



Exmo. Senhor  
Prof. Doutor Vítor Santos  
M.I. Presidente  
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços  
Energéticos  
R. Dom Cristóvão da Gama, 1- Edf. Restelo  
1400 - 113 Lisboa

S/referência	S/comunicação	N/referência	Data
E-Tecnicos/2015/1089/JE/MM	27-11-2015	S-AdC/2016/164	15-01-2016

<b>Assunto:</b>	<b>Consulta Pública à proposta de PDIRT- E 2015</b>
-----------------	---

A Consulta Pública do PDIRT-E 2015 corresponde à revisão do plano já apreciado há 2 anos, cumprindo com o mecanismo estabelecido na legislação nacional desde 2013, que veio a determinar a necessidade de visitar periodicamente os planos de infraestruturas, assente no mecanismo de consulta pública.

É um exercício importante que permite visitar as análises prospetivas então realizadas, confirmando tendências ou identificando novas dinâmicas às quais o planeamento deve reagir, ora mantendo os projetos então desenhados, ora rejeitando outros, ou mesmo identificando novas soluções e projetos.

A análise da AdC à nova versão do PDIRT-E 2015 é assim não mais do que atualizar a análise apresentada há cerca de dois anos, face à evolução das dinâmicas do setor e à evolução do próprio PDIRT-E face à anterior versão já discutida.

### **Análise na generalidade**

Em termos gerais, na evolução do consumo ou da qualidade de serviço, pouco se alterou. A procura de energia elétrica encontra-se estagnada e a capacidade atual da rede já deu resposta a consumos médios e pontas de consumo superiores às atuais. A qualidade de serviço da rede de transporte, mensurada nos respetivos indicadores, é também elevada. Nessa medida, do lado do consumo, não se justificam investimentos de expansão de capacidades, a não ser aqueles que visem repor equipamentos e melhorias pontuais do sistema.

Do ponto de vista tarifário, cumpre atualizar dois elementos adicionais.

Em primeiro lugar, a dívida tarifária atingiu o pico em 2015, superando os 5 mil milhões de Euros. A dívida tarifária só poderá descer nos próximos anos em contrapartida de crescimentos acentuados nas tarifas de acesso às redes, que visam suportar a respetiva amortização até ao início da próxima década. Os aumentos médios de 6% das tarifas de acesso às redes em 2016 são disso exemplo. Assim, a dívida tarifária e a trajetória definida para a sua amortização originam fortes pressões sobre os custos de acesso, obrigando as tarifas de eletricidade, já das mais elevadas na UE, a continuar a aumentar em termos reais por mais vários anos.

Em segundo lugar, temos os investimentos na rede distribuição em Alta e Média Tensão, enquadrados no PDIRD-E 2014, o único plano de desenvolvimento de redes energéticas, dos quatro apreciados nos últimos dois anos, que foi aprovado. O PDIRD-E 2014 prevê investimentos anuais da ordem dos 100 milhões de Euros nas redes de Alta e Média Tensão, sem contar com os investimentos nas redes em Baixa Tensão, concessões municipais que não são enquadradas nesses planos.

A discussão do plano de investimento na rede de transporte de energia elétrica para os próximos 10 anos (PDIRT E 2015) enquadra-se assim num contexto em que se avolumam fatores de pressão sobre os custos de acesso às redes a suportar pelos consumidores.

Ao quadro acima descrito, o plano de investimento na rede de transporte de energia elétrica vem acrescentar novos investimentos com repercussões adicionais sobre os custos de acesso às redes.

O PDIRT-E 2015 prevê um total de 1167 milhões de Euros no período 2016 a 2025, sendo 610 milhões programados para os primeiros cinco anos, o que equivale a um ritmo de 121 milhões de Euros anuais na sua primeira metade. Face ao PDIRT-E 2013, o PDIRT-E 2015 vem acrescentar, em contra-ciclo, a ligação por cabo submarino do projeto pré-comercial eólico *off-shore* de Viana do Castelo, adiante discutido em mais pormenor, ao mesmo tempo que a ordem de mérito de custo das tecnologias renováveis sofre uma reordenação significativa com a descida acentuada no custo da tecnologia solar fotovoltaica, atualmente menos onerosa que a energia eólica *off-shore*.

#### **Análise na especialidade**

Nos primeiros cinco anos, em termos críticos, merecem destaque os seguintes projetos:

##### ***Projeto de receção energia off-shore de Viana do Castelo***

O projeto de receção energia *off-shore* de Viana do Castelo, cuja primeira fase, a empreender em 2017, tem um custo de ligação de 48 milhões de Euros. Trata-se de um custo muito elevado para um projeto com dimensão pré-comercial. Nota-se em particular que a capacidade do cabo submarino (a 150 kV, inicialmente a operar a 60 kV) excede largamente a capacidade eólica a instalar (25 MW), tendo em vista a eventual expansão futura do eólico *off-shore*, sem que exista atualmente confiança suficiente para se assegurar que esta seja uma alternativa viável em termos comerciais.

Na verdade, existem alternativas substancialmente menos onerosas para se atingir o objetivo de redução de emissões, como o solar fotovoltaico, em particular quando ligado ao setor residencial e dos serviços, pelo que se questiona o avultado investimento em *off-shore* eólico.

A política de redução das emissões de CO2 tem-se pautado pelo objetivo de maximização dos recursos endógenos, mesmo com tecnologias pouco maduras e em projetos com carácter piloto.

Em alternativa, sugere-se que se deveria adotar uma abordagem orientada para atingir os objetivos de redução de CO2 ao mínimo custo, apostando nos recursos endógenos custo-eficientes, como é o caso, presentemente, do solar fotovoltaico, e reduzindo o investimento em projetos de experimentação ou pré-comerciais que tenham custos muito avultados. Considerando tratar-se de uma questão de política energética, deve nesta fase procurar-se obter confirmação de que, perante a evolução tecnológica e os dados agora disponíveis sobre o elevadíssimo custo deste projeto, as decisões já tomadas e os compromissos eventualmente já assumidos sobre esta opção tecnológica são efetivamente para manter.

Para que o aproveitamento da tecnologia fotovoltaica possa ser uma realidade conviria eliminar as barreiras à expansão criadas por via legislativa. Com efeito, a recente regulamentação do autoconsumo teve o cuidado de fazer incidir uma sobretaxa para recuperar CIEGs sobre essa atividade, logo que a sua incidência deixe de ser marginal em quantidade, a qual acaba por penalizar a expansão sobre a principal tecnologia para o autoconsumo, a geração solar

fotovoltaica, que se afirma cada vez mais como uma renovável que, ao contrário das restantes, não requer subsídio.

### ***Projeto da nova interligação Minho – Galiza:***

A nova interligação Minho – Galiza é um projeto que vale 30 milhões de euros e tem por objetivo garantir a capacidade mínima de 3000 MW no sentido importador.

Os investimentos em interligações podem trazer benefícios mensuráveis na redução de rendas de congestionamento (volume de energia em trânsito na interligação multiplicada pela diferença de preços em situações de separação de mercados no MIBEL) e na redução do custo com a energia em mercado (no pressuposto que o mercado nacional tem o preço mais alto em situação de separação de mercados, o que nem sempre se verifica).

A avaliação do impacto da redução de congestionamentos nos custos com a energia em mercado deve contudo ser ajustada ao caso específico nacional. De facto, a redução de congestionamentos não reduz custos com a energia que provenha dos regimes contratuais garantidos (CAE, CMECs e PRE) que valem cerca de 4/5 da energia transacionada em Portugal Continental.

O alcance das interligações para reduzir custos com energia é assim potencialmente reduzido, dado que se limita à parcela da energia que é transacionada em mercado (importações e produção em regime ordinário que opera sem garantias contratuais por via de CAEs ou CMECs).

Por último, a apresentação do projeto da nova interligação Minho-Galiza apenas permite conhecer o contributo teórico desse projeto para o aumento da capacidade de interligação, não dando mais informação sobre o seu impacto na fiabilidade das ligações entre Portugal e Espanha. Com efeito, seria importante que o plano clarificasse os contributos dessa nova ligação para a diminuição das necessidades de interrupção / redução da capacidade de intercâmbio que tendem a ocorrer com alguma frequência quando o recurso eólico aumenta. Sem essa informação adicional e no atual contexto de procura estagnada e excesso de produção, sugere-se que os investimentos em interconexão sejam melhor justificados quanto aos seus benefícios. Caso tal não seja possível, recomendamos que sejam adiados e eventualmente reconsiderados daqui a 2 anos.

### **Conclusão**

Os investimentos integrados no PDIRT-E 2015 serão remunerados nos termos do modelo adotado pela ERSE, definindo responsabilidades certas para os consumidores. Num contexto de procura deprimida, os investimentos a efetuar representam um fator adicional de pressão sobre os custos de acesso às redes.

Tal como se referiu há cerca de 2 anos, os riscos económicos da atividade do operador da rede de transporte são totalmente passados para os consumidores e interessaria que a ERSE ponderasse sobre uma eventual modificação do modelo de regulação dos proveitos, de molde a permitir uma partilha do risco menos assimétrica e incentivos que não induzam o sobreinvestimento. A manter-se o modelo de regulação dos ativos em presença, sendo o investidor imunizado do risco, a remuneração dos ativos regulados deve-se aproximar da remuneração das aplicações sem risco.

Face aos constrangimentos em termos de competitividade dos preços da energia elétrica e de dívida tarifária seria necessário uma rigorosa avaliação dos projetos tendo em vista aferir da sua estrita necessidade.

Em suma, atendendo à estrita necessidade de assegurar a competitividade dos custos de acesso às redes, seria recomendável uma ponderação acrescida na definição das prioridades

de investimento, adiando ou não aprovando os projetos com menor valia para o sistema elétrico ou que não sejam obrigatórios.

Com os melhores cumprimentos,

António Ferreira Gomes  
Presidente