimensão de 600 000 clientes não se espera que se possam obter ganhos de escala suplementares¹.
- f. A este propósito, note-se a posição ocupada pela EDP Distribuição no gráfico da Figura 3.5, página 51, do Documento 2. De entre as 39 empresas analisadas, a EDP Distribuição é a empresa distribuidora que apresenta o número de clientes mais elevado e é, simultaneamente, a que apresenta o

¹ Acreditamos que o que se pretendia era indicar que, para dimensões inferiores, não seria possível cumprir o estabelecido na legislação, mas o texto não é claro, pelo que adotamos uma posição conservadora na análise. Por motivos semelhantes, uma primeira leitura pode levar à conclusão (errada) de que 600 000 é a dimensão ótima referida anteriormente. Estes aspetos deveriam ser clarificados, até pela influência que podem ter na análise feita pelos municípios às propostas da ERSE.

valor mais reduzido do custo unitário em €/cliente, sendo os valores constantes desta figura calculados considerando o OPEX de cada empresa. De acordo com o Quadro 3.5 do Documento 2, a EDP Distribuição apresenta o custo unitário de 47,12 €/cliente de BT, destacando-se de forma muito clara de todas as outras, uma vez que a empresa mais próxima apresenta um custo unitário de 87,52 €/cliente;

- g. Se este custo unitário for calculado com o TOTEX, e considerando que os valores em BT do OPEX, do CAPEX e do TOTEX da EDP Distribuição são respetivamente de 306, 174 e 480 M€, então o custo unitário da atividade de distribuição em BT da EDP Distribuição eleva-se para 79,14 €/cliente. Mesmo assim, este valor é inferior ao custo unitário de todas as empresas apresentadas no Quadro 3.5, ainda que esses custos reflitam apenas o OPEX;
- h. Por outro lado, os custos unitários por município variam de forma muito significativa desde valores inferiores a 73,93 €/cliente até 268,37 €/cliente (ver Figura 4.6, página 80, do Documento 2) pelo que a agregação de municípios em diversas áreas deverá ser realizada tendo em conta esta diversidade, nomeadamente a existência de custos em geral mais elevados em municípios do interior e do sul do país;
- i. Neste âmbito, a ERSE propõe três agregações, duas delas em 5 áreas e uma em duas áreas. A agregação em duas áreas apresenta custos unitários mais uniformes (de 76,58 e 74,08 €/cliente, de acordo com a Figura 4.14 do Documento 2) conduzindo, portanto, a uma estrutura organizacional que assegura mais facilmente o princípio da uniformidade tarifária (com menores compensações entre concessionárias) e previsivelmente a entidades mais robustas do ponto de vista técnico e financeiro;
- j. Neste sentido, se as entidades previstas pela ERSE nas três propostas de agregação referidas nas páginas 91 a 93 do documento 2 existissem (isto é correspondessem a empresas realmente existentes com o número de clientes que lhes está associado e os respetivos custos unitários em €/cliente aí indicados) seria então possível realizar a comparação desses custos unitários para verificar se a partir do limiar de 600.000 clientes já foi referido “o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não geraria de forma quase inequívoca perda de eficiência e/ou acréscimo de custos face à situação atual”, tal como indica a ERSE na página 6 do Documento 2. Neste sentido, a tabela seguinte inclui o número de clientes e o custo unitário em €/cliente para cada uma das áreas associadas às propostas de agregação 1, 2 e 3 referidas nas páginas 91 a 93 do Documento 2, e o gráfico seguinte relaciona o valor desse custo unitário com o número de clientes respetivo.

Tabela 1 - Relação entre o custo unitário e o nº de clientes

		nº clientes	custo unit (€/cliente)
Agreg 1	1	744385	76,16
	2	1668718	75,45
	3	912215	89,73
	4	2118963	62,40
	5	673486	94,73
Agreg 2	1	744385	76,16
	2	1668718	75,45
	3	912215	89,73
	4	2218853	65,59
	5	573596	88,02
Agreg 3	1	2900385	76,58
	2	3217418	74,08

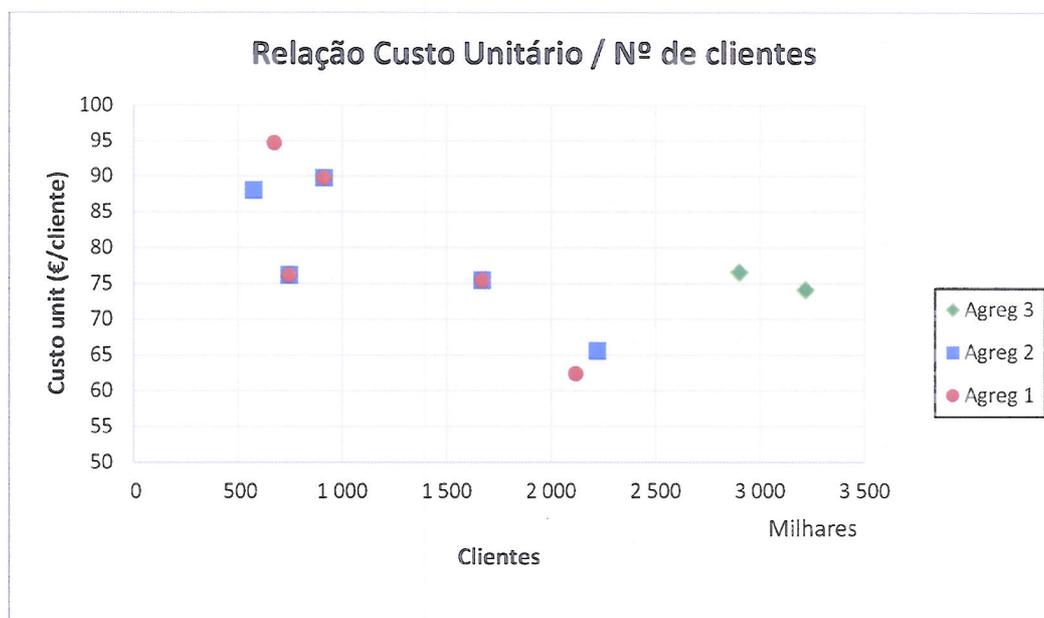


Figura 1 - Relação entre o custo unitário e o nº de clientes

- k. Os custos unitários mais reduzidos estão associados à área 4 das propostas de agregação 1 e 2 (AM Lisboa, Oeste, Lezíria do Tejo e Alto Alentejo na agregação 1 e Área Metropolitana de Lisboa, Alentejo (Alto e Central), Lezíria do Tejo e Oeste na agregação 2) com cerca de 2 118 000 e 2 218 000 clientes. Verifica-se igualmente uma tendência de redução do custo unitário à medida que a escala aumenta, isto é, não se verifica a estabilização do custo unitário a partir da dimensão de 600 000 clientes. Por exemplo, na proposta de agregação 3, o custo unitário da área Sul e Centro Sul (com 3 217 000 clientes) é inferior ao custo unitário da área Norte e Centro Norte (com 2 900 000 clientes).

- l. De referir ainda que o exercício feito pela ERSE assenta na avaliação de custos OPEX, CAPEX e TOTEX para efeitos de aplicação dos princípios regulatórios a utilizar na remuneração das novas concessões para assim procurar soluções de agregação territorial com homogeneidade económica. Sendo muito provável que venham a ocorrer modificações futuras dos modelos regulatórios a aplicar à atividade de distribuição, em resultado da introdução de soluções inovadoras de gestão técnica, tal pode conduzir a conclusões diferentes relativamente ao número de concessões e à sua agregação geográfica. A adoção de uma solução com maior número de concessões irá assim naturalmente exigir um acompanhamento mais fino e cuidado por parte do regulador no seguimento da atividade de distribuição em BT.
- m. Nestas condições, parece claro que se deve optar por áreas de dimensão mais elevada, de modo a garantir um melhor aproveitamento da redução de custos que se obtém sugerindo-se mesmo que seja considerada a hipótese de uma única área de concessão, tirando partido do facto de uma regulação forte e efetiva a exercer sobre a atividade de distribuição de energia elétrica poder ultrapassar quaisquer comportamentos menos eficientes ou justificados do concessionário e permitindo assim manter uma visão integrada sobre a evolução da rede com elevados padrões de qualidade e segurança do abastecimento.
- n. Importa, a este respeito, clarificar que da existência de múltiplas áreas não resulta um aumento da concorrência, uma vez que as diversas áreas não concorrem diretamente com as outras. A concorrência dá-se entre os candidatos a cada área de concessão, sendo essencial um Caderno de Encargos claro e completo e uma definição objetiva e transparente dos critérios e metodologia de avaliação.

3. Conclusões principais

Para além de aspetos mais gerais como a flexibilidade em relação a previsíveis alterações regulatórias, e a chamada de atenção para dificuldades do processo que têm de ser antecipadas (p.ex. indemnização associada aos ativos de gestão da rede e compensações entre áreas), resumem-se a seguir as principais conclusões a retirar dos comentários e reflexões anteriores.

O Caderno de Encargos deve garantir que:

- o planeamento das redes BT é realizado em interação com o planeamento das redes MT;
- a modernização e evolução técnica das redes elétricas, no âmbito das redes inteligentes (*smart grids*) não serão limitadas por falta de ações inovadoras ou de investimentos adequados do concessionário BT.

É de grande importância a definição dos critérios de avaliação, que podem incluir a valorização de aspetos relacionados com a inovação que se considere não serem de exigir no Caderno de Encargos.

Finalmente, não se veem razões que apontem para vantagens na criação de múltiplas áreas de concessão, e parecem bastante convincentes os estudos que identificam reduções dos custos unitários pelo efeito de aumento de escala. Em consequência, não se compreende a razão da proposta da ERSE não considerar a opção da concessão integral, mas apenas opções com 2 e 5 áreas. A nossa recomendação, pelas razões apontadas anteriormente neste texto, é de estabelecer o menor número de áreas possível, ou seja, considerar apenas uma área, ou, não sendo possível essa solução, considerar duas áreas (Agregação 3).

João Peças Lopes
Prof. Catedrático da FEUP

João Tomé Saraiva
Prof. Associado Agregado da FEUP

José Nuno Fidalgo
Prof. Associado da FEUP

Manuel António Matos
Prof. Catedrático da FEUP

Ricardo Jorge Bessa
Investigador Sénior do INESC TEC