

Índice

1.	Introdução.....	2
2.	Considerações Gerais.....	2
3.	Considerações Documento “I. Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento do Tipo de Atribuição das Concessões”.....	4
4.	Considerações Documento “II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos”	16

1. Introdução

O presente documento é a pronúncia sobre os documentos “Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão – II Proposta sobre as Áreas Territoriais dos Concursos” e “Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão – I Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento do Tipo de Atribuição das Concessões” elaborados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, a submeter no âmbito do procedimento de Consulta Pública n.º 65 aberto pela mesma.

2. Considerações Gerais

Neste capítulo são apresentadas algumas considerações gerais sobre a Atividade de Distribuição de eletricidade em Baixa Tensão e um resumo sobre a proposta da ERSE colocada a consulta pública que não estava prevista na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio e na Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 5/2018, de 11 de janeiro.

Pois sendo esta atividade um direito exclusivo dos municípios e estando a mesma prevista na legislação nacional e no contrato de concessão assinado (e em vigor à data), toda a informação deverá ser disponibilizada por contrato (concessão municipal) para que a legislação seja cumprida e que os municípios tenham conhecimento da sua concessão, quer em termos de custos operacionais de exploração (OPEX) e de investimento (CAPEX), quer em termos de proveitos permitidos para que possa realizar antes demais a gestão da atual concessão e a elaboração os estudos técnicos e económicos considerados adequados para decidir sobre o futuro desta atividade (exploração direta ou nova concessão).

Os estudos deveriam ser apenas sobre a rede de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão e não se deveria mencionar ou utilizar outro tipo de dados que inclua qualquer outro tipo de rede de distribuição de energia elétrica, pois tal situação distorce a realidade da rede de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão e conseqüentemente a informação sobre as concessões municipais.

Infelizmente, o atual concessionário não disponibiliza a informação insistentemente solicitada pela Câmara de Águeda com o grau de detalhe necessário sobre a atual concessão, nem neste documento a ERSE apresenta a informação com detalhe suficiente. Estão assim reunidas as condições para que dentro dos prazos estabelecido seja impossível aos municípios e às entidades intermunicipais elaborar os estudos técnicos e económicos necessários para o estudo de áreas territoriais delimitadas diferentes das definidas pela ERSE.

No seguimento das solicitações de informações do município de Águeda ao atual concessionário (EDP Distribuição S.A.) no âmbito do contrato de concessão em vigor e na legislação do setor, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 172/2006 e no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, a informação recebida não apresenta o detalhe necessário nem se encontra de acordo com a legislação, nomeadamente a que se refere ao Inventário do Património afeto à concessão. Mesmo a informação disponibilizada pela ERSE, quer no seu site quer a enviada num “dispositivo de armazenamento” para o município é insuficiente e de difícil compreensão, por exemplo quanto às rubricas indicadas e a que correspondem (por exemplo: Valor Líquido Contabilístico dos imobilizados em exploração e Valor Líquido Contabilístico dos subsídios ao investimento).

Sem que todas as informações e dados da rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, nomeadamente, os custos de operação/exploração, o Inventário do Património afeto à

concessão e as relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão (laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, etc.), sejam disponibilizadas, torna-se impossível ao município de Águeda fazer a gestão do atual contrato de concessão e tomar uma decisão quanto ao futuro desta rede.

A somar a estas limitações, existem ainda incongruências ao nível dos números de clientes e de custos indicados nos dois documentos da consulta pública da ERSE, estando também em desacordo com os indicados no relatório de contas de 2016 da EDP Distribuição e na informação disponível na Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

- A ERSE no documento "II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos" nas páginas 55 (N.º Clientes 6.117.803), 57 (N.º clientes 6.094.945) e 93 (N.º Clientes 6.117.803) apresentam números de clientes diferente do 6.099.905 apresentado na página 6 e do número de clientes 6 0665 070 na página 20 do documento "Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento do Tipo de Atribuição das Concessões o que é estranho e deve ser verificado/retificado para o número correto e para todos os cálculos associados nos estudos. Também no relatório de contas de 2016 da EDP Distribuição o número de clientes indicado (excluindo aos alimentados em MAT, AT e MT é de 6.117.803) já na DGEG o número de clientes em baixa tensão é de 6.149.347 (se excluirmos os 0,5% dos clientes dos outros 10 ORD's teremos 6.118.600 clientes em 2016).

As agregações de Áreas Territoriais apresentadas, mesmo a que é minimalista (proposta de Agregação 3) com a divisão do território em apenas duas Áreas Territoriais delimitadas, apresenta custos unitários diferentes, logo, será difícil propor qualquer conjunto de Áreas Territoriais que tenham o mesmo custo unitário. Verificando-se tal limitação, a própria ERSE menciona a necessidade de existir um sistema de compensações e transferências entre os operadores da rede de distribuição de energia elétrica independentemente da sua dimensão. Infelizmente, tal sistema é apenas mencionado, não sendo descrito ou definido o que impossibilita que sejam realizados os estudos para novas áreas territoriais e até para a análise das vantagens e desvantagens de uma exploração direta da rede de Baixa Tensão, pois tal sistema tem impacto nos proveitos associados à exploração direta.

Existem ainda dúvidas quanto aos potenciais impactos associados a decisões de exploração direta da atividade pelos municípios conforme mencionado nos estudos da ERSE sem que estes impactos estejam previstos ou quantificados, o que torna qualquer decisão de um município impactante em todos os restantes municípios.

A somar a estas condicionantes e limitações, existe ainda uma indefinição quanto ao futuro da rede de iluminação pública, pois não é claro que a mesma fique incluída nas novas concessões, nem em que condições a mesma possa vir a ser gerida de forma direta pelos municípios de acordo com a sua estratégia de desenvolvimento e promoção do seu território, sendo necessário clarificar esta situação antes que seja solicitada uma tomada de posição por parte do município de Águeda.

Perante todo o mencionado, deve ser solicitado de forma oficial a prorrogação dos atuais prazos devido à falta de informação e de incongruências nos estudos da ERSE, bem como ao facto do custo unitário não ser igual em nenhuma das propostas de agregação de Áreas Territoriais delimitadas estudadas pela ERSE.

Face ao referido, a Câmara Municipal de Águeda não tem condições para se pronunciar sobre as propostas de agregação apresentadas pela ERSE.

3. Considerações Documento "I. Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento do Tipo de Atribuição das Concessões"

➤ "O Decreto-Lei n.º 172/2006 define que as concessões de distribuição em BT são atribuídas pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios na sequência da realização de concurso público, cujo caderno de encargos e respetivo programa são aprovados pelos concedentes."
[Página 1]

Quando está disponível o caderno de encargos e respetivo programa para análise pelos concedentes?

Está prevista a alteração do caderno de encargos por parte dos concedentes?

Os concedentes tomam uma decisão até 30 de setembro sem conhecimento do conteúdo do caderno de encargos que são obrigados a utilizar? Não será contraproducente?

Qual o procedimento e quais as consequências de existir algum concedente que não aprove o caderno de encargos e respetivo programa, ou que decida pela exploração direta?

➤ "No final da consulta, a ERSE analisará as contribuições e comentários recebidos e elaborará um relatório que acompanhará a proposta final a apresentar ao Governo que, assim, beneficiará do resultado da consulta e da articulação com a ANMP e a DGEG." [Página 3]

Os atuais prazos definidos serão porventura alterados? É que segundo a RCM N.º 5/2018, os municípios têm de tomar uma decisão até 30/09/2018, como isso será possível se até 17 de setembro a consulta pública está em aberto.

Como podem os municípios tomar uma decisão de opção por nova concessão sem saberem a Área Territorial onde serão incluídos?

➤ "A diferença de dimensão entre os operadores de rede é grande. A EDP Distribuição serve cerca de 99,5% dos clientes de baixa tensão, correspondendo a 6 099 905 clientes em 2016. Os restantes operadores servem um total de cerca de 30 mil clientes de energia elétrica em BT." [Página 6]

A ERSE no documento "II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos" nas páginas 55 (N.º Clientes 6.117.803), 57 (N.º clientes 6.094.945) e 93 (N.º Clientes 6.117.803) apresentam números de clientes diferente do 6.099.905 apresentado na página 6 e do número de clientes 6 0665 070 na página 20 do documento "Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento do Tipo de Atribuição das Concessões" o que é estranho e deve ser verificado/retificado para o número correto e para todos os cálculos associados nos estudos. Também no relatório de contas de 2016 da EDP Distribuição o número de clientes indicado (excluindo aos alimentados em MAT, AT e MT é de 6.117.803) já na DGEG o número de clientes em baixa tensão é de 6.414.997 (se excluirmos os 0,5% dos clientes dos outros 10 ORD's teremos 6.382.922 clientes em 2016).

➤ "A potencial reorganização empresarial dos operadores de rede em BT, em função dos resultados dos vários processos de atribuição de concessões (ou decisões de exploração da atividade diretamente pelos municípios), impacta no desempenho técnico e económico da atividade, nos procedimentos desenhados hoje em dia no setor e nos modelos regulatórios aplicáveis." [Página 6]

Ou seja, basta que um município decida pela exploração direta que todo o estudo elaborado pela ERSE deixe de ter validade?

O que acontecerá caso exista também a apresentação de outros estudos para áreas territoriais diferentes? Mesmo com a atual falta de informação esta é uma possibilidade, que impactos terá tal situação nas agregações apresentadas pela ERSE?

➤ "A formatação dos procedimentos tipo dos concursos (caderno de encargos tipo, procedimento tipo e minuta do contrato), a definir pelo Governo, irá balizar o espaço de decisão dos municípios na definição dos termos específicos de cada procedimento."
[Páginas 7]

A ERSE indica que quem têm competências, conhecimento, e até mesmo direito de definir o procedimento, a forma, etc. é o Governo. Não deverá ser aqui considerado a posição dos municípios uma vez que a atividade lhes está atribuída por Lei?

➤ "A circunstância de ter um preço uniforme (tarifa nacional) para todo o território não impede a existência de custos de operação diferenciados entre os vários operadores. Estas diferenças podem resultar, por exemplo, das características estruturais das zonas de distribuição em que operam: concentradas/dispersas, urbanas/rurais/naturais, topologicamente acidentadas/planas, clima frio/temperado, etc. Existindo diferenças justificáveis de nível de custos de operação, a regulação dos operadores de rede deverá reconhecer estas realidades e implementar um sistema de compensações e transferências entre operadores. A necessidade e complexidade de um tal sistema pode ser minorada caso as áreas de rede de cada operador sejam compostas de agregações de concessões municipais resultando mais homogêneas em termos dessas condições estruturais." [Páginas 7 e 8]

A ERSE admite que será sempre necessária existência de um sistema de compensações e transferências entre os operadores da rede de distribuição de energia elétrica independentemente da dimensão da sua Área Territorial, no entanto, nos documentos da 65.ª Consulta Pública, tal sistema não é definido, nem são apresentados dados concretos para cada concessão atual, o que impossibilita que os municípios possam ao abrigo da legislação elaborar os estudos previstos no n.º3 do Artigo 5.ª da Lei n.º 31/2017

Independentemente da necessidade de agregação, é necessário que a informação fundamental para qualquer estudo exista, esteja disponível e seja passível de confirmação, o que à data não se verifica, pois nem sequer o atual Operador da Rede de Distribuição com 99,5% dos clientes consegue por exemplo indicar com precisão o número de funcionários que tem afetos a esta atividade de forma global.

Tal sistema de compensação a existir, deve estar definido desde já e assim permitir outro tipo de agregação das concessões.

Quando não existe informação ao nível municipal de cada concessão atual que permita verificar se existem na realidade custos e ganhos disparem no território nacional, poderá ser difícil definir o sistema de compensação, como pretende a ERSE resolver esta situação (caso faça parte das suas funções)?

➤ "A atividade de distribuição de energia elétrica é exigente em termos técnicos e de recursos financeiros. A tendência de evolução do setor elétrico vem reforçar esta característica, com maior incorporação de tecnologias e de sistemas de informação num ambiente em constante alteração. Os operadores de rede têm que se adaptar

frequentemente a novas exigências legais e a novos modelos de negócio, como são exemplos as redes inteligentes e os regimes legais de produção para autoconsumo e da tarifa social.” [Páginas 8]

Não obstante de ser uma realidade, é também um facto que tanto os ORD's como os Comercializadores continuam com um elevado número de faturas com consumos estimados, problemas estruturais em comunicação de leituras de consumos, mesmo numa base quase nacional (um ORD tem 99,5% dos clientes) aos dias de hoje, será que mantendo praticamente inalterado o cenário, existe a garantia que os problemas atuais não continuaram no futuro.

➤ “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.” [Páginas 8]

Outra situação reside no facto de poderem existir investimentos na rede de BT realizados pelos municípios e por empresas privadas que passam posteriormente para a alçada do ORD que é impossível identificar na informação existente, e podem até ter tido custos diferentes dos potencialmente alocados à concessão, sendo impossível, no entanto verificar tais situações uma vez que não existe a disponibilização do Inventário do Património Afeto à Rede de Distribuição de Eletricidade em BT.

➤ “Os novos operadores de rede de distribuição em BT entrarão na atividade (ou continuarão) num momento de particular transformação do setor: redes inteligentes, produção distribuída, participação da procura, eletrificação dos consumos de energia, inovação tecnológica. Neste contexto, será essencial ao setor elétrico que estes operadores apresentem capacidade de inovação e de investimento.” [Páginas 8]

O simples facto da dimensão não é garantia qualquer de que um dado ORD tenha capacidade e no caso de a ter, a conseguir aplicar no terreno e daí trazer um serviço de distribuição adequado e que cumpra com as exigências da atividade. Como, aliás, tem sido verificado com o facto de termos um ORD com 99,5% dos clientes e mesmo assim não se verificar.

Este é mais um ponto de extrema importância para os municípios e que não é clarificado. No caso de implementação de soluções de “Smart Cities” apoiado na infraestrutura da rede como será feita a sua implementação/gestão?

➤ “Assistimos também ao início da gestão inteligente das redes de distribuição em baixa tensão, capazes de lidar com produção dispersa na rede (caso do solar fotovoltaico de pequena escala) com soluções de armazenamento ou com uma participação mais ativa dos consumidores (gestão da procura). Estes desenvolvimentos irão solicitar aos operadores de rede de distribuição em BT investimentos em favor do mercado de energia, cujos benefícios serão em parte externos à sua atividade.” [Página 10]

Se a ERSE reconhece que os ORD's terão mais responsabilidades no futuro deve de equacionar novas formas de financiar estas mesmas responsabilidades caso as mesmas estejam no âmbito do SEN e não deixar em aberto que os futuros ORD's terão responsabilidades/funções no SEN com benefício global para o SEN, mas que poderão não obter financiamento para as desempenhar.

➤ "Na mesma linha, os municípios manifestaram desde cedo a necessidade de aceder a informação de caracterização das concessões de distribuição em BT nos seus concelhos. Para esse efeito, a ERSE publicou no seu sítio da Internet um conjunto de dados de caracterização da rede de BT por concelho, bem como informação sobre a qualidade de serviço." [Página 11]

A informação que é necessário aos municípios, está prevista no Decreto Lei n.º 172/2006 e no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, nomeadamente:

- Inventário do Património afeto à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e rede de iluminação pública conforme disposto no ponto 1 da BASE X do Capítulo II do Anexo V (a que se refere o n.º 5 do artigo 42.º) do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de outubro de 2012. Após várias solicitações formais (ofícios da Câmara de Águeda), até à data, não temos conhecimento de qualquer envio por parte da EDP Distribuição da informação no formato e grau de detalhe solicitado e exigido pela Legislação, por exemplo não está incluído na listagem enviada a informação sobre todo o património que foi "alocado" à concessão, mas que foi suportado economicamente por entidades que não a EDP Distribuição (loteamentos, obras particulares, obras municipais, etc.).

A informação disponibilizada pela ERSE, quer no seu site quer a enviada num "dispositivo de armazenamento" para os municípios é insuficiente e de difícil compreensão quanto às rubricas indicadas, como por exemplo:

- Valor Líquido Contabilístico dos imobilizados em exploração
- Valor Líquido Contabilístico dos subsídios ao investimento.

Sem esta informação e sem a informação dos custos de operação/exploração reais por concessão, torna-se impossível aos concedentes fazer a gestão do atual contrato de concessão.

➤ "Em complemento ao guia referido, a ERSE enviou a cada um dos municípios informação específica sobre o valor económico dos ativos intangíveis (imobilizado líquido), em cada concelho." [Página 12]

A informação recebida não é mais do que a enviada de forma anual pelo ORD e que não permite a verificação ou gestão do atual contrato de concessão e do valor que é apresentado. Sendo manifestamente insuficiente e estado em desacordo com o Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

➤ "Neste capítulo discutem-se os aspetos mais relevantes, na ótica da regulação da atividade de distribuição, de modo a que os concursos possam ser realizados atendendo aos princípios definidos pela Lei n.º 31/2017. Para além da caracterização dos temas e discussão dos seus potenciais efeitos, e sempre que oportuno, incluem-se sugestões de redação a incluir nas peças tipo dos procedimentos ou noutros instrumentos legais e regulamentares." [Página 17]

Sendo a exploração direta uma das possibilidades previstas conforme mencionado em parágrafos anteriores, a informação disponibilizada é insuficiente para que os municípios possam demonstrar que qualquer opção que tomem é a que melhor defende o seu interesse.

➤ "Por último, a lei impõe a estabilidade do emprego, através da salvaguarda dos postos de trabalho e ainda dos direitos dos trabalhadores afetos às concessões (alínea h)."
[Página 19]

Ainda sobre este ponto, como é possível a qualquer município analisar os reais impactos de uma exploração direta se não existe informação sobre os recursos humanos que terá porventura de assumir? Mais, como é que será o enquadramento no quadro do pessoal do município e a respetiva remuneração salarial de acordo com a legislação vigente?

Será que os potenciais concorrentes (no caso das novas concessões) iram apresentar qualquer proposta sem terem toda a informação sobre os colaboradores que terão de assumir?

➤ De acordo com o exposto nas Bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão, publicadas no Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de agosto, considera-se como bens afetos à concessão os elementos que constituem a rede de baixa tensão e as interligações (linhas, cabos e ramais de BT, postos de transformação e instalações anexas e as instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à distribuição em BT) bem como a rede de iluminação pública, incluindo luminárias. Suplementarmente, o mesmo normativo legal infere que os imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto das concessões também se classificam como bens da concessão." [Página 20]

É clara a definição do Capítulo II "Bens e meios afetos à concessão" da Base VIII, do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro de 2012, no entanto, também é claro neste Decreto-Lei, que a concessionária deve elaborar um inventário desse mesmo património afeto à concessão, sendo a concessão municipal, logo toda a informação deve ter por base cada uma das concessões e não ser agregada a nível nacional sem qualquer correspondência a um inventário.

➤ A entidade concessionária, sendo detentora da propriedade dos bens afetos à concessão até à extinção do contrato de concessão, deve manter um inventário dos mesmos e à disposição da entidade concedente, isto é, do município. As bases de concessão 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. Adicionalmente, este normativo legal refere que apenas devem ser considerados os bens que tenham sido aprovados pela ERSE para efeitos de fixação das tarifas de eletricidade e com referência ao último balanço aprovado. Entende-se, neste caso, como bens aprovados pela ERSE para efeitos de fixação de tarifas, os bens que foram considerados na determinação dos rendimentos a serem recuperados pelas tarifas de uso de rede de distribuição, no quadro da metodologia de regulação por incentivos. Os pressupostos associados a esta metodologia são apresentados no capítulo 4.9. Registe-se que para efeitos tarifários não são considerados os contadores, nas suas componentes de medição do consumo de energia elétrica, nos termos definidos pela Lei n.º 12/2008. [Página 22]

A ERSE tem de aprovar os bens para efeitos de fixação de tarifas, sendo, portanto, expectável que existe pelo menos um inventário a nível nacional de todos os bens. Assim sendo, será possível obter esse inventário para ser utilizado no terreno para potencial verificação ou na elaboração de

estudos para outras agregações de Áreas Territoriais. Assim, poderá a ERSE informar como essa informação pode ficar acessível?

Assim sendo, todo o estudo realizado poderá estar feito com base em dados que potencialmente são diferentes dos reais. Isto é tanto ou mais visível com a dificuldade de encontrar uma relação direta com o cadastro da rede de IP facultado pelo ORD.

Como podem os municípios elaborar os seus estudos sem esta informação que tem sido várias vezes solicitada ao ORD EDP Distribuição sem uma resposta adequada?

Que penalizações tem sido aplicadas por este incumprimento contratual?

Como tem sido defendido o interesse público?

Como está ou irão ser considerados todos os investimentos realizados por entidades que não o ORD que passaram posteriormente para a gestão do ORD, por exemplo, todo e qualquer investimento que fora realizado pelos municípios em loteamentos, arruamentos, parques empresariais, etc., em que o custo de toda a rede de distribuição de energia elétrica foi suportado por estes? Este valor não devia também ser contabilizado e pago ao investidor? A amortização destes investimentos não deveria também ter sido considerada no tarifário e paga a estes investidores?

➤ "O caderno de encargos deverá definir os termos de concretização do pagamento da indemnização supra referida e de transmissão de todos os bens afetos à concessão, incluindo o procedimento de posterior transmissão dos bens do município para o novo concessionário." [Página 23]

Como se pode definir um valor a pagar se o mesmo não está em conformidade com a legislação e o contrato em vigor?

➤ "Os cadernos de encargos associados a cada procedimento de concurso para cada área territorial incluirão uma caracterização técnica e económica dessa área territorial. Esta caracterização técnica e económica deverá incluir toda a inventariação dos bens afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, desagregada por área de concessão incluída nessa delimitação territorial, bem como uma sistematização dos restantes recursos necessários para a realização da atividade de distribuição em BT, tais como recursos humanos ou contratos de prestação de serviços, definida ao nível de cada área, desagregando a informação por município." [Página 23]

Quando será disponibilizado a inventariação dos bens afetos a cada concessão?

Como pode um município estudar qual a melhor opção se não tem esta informação e tem de tomar uma decisão até 30/09/2018 quanto às suas possíveis opções:

- Concessão
- Exploração direta

➤ "Nos casos em que os bens ou recursos são de usufruto comum de diversas concessões deverá ser apresentada a caracterização técnica e económica, tendo por base a agregação considerada no âmbito da área territorial afeta ao concurso. Esta informação deverá ser suportada em estudo ou auditoria realizada por entidade externa." [Página 23]

Quem será esta entidade externa?

Quando é que será disponibilizada a informação do estudo ou auditoria a ser realizada?

➤ O caderno de encargos deverá reforçar as normas já existentes relativas à inventariação dos bens da concessão por concelho, obrigando à disponibilização periódica (por exemplo bienal) ao concedente por parte do concessionário do imóvel afeto à concessão, específico e não específico. Anualmente, o concessionário deverá passar a facultar a informação do valor contabilístico da concessão. Por forma a garantir a fiabilidade desta informação, o valor contabilístico deverá ser objeto de relatório de garantia de fiabilidade emitido por uma entidade independente (auditor).” [Página 23]

Atualmente esta situação já está prevista no Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro de 2012 não existindo a necessidade de reforçar o que quer que seja, mas sim fazer cumprir a lei em vigor. Ainda mais estão a propor a disponibilização bienal quando a exigência deve ser anual, pois só assim se pode fazer uma verdadeira gestão do SEN.

Quem são as entidades independentes para garantia da fiabilidade do valor contabilístico?

➤ “4.3 TRABALHADORES DAS CONCESSÕES” [Páginas 24 a 26]

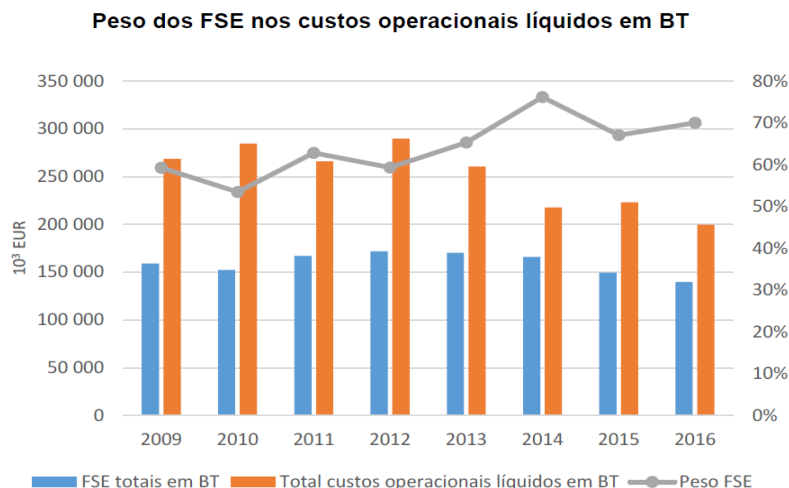
Como serão feitos os devidos enquadramentos nas carreiras da função pública no caso da exploração direta das concessões pelos municípios?

Na página 31 do documento **“II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos”** está indicado que “o principal operador **ESTIMA** que, à data de hoje (a base de toda a informação é o ano de 2016, porque apenas este dado, mesmo que estimado é apresentado como sendo à data de hoje?), 1 759 colaboradores estarão afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em BT a nível nacional.” Logo a precisão dos dados utilizados nos estudos da ERSE carecem de revisão.

➤ “4.4.1 Caracterização económica dos contratos de prestadores de serviço afetos à Concessão em BT” [Página 27]

No caso dos contratos de prestação de serviços celebrados pela empresa e contabilizados como FSE de cada atividade. Como é possível aferir a real alocação à atividade de distribuição em BT destes custos e contratos?

Não podemos descurar o facto que estes contratos têm custos que representam em média nos últimos 8 anos em análise um peso de 60% do total dos custos operacionais líquidos, tendo aumentado nos anos recentes conforme a informação disponibilizada pelo Operador de Âmbito Nacional.



Estamos a falar de um valor considerável, 150M€/ano em 2016.

Mais, estes FSE tem uma contratação dentro do Grupo EDP com uma percentagem considerável. Sendo que estes contratos não foram disponibilizados nesta consulta pública e implicam custos operacionais que não são mencionados de forma detalhada, nem são alocados de forma direta, clara e pública a cada concessão, como se pode saber os ónus dos mesmo no futuro, quer em novas concessões, quer na exploração direta.

➤ "Os serviços contratados encontram-se divididos entre serviços prestados por entidades externas e serviços prestados por empresas do grupo. Este último grupo representa cerca de 60% do total de FSE e as respetivas operações estão identificadas no dossier fiscal de preços de transferência. A sua divisão por nível de tensão é efetuada através de chaves de repartição, uma vez que são rubricas serem exclusivamente relativas à BT." [Página 27]

A que correspondem os contratos, quer dentro do grupo quer com entidades externas?

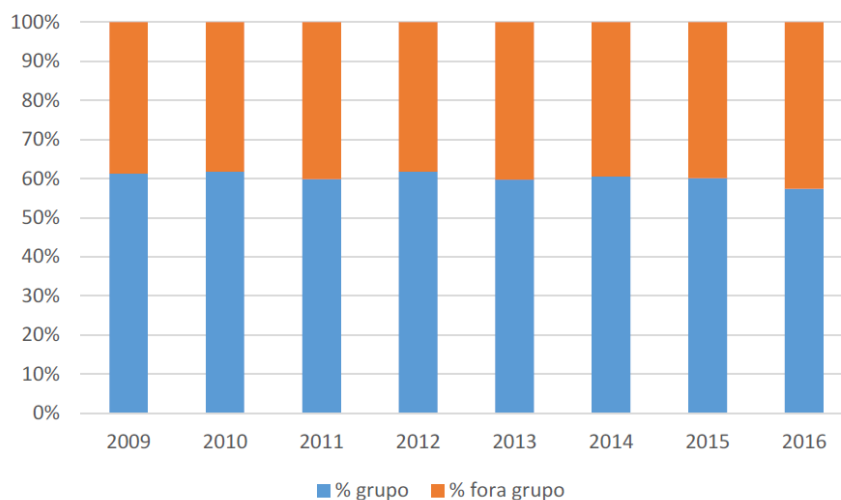
Qual o prazo de vigência dos contratos em vigor?

É admitido que sejam assinados contratos quase no final do prazo dos atuais contratos de concessão?

Os contratos assinados a partir de que ano podem ser contestados?

É possível aceder aos contratos celebrados?

Estrutura de FSE alocados à BT consoante o tipo de contratação



Fonte: EDP Distribuição

A ERSE afirma ainda que as principais componentes de FSE se referem a Conservação e Reparação e Trabalhos Especializados. Neste último caso, salientam-se os serviços comerciais e os serviços de suporte e apoio à gestão. No entanto estes contratos devem ser desagregados por cada concessão municipal, serem acessíveis aos intervenientes no SEN pelo menos, pois sem esta desagregação é impossível realizar qualquer estudo de nova área territorial de concessão ou análise económica da exploração direta.

➤ 4.4.2 PRINCIPAIS ASPETOS A CONSIDERAR [Página 28]

Para que seja realizada uma análise rigorosa deve ser acessível toda a informação contratual de todo e qualquer serviço prestado por entidades externas com contratos válidos com o ORD para que os municípios os possam analisar e verificar as reais implicações que poderão ter, sendo que sem essa informação é impossível terem o ónus de assumir o que seja associado a esses contratos.

O mesmo se coloca para os futuros ORD's no caso de os municípios decidirem optar pela concessão, pois o que a ERSE propõe, a transição dos contratos para os novos concessionários, implica que estes assumam um ónus que desconhecem atualmente.

➤ "O equipamento a utilizar para iluminação pública é, de acordo com o contrato tipo, estabelecido no anexo ao referido contrato tipo, anexo que pode ser negociado entre as partes, de cinco em cinco anos, durante a vigência do contrato de concessão, designadamente para acompanhar a evolução tecnológica. No que respeita à distribuição de custos, aplicam-se as seguintes regras:" [Página 31]

Este novo Anexo I pode implicar aumentos no valor do Imobilizado que de acordo com a informação inexistente do inventário e informação do cadastro de IP pouco fiável, não permite verificar o real valor das luminárias existentes nem o seu valor que fora amortizado, o seu valor residual e o valor das novas luminárias associados ao novo Anexo I. Como é que a ERSE controla os valores de investimento associados a esta rúbrica?

➤ "A utilização de soluções padronizadas para a iluminação pública faz sentido numa lógica de gestão integrada do serviço, à escala do operador de rede, com redução dos custos de investimento e de operação da infraestrutura. Acresce que os custos de investimento e operação da infraestrutura de iluminação pública suportados pelos concessionários são incluídos na base de custos regulados e recuperados pelas tarifas nos montantes que resultem dos métodos de regulação aplicáveis. Esses custos são recuperados através de uma tarifa uniforme nacional, pelo que devem resultar de um serviço também ele padronizado no território." [Página 31]

Mais uma vez existem aqui várias questões que é necessário analisar:

- Investimentos realizados pelos municípios e outras entidades que não o ORD, como é tratado e como é verificado?
- A redução de custos do ORD é verificável? A ERSE tem algum estudo de, por exemplo, uma luminária adquirida pelo ORD de âmbito nacional, ser mais barata do que se for adquirida por um município ou até uma ESE?
- Não existe qualquer uniformidade a nível nacional, basta percorrer alguns quilómetros de via pública com iluminação que se verifica que existem vários tipos de luminárias na mesma via, com características técnicas diferentes, com custos no imobilizado que são de difícil análise/verificação.

➤ "Na perspetiva da eficiência energética, o modelo de organização da iluminação pública padece de um problema descrito abundantemente na bibliografia: o desalinhamento de interesses¹⁶. Dá-se a circunstância de um agente suportar o investimento na infraestrutura (luminárias) e outro agente suportar o custo de utilização (consumo de energia). A minimização de custos para as tarifas de eletricidade aponta para soluções de menor investimento, i.e., de pior desempenho

energético, resultando em maiores custos com os consumos de energia. A adoção de soluções de iluminação mais eficientes (e de maior investimento) no atual modelo requer uma intervenção externa nas naturais decisões de gestão de qualquer concessionário da rede de BT, seja pela via contratual seja pela regulamentação. Este problema tem sido ultrapassado pelos municípios, diga-se, através de investimento próprio na infraestrutura de iluminação pública mais eficiente (por exemplo, em complemento dos investimentos do próprio concessionário).” [Página 32]

É uma evidência, como é uma evidência a parca manutenção da Rede de IP e a falta de garantia de penalização pelo incumprimento das mais elementares boas práticas (é normal encontrar a IP em funcionamento em períodos que não é necessário).

O investimento do município não é considerado/incluído na base de custos regulados e recuperados pelas tarifas nos montantes que resultem dos métodos de regulação aplicáveis, sendo que o mesmo é feito na rede de IP, não deveria este investimento ser recuperado também?

➤ 4.6.2 PRINCIPAIS ASPETOS A CONSIDERAR [Páginas 32 a 35]

A ERSE indica que a padronização das soluções tem sido impeditiva da entrada de soluções inovadoras, eficientes na rede de IP. A ERSE apresenta propostas/sugestões a incluir nas novas concessões, sem que, no entanto, se prenuncie sobre algumas situações particulares e previstas nos atuais contratos de concessão assinados e em vigor, bem como na diversa legislação do setor elétrico, como por exemplo o facto de no Artigo 29º. da Portaria 454/2001 estar mencionado a questão da “utilização Racional da Energia”, o que até ao momento não se verifica, quer por não existir qualquer projeto de iluminação pública instalada pelo ORD, quer pelos equipamentos considerados corrente não serem eficiente à largos anos, ou até mesmo o ORD não aplicar o perfil de funcionamento definido pelos municípios.

Cláusula proposta: Iluminação Pública e Inovação

1- A definição dos aparelhos de iluminação, lâmpadas a adotar, equipamentos de telegestão e outros elementos de inovação devem obedecer a critérios de eficiência energética, uso racional das redes e custos eficientes.

A ERSE deveria ajudar a dissipar as situações anómalas atuais e evitar que as mesmas surjam no futuro. Por exemplo, quem paga a energia elétrica associada à realização das “rondas” do ORD são os municípios, não deveria ser o ORD a suportar este consumo imprescindível para a realização dos serviços que lhe estão concessionados?

A ERSE poderia disponibilizar também os custos de investimento por equipamento da rede de IP, bem como os custos de operação por ponto de luz que admite na base de custos regulados e recuperados pelas tarifas, pois atualmente, não é público o custo, por exemplo, de uma luminária de tecnologia LED ou de Vapor de Sódio de Alta Pressão.

➤ O atual contrato tipo de concessão estabelece que o concessionário não poderá utilizar o património e as infraestruturas abrangidas pela concessão em atividades diversas daquelas que são objeto da concessão, salvo se as partes tiverem acordado o montante da compensação a receber pela câmara municipal.” [Página 34]

Esta é uma condição contratual que atualmente não é cumprida, o que está a ser feito relativamente ao facto de o concessionário estar a utilizar o património e as infraestruturas abrangidas pela concessão para atividades diversas daquelas que são objeto da concessão? Como serão os municípios compensados financeiramente pela utilização indevida do património e das infraestruturas abrangidas pela concessão por parte do concessionário durante todos estes anos?

➤ "O Decreto-Lei n.º 92/2017, publicado a 31 de julho, reforça medidas de redução do custo de implantação de redes de comunicações eletrónicas de elevado débito, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2014/61/UE. O citado Decreto-Lei assegura às empresas de comunicações eletrónicas o direito ao acesso às infraestruturas aptas ao alojamento de redes de comunicações eletrónicas, i.e. impõe que as redes elétricas que venham a ser consideradas aptas para tal sejam obrigadas a também alojar redes de comunicações eletrónicas de elevado débito." [Página 34]

Como não existe inventário do património, como pode um município saber qual a sua rede apta para tal?

➤ "Até ao final de 2016, foram contabilizados cerca de 300 mil apoios da rede aérea de BT da EDP Distribuição que são utilizados pelos operadores de telecomunicações para alojamento de redes de comunicações eletrónicas. Tendo em conta a nova realidade do acesso e utilização das infraestruturas das redes de distribuição de energia elétrica aptas ao alojamento de redes de comunicações eletrónicas, importa contemplar esta possibilidade nos futuros contratos de concessão, assim como, definir qual será o proveito devido do concessionário e do município." [Página 35]

Quais os montantes mencionados pelo concessionário para utilização indevida do património e das infraestruturas da concessão?

➤ "Em complemento, o artigo 16.º do atual contrato tipo de concessão relativo à participação do município na elaboração dos planos de atividade do concessionário determina que o valor mínimo do investimento é estabelecido decorridos três anos sobre a data da entrada em vigor do contrato de concessão. Até esse valor ser estabelecido e sempre que solicitado pelo município, o concessionário deverá realizar obras em volume anual correspondente à média dos últimos dois anos, com um investimento não inferior a 12% do valor da renda devida aos municípios." [Página 36]

Mais uma vez a informação enviada pelo ORD é insuficiente e desadequada. A ERSE deveria definir os elementos mínimos a enviar, para que não chegue aos municípios a informação agregada e sem qualquer descrição técnica e económica, e sem qualquer possibilidade de verificação no terreno.

➤ "O investimento é ditado pelas obrigações de serviço público definidas pela lei e a ERSE assegura a regulação económica da atividade dos operadores de rede e a qualidade do serviço. O investimento no desenvolvimento das redes deve ter um propósito útil e ser economicamente eficiente e, apesar da uniformidade tarifária aplicada em todo o território nacional, poderá ser desigual entre concessões dependendo das características demográficas dos municípios, do desenvolvimento urbanístico, das prioridades de investimento, etc." [Página 36]

Mais uma vez, terá de ser disponibilizada informação precisa sobre o que é considerado elegível, de forma clara e precisa para que tanto os ORD's e os municípios saibam antecipadamente o que poderá ser incluído na rede ou não, evitando deste modo futuros casos com situações que podem à partida serem tipificadas e balizadas.

➤ Assim, e para efeitos dos novos contratos de concessão, será relevante substituir a cláusula de investimento mínimo por uma cláusula relativa a obrigações de planeamento e reporte do investimento efetuado pelo concessionário ao município.
[Página 36]

Mais uma vez estas situações não deveriam existir de acordo com a legislação em vigor, pois o simples facto de existir um inventário da rede atualizado eliminaria estas situações e seria verificável o valor de investimento realizado pelo ORD de forma clara e precisa.

➤ "Artigo 5.º do Regulamento Tarifário em vigor) e que o mesmo subjaz a este procedimento de atribuição das concessões de distribuição em BT, nos termos da alínea d) do artigo 2.º do decreto-lei n.º 31/2017, de 31 de maio, para que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, o alargamento do número de operadores da rede de distribuição poderá levar a que seja necessário implementar um sistema de compensações entre operadores, de modo a garantir que cada operador recupera os seus proveitos permitidos através das tarifas reguladas." [Página 40]

É necessário que tal sistema de compensações esteja previsto, definido e de acesso universal para que os municípios possam realizar os seus estudos e análises de apoio à decisão, pois caso exista a implementação de um sistema de compensações a aplicar no futuro e esteja disponível antes da tomada de decisão dos municípios pois tal tem implicações que necessitam de ponderação. No limite, até a proposta de agregação de Áreas Territoriais da ERSE deveria ter em consideração tal sistema.

➤ Não existindo espaço para a introdução de requisitos adicionais que conduzam a custos acrescidos dos concessionários, considera-se que os procedimentos de concurso público para a atribuição das concessões não deverão abordar quaisquer dos temas cobertos pela regulação da qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica. Tendo em conta que a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é sujeita a regulação e que a ERSE define quais são os proveitos permitidos dessa atividade, as condições de serviço devem elas também ser reguladas.
Não obstante, existem porventura outros domínios do serviço prestado pelo concessionário ao concedente (e.g. manutenção da infraestrutura de iluminação pública, informação cadastral e sobre a utilização das redes municipais em BT) onde os contratos de concessão podem estabelecer requisitos de monitorização e de desempenho para o operador que estão fora do âmbito do RQS e da regulação da ERSE. [Página 42]

Posto isto, como será feita a seleção dos concorrentes às novas concessões independentemente da área das mesmas?

- A Renda dos municípios está regulada pela legislação
- A qualidade de serviço está regulada pela ERSE
- Os proveitos permitidos estão regulados pela ERSE

Como será feita então a classificação das propostas dos concorrentes?

Como será agilizado o facto de algum município desejar incluir cláusulas no seu contrato de concessão, estando o município incluído numa dada agregação de Área Territorial, terão todos os municípios dessa mesma Área Territorial de incluir essas mesmas cláusulas ou podem estas ficar apenas nesse contrato de concessão?

➤ a) As partes assinam um auto de vistoria no qual é ratificado ou alterado o inventário dos bens e relações jurídicas;" [Página 46]

Apesar de ser apenas uma proposta de cláusula da ERSE, não deveria esta entidade mencionar que o concedente também deveria estar representado uma vez que esse património faz parte da sua rede de distribuição de eletricidade em BT?

4. Considerações Documento "II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos"

➤ "O benchmarking realizado com uma amostra de micro, pequenos e médios ORD em BT, entre os quais 6 cooperativas portuguesas, permitiu concluir que para estas dimensões os custos de exploração unitários são muito superiores, entre 2 a 6 ou mais vezes, aos que se verificam atualmente no Setor Elétrico Nacional (SEN), demonstrando que opções desta natureza seriam economicamente insustentáveis para o SEN." [Página 6]

É necessária mais informação para se poder analisar, pois não são apresentados os custos de exploração por concessão, no entanto, estão a indicar que os mesmos são superiores.

➤ "Donde, considera-se 600 mil clientes a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não geraria de forma quase inequívoca perda de eficiência e/ou acréscimo de custos face à situação atual, permitindo, assim, cumprir com o definido na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio." [Página 6]

Estão a considerar 3 níveis de tensão quando as concessões municipais são apenas em Baixa Tensão. Não se deveria utilizar apenas estudos de concessões em BT?

➤ "Registe-se que não existe nenhuma concessão de distribuição de energia elétrica em Portugal que, individualmente, cumpra essa condição mínima de dimensão, pelo que a agregação de concessões municipais surge como inevitável para garantir que o processo de definição das áreas territoriais não seja gerador de ineficiências económicas." [Página 6]

Mesmo assim, e com a Agregação 3 proposta continuam a existir diferenças nos custos unitários, logo, esta situação estará sempre presente em qualquer que seja a agregação feita. Como poderá ser ultrapassada essa situação, com o tal sistema de compensação? Se sim deixa de ser limitativo/necessário qualquer agregação de Área Territorial delimitada para as concessões.

➤ "Registe-se que a unidade base considerada neste processo de definição das áreas para o processo concursal é a das entidades intermunicipais, por duas ordens de razão. Em primeiro lugar, porque a legislação, designadamente a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, apresenta esta delimitação como referência. Em segundo lugar, porque uma análise ao nível das concessões em BT municipais subentende, à partida, a criação de uma área economicamente ineficiente, pelos motivos expostos no capítulo anterior."
[Página 7]

Mas tal não impede que os municípios façam a exploração direta da sua rede, certo?
Qual o impacto da exploração direta por parte dos municípios nos estudos técnicos e económicos da ERSE?

➤ "Face ao exposto, o primeiro procedimento metodológico efetuado consistiu no tratamento da informação financeira que permitiu observar que apenas 33% dos custos operacionais totais da atividade tinham sido alvo de um processo de alocação."
[Página 8]

Os custos operacionais devem ser apresentados por concessão, caso contrário não existe informação suficiente para que cada município saiba os custos expectável para a sua concessão e assim tomar uma decisão até 30/09/2018 ou apresentar outra agregação territorial. Sem a informação é impossível se realizarem estudos que provem que outras agregações são mais vantajosas.

➤ "Contudo, 92% dos ativos afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em BT estão reconhecidos por concessões. Desta forma, surgiu a necessidade de efetuar um procedimento de alocação de custos operacionais e de ativos, bem como, a identificação de uma função de custos (os determinantes do nível de custos) com o objetivo de obter uma completa caracterização económica das atuais concessões."
[Página 8]

Novamente DL 215-B/2012 Base X do Capítulo II do ANEXO V a que se refere o n.º 5 do artigo 42.º deve existir inventário de cada concessão e não apenas a informação de 92% dos ativos. Mesmo o valor apresentado necessita ser validado, motivo pelo qual o inventário do património é fundamental e deveria estar atualizado e disponível aos municípios.

➤ "Desse exercício identificaram-se 3 fatores explicativos do nível de custos da atividade de distribuição de energia elétrica: o número de pontos de ligação ou de clientes, a extensão da rede e os postos de transformação (quantidade e potência instalada)."
[Página 8]

Com exceção do número de clientes, os outros indicadores podem conter informação desatualizada/desadequada pois não existe qualquer tipo de comunicação aos municípios sobre o motivo da extensão da sua rede ou sobre a quantidade e potência dos transformadores. Como também não há qualquer informação sobre o seu real estado de conservação. Esta situação poderá ter influenciado o resultado dos estudos elaborados.

➤ "O quarto e último passo deste processo corresponde à delimitação territorial, propriamente dita, de forma a propor áreas territoriais uniformes tanto em termos de custos unitários, como de eficiência, que sejam próximas geograficamente e que respeitem o limite mínimo de 600 mil clientes em termos de dimensão." [Página 8]

Existem áreas apresentadas na agregação 1 que têm os 600 mil clientes e mesmo assim apresentam custos unitários muito superiores, sendo que existem outros fatores que condicionam a dimensão a utilizar.

➤ "Neste ponto, a problemática da alocação dos custos por área territorial ainda não será aprofundada, pelo que é apresentado o impacte dessas características, a título meramente exemplificativo, para os custos com os investimentos de cada concessão, não incluindo os custos com os investimentos não específicos a uma determinada concessão, nem os custos operacionais. Relativamente a este aspeto, note-se que, ao contrário dos custos operacionais, os custos com os investimentos são, em grande parte, diretamente alocáveis a cada concessão." [Página 21]

Todo e qualquer custo deveria ser alocado a cada concessão, sendo que assim era possível uma comparação mais fina dos potenciais estudos a desenvolver pelos municípios. A forma como não estão alocados custos a cada concessão é problemática, não permitindo conhecer as concessões municipais, mas sim os custos nacionais (continente) uma vez que foi permitido ao ORD com 99,5% dos clientes a agregação dos custos quando deveria ter sido exigido que este apresenta-se toda a informação desagregada por município. Mesmo a informação agora apresentada não está disponível em conteúdo e formato que permita a sua validação no terreno e que poderá ter impacto no valor do imobilizado (associado ao CAPEX) motivo pelo qual a sua integral desagregação por município deve ser apresentada com detalhe suficiente que permita a sua verificação no terreno.

➤ "Assim, nas tarifas de energia elétrica em 2018, os custos com redes representam cerca de 21,0% dos custos totais recuperados por estas tarifas, enquanto nas tarifas de 2003 estes custos representavam 32,9%. Em contrapartida, os custos recuperados pela tarifa UGS representavam 5,9%, enquanto em 2018 representam 33,8%." [Página 25]

No gráfico em 2018 o valor para UGS é de 33,8% sendo que o valor de 2003 não aparece para verificarmos se é na realidade os 5,9% mencionados.

Apesar da notória melhoria, os investimentos feitos nas redes, quer pelos ORD's quer por outras entidades (privados e entidades públicas) nestes 15 anos, considerando 2003 a 2018 foram elevados (em 2003 existiam 194 609km de rede elétrica e em 2016 existiam 225 392km o que tem associado investimento e custos para o sistema elétrico nacional), sendo que a energia elétrica consumida em BT diminuiu 0,3% de 2003 para 2016 e o total da energia elétrica consumida em Portugal em todos os níveis de tensão aumentou 7,7%. tudo isto tem implicações na remuneração do ORD e nos proveitos permitidos. A ERSE deveria corrigir a referência a 2018, pois trata-se de 2016. Ainda de acordo com o Relatório de Contas da Empresa EDP Distribuição de 2016 (último disponível no site desta empresa) verificamos que os dados da energia distribuída entre 2007 e 2016 apresentam uma diminuição considerável passando de 46,9TWh para 44,6TWh o que representa uma redução de 4,9%.

Já o número de clientes passou de 6 042 milhares para 6 142 milhares, valor também diferente do mencionado nos estudos da ERSE.

➤ "No início do período de regulação, 2018-2020, a principal alteração introduzida prendeu-se com a aplicação de uma metodologia do tipo price cap aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Neste último período regulatório eliminou-se o mecanismo de controlo do investimento excessivo." [Página 29]

Que medidas mitigadoras da atual substituição de luminárias convencional por luminárias de tecnologia ELD estão a ser tomadas e qual o impacto no valor do imobilizado que está previsto e que consequências terá a colocação destas novas luminárias para os municípios?

A ERSE tem um valor para cada tipo de luminárias definido como a valor máximo aceite para ser recuperado nas tarifas?

A ERSE aceita qualquer valor de custo ou investimento para as luminárias que o ORD anda a instalar?

➤ "No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, a atomização dos seus investimentos torna a monitorização e respetivo acompanhamento dos investimentos um processo complexo, sobretudo considerando o quadro legal atual, em que o controlo e o escrutínio dos planos de investimento em infraestruturas (PDIRD) não abrangem a distribuição neste nível de tensão. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX, que incide igualmente no CAPEX, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico." [Página 30]

Não deveriam existir mecanismos que permitissem a monitorização e acompanhamento independentemente de a rede de BT ser tão capilar? Como se pode garantir que todo e qualquer investimento imputado foi feito, se era necessário e se o seu valor está dentro dos valores de mercado?

O facto de ser de difícil fiscalização e acompanhamento, não deveria ser escusa, pois deveria ser mais escrutinada esta atividade que tem custos para todo o setor elétrico.

➤ "Figura 2-17 – Evolução dos proveitos da atividade de distribuição" [Página 30]

O valor das "Rendas de Concessão" de 255M€ para o ano de 2015 é diferente do valor de 251M€ indicado no Relatório de Contas de 2016 da EDP Distribuição.

➤ "O principal operador estima que, à data de hoje, 1 759 colaboradores estarão afetos à atividade de distribuição de energia elétrica em BT a nível nacional." [Página 31]

A ERSE no seu estudo utiliza informação facultada pelo ORD, no entanto, é crítico que esta informação seja real e não um valor **estimado** de colaboradores. É necessário, portanto que o número de colaboradores seja definido, vem como a sua caracterização em termos de afetação às concessões, competências técnicas, encargos financeiros, etc.

➤ "Figura 2-21 – Proveitos permitidos por nível de tensão" [Página 32]

Após 2012 a redução dos proveitos permitidos é mais visível na rede de MT/AT e não na de BT. Não podemos excluir o facto de se estar a analisar as concessões em BT. Devendo toda a informação ser apenas referente a esta rede.

➤ "Além da atividade de BT ser mais exigente em custos de operação e manutenção, os seus ativos são, comparativamente, mais baratos, mais compartilhados e encontram-se mais amortizados do que na atividade em AT e MT." [Página 33]

Custos estes que não são alocados por município, sendo necessário calcular os mesmos a partir dos dados agregados apresentados o que poderá, porventura, ter condicionado os estudos elaborados. Falta ainda analisar quais as consequências das luminárias LED terão no valor do imobilizado da rede até ao término das atuais concessões.

➤ "Figura 2-23 – Evolução do Investimento na Atividade de Distribuição" [Página 34]

Fazendo o investimento na IP parte da rede de BT, qual o motivo da sua exclusão no gráfico da figura 2-23?

➤ "Figura 2-25 – Evolução do Ativo em BT" [Página 35]

O que é compreendido por "Comparticipações"? Esta questão prende-se também com a informação no ficheiro Excel disponibilizado num dispositivo de armazenamento de memória que veio com a carta dirigida aos municípios sobre "Informação Sobre o valor contabilístico do imobilizado associado à concessão municipal da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão" Sobre a informação que chegou por carta, existem situações que carecem de esclarecimento, nomeadamente:

1. Cumprimento da legislação com a disponibilização do inventário do património afeto à concessão e que até ao momento nunca foi disponibilizado apesar de solicitado.
2. Definição das rubricas existentes no ficheiro:
 - Imobilizado em exploração:
 - Subsídio ao Investimento

➤ "No caso português, a distribuição de energia elétrica em BT é assumida por um único operador a nível nacional, a EDP Distribuição. Existem, no entanto, 10 operadores que atuam localmente, os quais assumem a distribuição de energia elétrica em baixa tensão em áreas limitadas geograficamente, mas que distribuem energia elétrica para um universo que representa apenas 0,5% dos consumidores em Portugal. Assim, a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é, de um modo genérico, uma atividade realizada por uma empresa, de grande dimensão, que cobre todo o território nacional." [Página 37]

É a realidade, no entanto existem 278 contratos de concessão, devendo a informação de cada concessão estar apenas a si associada e disponível ao concedente.

➤ "Tal como referido anteriormente, o redimensionamento das concessões sem comprometer a eficiência económica, nem incrementar os custos, quando se tem por referência áreas territoriais de menor dimensão do que a atual, gera um desafio importante porque a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é um monopólio natural." [Página 37]

A ERSE deve esclarecer se está a redimensionar as concessões, uma vez que estas já são municipais e segundo a legislação atual continuam a ser municipais, mesmo que agregadas por Áreas Territoriais.

➤ "Acresce que este exercício insere um constrangimento adicional associado ao facto da informação disponível sobre a atividade de distribuição de energia elétrica em BT refletir uma realidade empresarial de âmbito nacional, que não tem uma correspondência exata com as concessões existentes." [Página 37]

Tal só acontece porque apesar das concessões serem municipais, o ORD EDP Distribuição não apresentou a informação desagregada por concessão, facto que poderia ter sido ultrapassado se fosse cumprida a legislação.

➤ "A distribuição de energia elétrica tendo sido caracterizada como um monopólio natural, pelo que a redefinição da(s) área(s) de concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão no continente português, para áreas mais pequenas, pode levar a incremento de custos." [Página 39]

Na teoria sim, no entanto, mesmo com as agregações propostas os custos unitários continuam diferentes, como se pode garantir que não existirá incremento de custos?

➤ "No Quadro 3-1 seguinte encontram-se descritas as referências bibliográficas da literatura analisada, a caracterização da amostra (número de distribuidoras e país/região estudado), assim como a dimensão mínima, média e máxima de clientes." [Páginas 40 e 41]

Quais os níveis de tensão na distribuição dos estudos/referências bibliográficas da literatura analisada. Estamos a analisar a rede de distribuição em BT e não a rede de distribuição BT + AT/MT.

➤ "Conclui-se, assim, que existe um potencial enviesamento dos resultados, no sentido em que o nível de eficiência ótimo verificado pode não corresponder à escala ótima absoluta, devido ao enorme peso de distribuidoras pequenas nas amostras. É então possível pressupor que a escala ótima é maior do que a observada na maioria dos artigos, justificando-se assim, a necessidade de se realizar estudos com amostras com distribuições mais homogêneas a nível do tamanho das operadoras." [Páginas 43 e 44]

Se a própria ERSE afirma que existe um potencial enviesamento dos resultados, qual a segurança das restantes entidades que não tem acesso à mesma informação que a ERSE tem, será que estas podem realizar os seus estudos com igual grau de detalhe?

Como é evidente, a escolha da amostra condiciona fortemente os resultados que se apresentam quanto à dimensão ótima, sendo portanto necessário que haja uma definição clara que se opta por um ou por outro tipo de amostra de ORD. Mais importante que isso é necessário que sejam apenas utilizados ORD's em BT, caso contrário, ainda se potencia mais o possível enviesamento da definição de dimensão ótima.

➤ "Para o efeito supra referido, foi obtida uma amostra de 30 empresas distribuidoras europeias, incluindo a EDP-D e os dois operadores portugueses insulares (Quadro 3-3)." [Página 46]

As ilhas têm condições completamente diferentes, a sua inclusão apenas poderá ter enviesado as conclusões.

➤ "A realização do benchmarking apenas com a componente dos custos operacionais apresenta algumas vantagens e desvantagens. Nomeadamente, existe a vantagem de permitir uma maior comparabilidade dos diferentes operadores de referência para a realidade nacional pelo facto do valor dos custos não estarem influenciados pelos custos associados à remuneração dos ativos e, por esta via, ocorrer um enviesamento dos valores devido às políticas de amortização ou pela idade dos ativos." [Página 48]

Custos operacionais estes que o ORD não apresenta desagregados, pois até o número de funcionários é "estimado". Cerca 300M€ anuais estão afetos aos FSE e destes quase 60% em 2016 foram de empresas do Grupo, não existindo qualquer informação sobre os mesmos.

➤ "Quadro 3-5 - Caraterização da Amostra 1, comparando com a EDP D" [Página 55]

De onde resulta o valor de 88.240.000,00€, eio este valor? para que ano? se na página 33 na figura 2-22 temos 306 milhões de euros?

O número de clientes também é de 6.099.905 clientes conforme mencionado na página 6 do outro documento da Consulta Pública publicado pela ERSE logo existem aqui diferenças que devem ser corrigidas.

➤ Registe-se que em 2016 o custo operacional por cliente em Portugal foi de 47,1 €/MWh em BT. Caso o nível de custos de operação por cliente mais baixo desta amostra, fosse replicado a nível nacional para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT, o incremento de custos a pagar que se observaria seria igual a 247 milhões de euros." [Página 55]

Este valor deve ser revisto devido às diferenças já mencionadas.

➤ "Quadro 3-6 - Caraterização da Amostra 2" [Página 57]

Como é possível apresentar um número de clientes em BT, MT e AT menor que o número de clientes em BT?

Os custos de exploração da página 33 da figura 2-22 são de 306 M€ para BT e de 137M€ para AT/MT, qual a fonte do valor de 678 250M€ como custos de exploração.

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

de 600 000 clientes). O paper salienta que os custos unitários do grupo das mais pequenas empresas (em €/MWh) são cerca de 4 vezes maiores do que o do grupo das maiores empresas.” [Página 60]

O facto de se misturar níveis de tensão não poderá estar a enviesar os resultados? Não se deveria apenas utilizar dados de concessões em BT?

➤ “De acordo com as contas apresentadas pela EDP Distribuição, no quadro das suas obrigações regulatórias, os custos operacionais são contabilizados por atividade e não por concessão, sendo repartidos por nível de tensão de acordo com critérios de imputação. Torna-se, desta forma, fundamental a repartição dos custos operacionais alocados a BT por área de concessão.” [Página 62]

Se é fundamental a repartição dos custos operacionais alocados a BT por área de concessão, porque motivo não foi regulamentado?

➤ “Figura 4-1 – Alocação de custos na atividade de distribuição de energia elétrica” [Página 63]

Na figura 2-21 da página 32 são 1.192M€ sendo que muito diferente de 989M€.
Na figura 2-22 da página 33 são 306M€ e não 287 M€ como aqui apresentados.

➤ “No que respeita aos ativos, a EDP D apresenta o detalhe por município, com exceção de um conjunto de ativos comuns ao conjunto da atual concessão. Neste caso em particular a empresa não apresenta critérios de imputação, embora tenha um conhecimento elevado sobre os valores afetos a cada concessão. A figura seguinte apresenta a dimensão destas questões com base nos valores reais de 2016.” [Página 64]

Detalhe esse que é impossível de validar e que carece de uma correta valorização.

➤ “Saliente-se que toda a informação financeira recebida é auditada. No caso da informação dos ativos em BT, é apresentada uma auditoria em base nacional, onde são comparados os valores por município com o valor total da empresa.” [Página 65]

Mas onde não existe qualquer comparação/verificação dos valores apresentados, podendo existir imobilizado contabilizado que não esteja no terreno ou não apresente condições de funcionamento ou tenha um valor diferente do apresentado. Uma vez que a informação é apresentada de forma agregada é impossível qualquer análise ou porventura até validação.

➤ “Um dos principais outputs considerados na atividade de distribuição de energia elétrica é o número de clientes (ver Arcos-Vargas et al, 2017).” [Página 66]

No entanto, devido à heterogeneidade do território das 278 concessões e mesmo das suas CIM's ou até mesmo das agregações propostas pela ERSE, existem valores de custo diferentes por utilizador para dimensões semelhantes, por exemplo CIM da Beira Baixa temos 75.400 cliente um custo unitário de 105.23€, mas para a CIM do Alto Tâmega temos 73.390 clientes e 86.07€ de custo unitário ou então CIM Alto Minho com 164.651 Clientes e 80,68€ e a CIM do Tâmega e Sousa com 208.883 clientes e 81,67€.

➤ "De acordo com Arcos-Vargas et al (2017), as variáveis discricionárias mais utilizadas como inputs são os custos operacionais (OPEX), os custos totais (TOTEX), que incluem custos operacionais e despesas de capital (CAPEX) e o número de colaboradores. No entanto, uma empresa poderá optar por recorrer a contratação externa ou a recursos humanos próprios para a realização de uma atividade, pelo que a consideração do número de trabalhadores como input poderá não refletir a realidade da empresa em termos de utilização de fatores produtivos. Por exemplo, e para o caso do setor elétrico espanhol, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé (2011) registam uma redução do número de colaboradores nos últimos anos, que tem sido acompanhada de um intenso e contínuo processo de outsourcing da atividade de operação e manutenção, através da subcontratação destes serviços a entidades terceiras. Um comportamento similar tem ocorrido no caso da atividade de distribuição em Portugal." [Página 67]

No entanto, aproximadamente 60% dos custos dos FSE do ORD são provenientes de outras empresas do Grupo EDP de contratos que não são conhecidas as suas condições, o que é necessário ultrapassar disponibilizando a informação destes e de todos os outros contratos que estarão vigentes após o término das atuais concessões e a sua respetiva alocação a cada concessão.

➤ "Os modelos foram estimados recorrendo à função custos do tipo Translog, em lugar da função mais tradicional do tipo Cobb-Douglas, por ser o mais adequado a uma situação de preços unitários dos fatores produtivos iguais (Kumbhakar et al, 2015), tendo em consideração que os dados considerados foram de um único operador, a EDP Distribuição, com preços dos fatores produtivos, naturalmente, iguais ou quase iguais." [Página 71]

O que distorce o facto de as concessões serem municipais e não nacionais

➤ "A amostra utilizada para o desenvolvimento dos testes inclui 305 entidades (278 concessões acrescidas das seguintes agregações das concessões: 21 áreas operacionais e 6 direções de rede e clientes) e apenas os custos diretamente alocados a cada uma destas entidades, isto é, para evitar potenciais enviesamentos dos resultados originados por um processo prévio de alocação de custos indiretos ou não específicos." [Página 72]

Será que a forma como estão a utilizar apenas a informação de um ORD não está a enviesar os estudos, algo que se pretende evitar?

➤ "Uma plena caracterização económica das atuais entidades intermunicipais implica a necessidade de realizar um processo de alocação dos gastos não específicos que ainda não se encontram alocados a cada concessão conforme o exposto no ponto 3.2. Recorde-se que cerca de 67% dos gastos operacionais relativos ao exercício económico de 2016 não estão alocados às concessões, sendo considerados gastos comuns e apenas 33% destes gastos foram alvo de um processo de alocação. No entanto, esta alocação não foi na sua totalidade afeta às concessões por apenas 7% dos gastos operacionais se encontrarem diretamente alocados às concessões e os restantes 26% estarem afetados às áreas funcionais do atual principal operador que integram diversas concessões." [Página 78]

Sendo esta situação limitativa e que poderá ter causado distorções indesejadas nos estudos realizados, como se pode garantir que tal situação não causou potenciais distorções?

➤ "Na seção anterior identificou-se os indutores de custos a incluir na função de custos e, suplementarmente, a variável de alocação destes custos não específicos – postos de transformação – disponível para a alocação dos custos comuns às diferentes concessões. Esta variável pode ser medida pela quantidade de postos existentes ou pela capacidade instalada. Em resultado da maior correlação apresentada por esta variável medida pela capacidade com o número de clientes (o principal indutor de custos considerado), optou-se pela utilização da variável postos de transformação em quantidade para alocação dos custos comuns ou não específicos" [Página 78]

O que pode originar erros, pois não existe qualquer informação sobre a percentagem de ocupação da disponibilidade dos PT's, podendo estes estar sub ou sobre dimensionados.

➤ "A Figura 4-5 sintetiza o procedimento de alocação dos gastos e dos ativos não correntes. Os gastos operacionais afetos às áreas funcionais apenas foram alocados às concessões integrantes dessas áreas funcionais. Esta alocação pressupõe a inexistência da necessidade de replicar-se as estruturas definidas a nível nacional para o suporte da atividade de distribuição em BT ao nível de cada concessão, isto é, este procedimento alocou a cada concessão a sua quota parte de utilização dessas estruturas. Neste sentido, este procedimento permite definir o valor mínimo de custos e investimentos necessários ao normal funcionamento de cada concessão." [Página 78]

Como fazem com a alocação dos colaboradores do ORD pelas 278 concessões?

➤ "Figura 4-5 – Alocação dos Custos e Imobilizados Comuns" [Página 79]

Mais uma vez este valor (288M€) é diferente dos 306 milhões da página 33