

Comentários da Autoridade da Concorrência à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2017-2021

Em termos gerais, os planos de investimento dos operadores de redes configuram um exercício de complexidade técnica, em que o conhecimento superior dos operadores em relação ao de qualquer outra entidade lhes confere uma vantagem de informação importante quer na seleção dos projetos de investimento a realizar, quer na estimativa dos impactos que estes têm ao nível da qualidade de serviço.

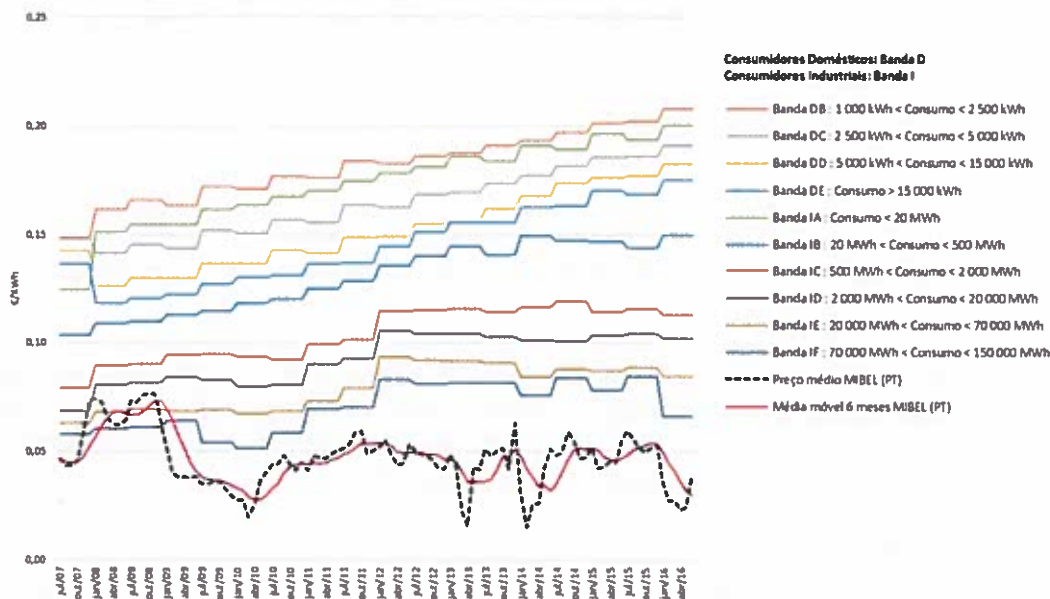
Nessa medida, entende-se que seria importante que os planos de investimento dos operadores de redes incorporassem uma avaliação *ex-post* dos investimentos aprovados nos anteriores planos e do seu impacto nos objetivos que se propunham atingir inicialmente (*e.g.*, estado de implementação, valor realizado *versus* valor orçamentado, relação custo-benefício *ex-post* comparado com estimativa *ex-ante*), reduzindo a assimetria de informação e assim conferindo maior transparência e rigor ao processo.

Neste contexto, apresentam-se de seguida as observações da Autoridade da Concorrência (AdC) aos temas do PDIRD-E 2016, do ponto de vista da concorrência e do bem-estar do consumidor.

1. Custos e impactos tarifários

Nos últimos anos, em Portugal, tem-se registado um continuado aumento dos preços retalhistas de eletricidade, apesar de uma relativa estabilidade ao nível dos preços grossistas, sendo este diferencial especialmente evidente nos consumidores domésticos (Figura 1).

Figura 1: Preços de eletricidade, sem IVA e outras taxas recuperáveis, e os preços grossistas



Fonte: Eurostat, OMIE

Neste contexto, como já vem sendo defendido pela AdC, entende-se que é fundamental ter uma atitude de prudência na avaliação da necessidade dos investimentos em rede, levando em consideração as repercussões dos novos investimentos sobre os custos de acesso às redes, a suportar pelos consumidores.

A este respeito, o operador da RND argumenta que os investimentos propostos não agravam a tarifa do Uso da Rede de Distribuição (URD) e destaca o menor peso do custo das redes no total dos custos do Sistema. Contudo, considera-se que estes argumentos não são suficientes, nomeadamente num contexto marcado por uma tendência de aumento das tarifas de acesso às redes de mais de 17% no último triénio (2015: 6,3%, 2016: 6,2% e 2017: 4,7%).

Realce-se ainda que os investimentos em novos projetos (256 M€ no período 2020-2021) registam, de acordo com a ERSE, um aumento anual de cerca de 51% face aos investimentos em projetos já aprovados no anterior plano (período 2017-2019) e que ascendem a 254 M€ (a custos primários).

Por outro lado, regista-se que a componente relativa aos Encargos de Gestão, Estrutura e Financeiros, não obstante projetar uma diminuição para o quinquénio em análise, parte de um valor muito elevado: com efeito, em 2015, esta componente foi de cerca de oito vezes mais que em 2009. No quinquénio em discussão, prevê-se que este valor se mantenha estável, mas ainda assim a um nível que ultrapassa o triplo do montante relativo ao período 2006-2009. Este facto, associado à redução do nível de participações financeiras no investimento realizado desde 2006, tem gerado um agravamento do custo unitário por MWh de energia distribuída do investimento remunerado (CAPEX a Custos Totais) nos últimos 10 anos (Figura 2).

Figura 2: Evolução do custo unitário do CAPEX (€/MWh)



Fonte: Relatórios e Contas, EDP Distribuição (2006-2015), PDIRD-E 2014 (2016) e PDIRD-E 2016 (2017-2021) – Tratamento AdC

Dado o peso que a dívida tarifária vai continuar a representar no custo total da fatura elétrica para os consumidores, seria essencial um maior esforço na contenção de custos. Nesta senda, considera-se que o plano de investimentos proposto deveria procurar uma redução de custos, não sendo suficiente ambicionar a estabilização tarifária.

2. Rede de Baixa Tensão

À semelhança do que sucedeu no anterior plano, o tema do modelo de abertura à concorrência das concessões municipais em Baixa Tensão (BT) continua a ser uma prioridade, na ótica da AdC.

Encontrando-se nesta fase em processo de elaboração, na ERSE, o caderno de encargos, destaca-se a oportunidade que esse momento oferece para refletir sobre um conjunto de variáveis importantes do ponto de vista do futuro das concessões municipais da rede em BT.

A este respeito, sublinhamos a importância de se acautelar que (i) o processo de abertura a concurso se faça respeitando o princípio da concorrência, em plano de igualdade, entre a empresa que atualmente opera a rede em BT e os potenciais operadores concorrentes, sendo por isso importante estabelecer uma fronteira clara entre a rede em AT/MT e a rede em BT; e (ii) a tarifa de acesso à rede em BT se baseie numa rigorosa definição dos critérios de investimento a garantir pelo sistema e nos custos locais de cada município, mitigando dessa



forma a situação de *moral hazard* que advém da socialização dos custos da rede numa tarifa média nacional.

Por outro lado, considera-se que o facto de o plano de investimentos proposto continuar a não considerar os investimentos em BT reduz, na opinião da AdC, a transparência do processo de Consulta Pública. Este aspeto assume particular importância quando se atende ao facto de que os investimentos em BT representam uma componente tarifária com um peso superior nos fornecimentos a clientes domésticos à correspondente aos investimentos em AT/MT.

3. Produção Distribuída

Na opinião da AdC, o plano de investimentos proposto pelo operador da RND não incorpora devidamente o previsível impacte da disseminação da produção distribuída (*i.e.*, das unidades de produção para autoconsumo e das unidades de pequena produção), especialmente a instalada perto do local de consumo, nas necessidades futuras da rede de distribuição, apenas referindo um estudo onde avalia o impacte ao nível das perdas técnicas na rede de distribuição.

Ao contrário do que sucedia no passado, com os apoios à geração renovável e cogeração, a disseminação deste tipo de produção já não depende, exclusivamente, da Política Energética estabelecida mas, ao invés, do avanço tecnológico e da evolução das condições de mercado. Dessa forma, tomando em conta a legislação e as condições de mercado já hoje em vigor, entende a AdC que estão reunidas as condições suficientes para acautelar este efeito no plano de investimentos em apreço.

4. Gestão da Procura

Considera-se que o planeamento da rede, nomeadamente na simulação de cenários extremos de utilização, deveria incorporar a aplicação de medidas de gestão da procura num futuro próximo (*e.g.*, tarifas dinâmicas), de molde a evitar o sobredimensionamento do sistema.

Neste contexto e apesar de ser um elemento fora da responsabilidade do operador de rede ou do regulador, realça-se o facto de um potencial contribuinte para a maior eficiência do Sistema e do funcionamento do mercado, a Gestão da Procura (*Demand Response*), ainda não estar devidamente legislada nem regulamentada. A este respeito, considera-se premente a plena transposição da Diretiva da Eficiência Energética (Diretiva 2012/27/EU).

5. Qualidade de Serviço

O vetor da Qualidade de Serviço Técnica (QST) canaliza cerca de 41% (209 M€) dos investimentos totais a custos primários previstos no plano (51% se considerarmos apenas os novos investimentos), sendo a grande maioria dos investimentos de iniciativa da empresa (*i.e.*, investimento não obrigatório).

Os investimentos dirigidos a este vetor visam, essencialmente, a redução das assimetrias de QST, propondo-se uma melhoria nas regiões/zonas com pior qualidade e admitindo uma ligeira degradação nas melhores zonas (cenário 2). Não colocando em causa o objetivo geral da redução de assimetrias, seria importante perceber quais as regiões/zonas prioritárias (e correspondentes investimentos) e quais as melhorias de QST previstas alcançar para cada região/zona.

De facto, apesar de os indicadores associados à aferição da QST global (TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente, SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema e END - Energia Não Distribuída) da rede AT/MT apresentarem, em termos médios, uma evolução positiva ao longo dos últimos anos, projetando-se que mantenham essa trajetória no próximo quinquénio, nota-se que o plano não faz qualquer alusão à evolução esperada desses indicadores por região/zona prioritária, não permitindo desta forma relacionar os investimentos canalizados para as regiões/zonas com pior qualidade (*e.g.*, zona oeste) com os impactes ao nível da redução de assimetrias. Esta ausência de informação no plano assume ainda maior relevância se

atentarmos ao facto de serem necessários cerca de 40 M€/ano apenas para manter os atuais níveis de QST globais.

6. Pressupostos assumidos

Não obstante o operador da RND ter incorporado neste plano de investimentos três cenários de evolução da procura, refletindo assim as recomendações da ERSE, nota-se que a previsão da entrada de energia na RND para o período 2017-2021 tem subjacente a mesma taxa de crescimento média anual em todos os cenários, apenas diferindo o ponto de partida.

Acresce que em nenhum dos cenários apresentados se parece refletir quer a tendência evidenciada nos anos mais recentes que apontam para uma estagnação ou mesmo retração da procura, quer o impacte das medidas de gestão de procura ou do crescimento de autoconsumo. Tendo este pressuposto uma influência direta nos investimentos obrigatórios dirigidos ao vetor da Segurança de Abastecimento, que neste plano totaliza cerca de 73 M€, deverá procurar aferir-se se todos os investimentos propostos se justificam e quais os investimentos que seriam adiáveis ou não realizáveis num contexto de estagnação e/ou retração da procura.

Por outro lado, tal como sucedia no anterior plano, continua a desconhecer-se qual a relação entre a progressão do consumo nos três cenários e os investimentos que devem ser efetuados, faseadamente, ao longo dos cinco anos.

7. Modelo regulatório

O modelo de remuneração subjacente à atividade de distribuição de energia elétrica, cuja principal componente dos proveitos permitidos resulta da remuneração dos ativos estabelecida para o período regulatório (CAPEX), pode introduzir um incentivo potencial ao sobreinvestimento quando a remuneração definida excede o custo de financiamento da empresa.

Ainda que o modelo regulatório tenha sido alterado para a componente dos custos operacionais (OPEX), incentivando a empresa no atual modelo a reduzir os seus custos, nota-se que o risco de volume continua a ser suportado pelos consumidores. Nesse sentido, a AdC continua a defender uma revisão do atual modelo para que haja, dessa forma, uma partilha de risco mais equilibrada entre a empresa e os consumidores.

Por outro lado, tal como comentado pela AdC no anterior plano, entende-se que continua a existir um potencial efeito de dupla remuneração, por um lado, do capital afeto aos investimentos de iniciativa da empresa (cerca de 80% das necessidades totais do plano) dirigidos à melhoria da QST, que neste plano representam cerca de 50% do investimento total previsto, e, por outro, dos incentivos à qualidade de serviço e à redução de perdas definidos em regulamento. Este potencial efeito de dupla remuneração reforça a necessidade de uma forte contenção de custos, que seria desejável ver de forma mais pronunciada já nesta proposta de Plano.

Neste quadro, considera-se que os investimentos propostos devem ser avaliados de forma criteriosa, na medida em que parece existir uma barreira ténue entre o incentivo a aumentar a Base de Ativos Regulada (RAB) e o objetivo de atender, com o mínimo custo, às metas de QST exigidas pela regulação.