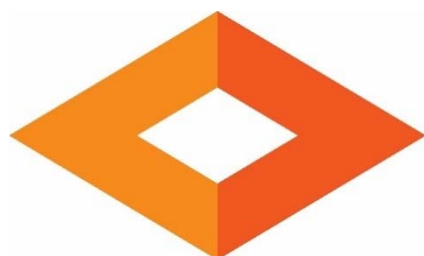


CONSULTA PÚBLICA Nº 74

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2019-2023 (PDIRD-E 2018)

SECTOR ELETRICIDADE

ABRIL DE 2019



CEVE

COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D'ESTE

No âmbito da 74ª Consulta Pública, relativa à proposta do plano de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição de eletricidade para o período 2019-2023 (PDIRD-E 2018), elaborada pelo operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, S.A., a ERSE apresenta e enquadra uma proposta, solicitando contributos aos interessados, sob a forma de respostas às questões, comentários ou sugestões.

A CEVE agradece a oportunidade de se pronunciar e vem, pelo presente documento, apresentar as suas respostas e comentários à proposta de regulamentação colocada a Consulta Pública pela ERSE no passado dia 01 de março.

Introdução

A elaboração do plano de desenvolvimento investimento da rede de distribuição (PDIRD) encontra-se prevista na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, o qual estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, que visa a completa transposição para a ordem jurídica interna dos princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho. O regime de elaboração do PDIRD encontra-se definido nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

Este documento constituirá um instrumento que plasma duas vertentes: a técnica e financeira. Ambas as vertentes estão interligadas entre si, sendo inseparáveis, pois do julgamento das necessidades técnicas resultarão as ações a realizar na rede, que se traduzirão automaticamente, em investimento financeiro.

Resposta às Questões

Questão 1

Apesar do atual contexto económico favorável, considera relevante, a consideração para efeitos de análise de impactes dos investimentos da proposta de PDIRD-E 2018, de cenários de estagnação ou até de um possível decréscimo da procura? Em caso afirmativo, justifique os principais motivos.

Com base nos dados de trânsito de energia registado no último ano 2018 (aumento de 6%) nas nossas infraestruturas, conjuntamente com os dados registados do corrente ano, que continuam acima dos valores registados em 2017, não se considera relevante a análise de cenários de estagnação para o próximo biénio.

Questão 2

Face aos níveis de qualidade de serviço já alcançados no passado, como interpreta esta opção do operador da RND em degradar os níveis globais de Qualidade de Serviço (SAIDI MT)?

Deveria o Operador da RND optar por uma proposta que garantisse a manutenção dos níveis globais atuais e permitisse melhorar os clientes pior servidos sem aumentar o risco de deteriorar os melhor servidos, mesmo se esta proposta implicasse um aumento do valor do investimento?

É nosso entendimento, com base nos relatórios que publicamos anualmente da qualidade de serviço, onde salientamos ano após ano, que aproximadamente 95% das interrupções tem origem na rede de Media Tensão. O Operador da RND deveria optar por uma proposta que garantisse melhorar os níveis globais atuais, mesmo que implicasse um aumento do valor do investimento. O requisito dos clientes atuais nada tem a ver com o requisito que estes tinham em 2009, pois há uma maior penetração de equipamentos eletrônicos, muito mais sensíveis às anomalias do serviço.

Questão 3

Em sua opinião, na tomada de decisão sobre a realização de investimentos nas redes de distribuição em AT e MT, como devem ser avaliados e quantificados os benefícios de forma a poder efetuar-se uma análise de custo-benefício dos investimentos propostos?

Não concordamos que a decisão da opção tomada se baseie em aspetos económicos/financeiros, disso é exemplo a decisão de retirar deste plano a construção de uma nova Subestação AT/MT em Gondifelos (Ficha R1).

A nossa perceção, é que foi tomada uma decisão puramente económica, dado que o reforço de potência aludido, inerente à construção da Central de Biomassa de Corga de Fradelos, não resolveu os constrangimentos que justificavam a construção da central, uma vez que, tecnicamente, continuam a registar-se quedas de tensão na zona de Gondifelos e limítrofes, fruto do comprimento e idade dos ramais M T que servem essa zona. As referidas quedas de tensão, são mais perceptíveis no verão, uma vez, que nessa zona se encontram instaladas explorações agrícolas.

Também não concordamos, que tenha ocorrido uma redução de cargas e de consumo nessa área, conforme referimos na nossa resposta anterior. Com efeito o consumo em 2018 nas nossas áreas de concessão de baixa tensão aumentou 6 % face a 2017, ultrapassando os valores registados em 2010, o numero de postos de transformação que ligamos à rede de MT últimos 10 anos aumentou 11%, dados que se nos afiguram serem indicadores económicos que justificam o investimento previsto.

Questão 4

Como poderá o planejamento da RND considerar as alterações previsíveis de utilização das redes, nomeadamente as resultantes da eficiência energética, da penetração de produção a partir de fontes de energias renováveis, da participação ativa dos consumidores e dos novos sistemas de utilização e gestão de energia?

A manter-se o paradigma nacional da aposta nos carros puramente elétricos, convém nesta questão fazer sobressair o papel da mobilidade elétrica, e não só as medidas que podem levar a redução das necessidades de reforço de capacidade. Esta aposta na mobilidade elétrica, no atual estado da tecnologia, produção e armazenamento, implicará forçosamente, o reforço das redes elétricas, a curto/médio prazo, para satisfazer as necessidades dos utilizadores. A questão a colocar será: quem suportará os investimentos com a digitalização?

Questão 5

Tendo em conta o papel atribuído dos DTC na otimização, quer das redes em MT, quer das redes em BT, como deve ser alocado, por tipo de rede ou nível de tensão, o investimento nestes equipamentos instalados em postos de transformação?

Deve o investimento ser alocado na totalidade à RND (AT/MT), ou deve ser adotada uma metodologia de repartição de investimentos que reflita os benefícios acrescentados a cada nível de tensão?

Esta questão demonstra o quanto é urgente a definição do quadro regulatório do operador de rede BT, por forma a estabelecer a fronteira entre a rede MT e a de BT.

É nosso entendimento que dado maioritariamente as funcionalidades do DTC, serem inerentes à rede de baixa tensão (interação com os contadores inteligentes), o investimento deve ser alocado à rede de baixa tensão. Qualquer metodologia de repartição de investimentos só deve ser definida, após definição do quadro regulatório do operador de rede BT.

Outras considerações e NOTA FINAL

Na elaboração deste documento o Operador de Rede de Distribuição de MT deveria ter consultado os Operadores de Rede de Baixa Tensão, antes de o colocar à consideração da DGEG e da ERSE, uma vez que são atores integrantes da rede de distribuição nacional, e conhecedores das realidades locais onde servem.