

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**CONSELHO CONSULTIVO
SECÇÃO ELETRICIDADE**

PARECER CC-EL EXT Nº 3/2014

Sobre os documentos apresentados pelo CA da ERSE, referentes ao

**“Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de eletricidade,
para o período 2015-2019”**

1 – INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro e, nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na sua atual redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, a EDP Distribuição, enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade, para o período 2015-2019 (PDIRD), competindo-lhe a apreciação do documento e a determinação de eventuais alterações.

Posteriormente, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD, para efeitos de promoção da consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias e subsequente emissão de parecer, tendo em conta os resultados da mesma.

Neste contexto, o Conselho de Administração (CA) da ERSE solicitou ao Conselho Consultivo (CC), nos termos da alínea c) do n.º 3 do Artigo 43.º dos Estatutos da ERSE (Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril, com a redação dada pelos Decretos-Lei n.ºs. 200/2002, de 25 de Setembro, 212/2012, de 25 de Setembro, e 84/2013, de 25 de junho), parecer sobre o Plano referido, entretanto submetido a Consulta Pública. Paralelamente, a DGEG submete o PDIRD ao operador da Rede de Transporte (ORT), para emissão de parecer.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo ORT, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E 2014, a submeter à DGEG, que a enviará ao membro do Governo responsável pela área da energia, para aprovação.

Além da documentação disponibilizada pela ERSE, o CC beneficiou, ainda, de duas apresentações, uma da ERSE e outra da EDP Distribuição, as quais permitiram um melhor entendimento do PDIRD em apreciação.

O PDIRD constitui o principal instrumento de planeamento da RND, sendo elaborado com periodicidade bienal, tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento de energia elétrica e o cumprimento de metas de política energética. Assim, o planeamento da RND está naturalmente interligado com estas premissas, envolvendo a materialização de projetos (vertente técnica) e a necessária dotação de meios financeiros para o efeito.

De acordo com os artigos anteriormente referidos, dos decretos-lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, o planeamento da RND deve considerar, entre outros, os seguintes aspetos:

- Assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com



níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade.

- Estar coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos definidos na lei.
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.
- Ter em conta a caracterização da RND, contendo a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.
- Ter em consideração o RMSA (Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento) mais recente.
- Considerar os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares.
- Considerar as solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

2 – ANÁLISE DO PDIRD 2015-2019

2.1 Generalidades

Segundo o operador da RND, o desenvolvimento da RND baseou-se na adoção de soluções que proporcionam quer uma melhoria de eficiência energética e económica expressas pela redução da energia de perdas, quer uma melhoria da qualidade técnica do serviço prestado aos clientes expressas por minimização de interrupções de fornecimento, assegurando a plena satisfação do aumento dos consumos nas condições regulamentares de segurança de pessoas e bens.

O planeamento da rede de distribuição teve em conta e facilitou o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.

A coordenação entre o PDIRD e o PDIRT é garantida através da realização de reuniões formais e regulares. O novo Regulamento da Qualidade de Serviço veio tornar mais exigente a qualidade de serviço a prestar aos clientes e o esforço de investimento na correção de assimetrias.

2.2 Princípios e critérios de planeamento

Os princípios básicos de planeamento adotados no PDIRD assentam em três vertentes, nomeadamente as exigências regulamentares, as restrições técnicas e a avaliação técnico-económica, destacando-se os seguintes temas em cada vertente:

Exigências regulamentares: Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade; cumprir os padrões de qualidade de serviço aplicáveis; facilitar a gestão da procura e da produção distribuída; coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT; coordenar o planeamento das redes BT com o planeamento da RND.

No que diz respeito à compatibilidade entre os investimentos do PDIRD e do PDIRT e conforme previsto nos termos da legislação em vigor, nomeadamente o n.º 5 do Artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na sua atual redação, “o PDIRD deve ser compatível com o PDIRT e incluir a identificação dos principais desenvolvimentos futuros da expansão da rede”.

Conforme referido, tanto na proposta de PDIRD 2015-2019 como na proposta de PDIRT 2014-2023, a atividade de planeamento é um exercício necessariamente dinâmico, de forma a acompanhar a evolução



dos pressupostos que balizaram a elaboração de cada um dos planos no momento de preparação e de apresentação de cada um dos documentos.

Atentos estes princípios e o desfasamento temporal entre a proposta de PDIRD 2015-2019 e a de PDIRT 2014-2023, parece estar assegurada, em termos gerais, a compatibilidade entre ambos os Planos, havendo contudo desfasamentos ou alterações decorrentes da normal evolução do contexto e dos pressupostos a este exercício que estão devidamente assumidas por ambos os Operadores, em cumprimento do Artigo 40º, do decreto-lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, que na sua atual redação determina que “o operador da RND deve elaborar o PDIRD nos anos pares” (nº 3) e que “o PDIRD deve ser compatível com o PDIRT e incluir a identificação dos principais desenvolvimentos futuros da rede (nº 5).

Relativamente à compatibilidade dos dois Planos quanto aos cenários de procura, o operador da RND optou por considerar um cenário de procura diferente dos cenários considerados no RMSA 2013-2030 no qual se baseou a proposta de PDIRT 2014-2023, com base num estudo elaborado pela EDP SU e incorporando dados reais mais atuais. O cenário da procura resultante deste estudo é praticamente coincidente com o cenário superior do RMSA 2013-2030 até ao ano 2015, sendo mais elevada nos anos seguintes. Assim, os dois Planos têm por base cenários de procura compatíveis.

Relativamente à compatibilidade dos dois Planos quanto ao nível das capacidades de receção de potência, importa clarificar que pelo facto de a rede de distribuição se encontrar, a montante, ligada à rede de transporte, a atribuição de potência a novos projetos que se venham a ligar na RND terá de ser, não só compatível com as capacidades na RND apresentadas neste documento, como também com as capacidades a montante publicadas pelo operador da RNT, de forma a garantir a segurança da operação do SEN.

Deste modo, para um determinado conjunto de instalações da RND pertencentes à área de influência de uma mesma subestação da RNT, o valor total de potência a ter em conta para a ligação de novos centros eletroprodutores, não poderá ultrapassar a capacidade de receção máxima da instalação da RNT à qual esse conjunto de instalações da RND se encontra associado, pelo que se julga adequado que uma referência explícita a este pressuposto no documento beneficiária a sua completa compreensão, concretamente no Anexo V/“Capacidade de Receção das SE AT/MT”, quando se explicitam os valores de capacidade disponível.

Restrições técnicas: Evitar que os materiais e equipamentos instalados nas redes não fiquem sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais, exceto em situações de contingência, desde que não ponham em causa a segurança e de pessoas e bens; Garantir a disponibilidade de potência requisitada, de acordo com as características regulamentares; Reserva N-1 de qualidade de serviço; Limites de sobrecarga admissíveis em regime N-1; Garantir que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

Avaliação técnico-económica: Avaliação dos benefícios dos investimentos sob o ponto de vista do SEP e da sociedade; consideração de alternativas de investimento diferentes, avaliadas pelo resultado económico, através das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial), permitindo ao ORD a seleção da alternativa mais adequada.

É explicitada a metodologia de cálculo técnico das perdas na rede, bem como a metodologia de determinação da valia unitária das perdas, não sendo, no entanto, quantificada a valia das perdas nos diferentes níveis de tensão da rede. Apesar do plano apresentar as perdas em AT e em MT, não são apresentadas as perdas por nível de tensão.

O cálculo técnico da energia não distribuída é realizado através do sistema DPLAN-Distribution Planning, simulando defeitos em todos os ramos da rede, com base na ponta média máxima das saídas das subestações, numa taxa de incidentes por km e numa duração típica da interrupção, no fim do período de planeamento ou no ano alvo.



Para efeitos de cálculo da END, nas ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) o ORD considera-as como interrupções equivalentes com a duração de 8 minutos, tendo como objetivo a priorização de investimentos face à concorrência de outros, considerando a importância de redução de interrupções deste tipo de ocorrências.

No entendimento do CC, deverá ser assegurado que este mecanismo de majoração da END nos incidentes de curta duração não prejudique outras situações, eventualmente mais graves, nomeadamente aquelas com interrupções equivalentes situadas entre 3 e 8 minutos.

Na valia unitária da END é utilizado o valor que consta no incentivo e penalização da qualidade de serviço estabelecido pela Entidade Reguladora (1,5 €/kWh).

2.3 Caracterização atual e evolução recente da RND

A caracterização da RND constitui um importante elemento de planeamento, pois permite identificar os ativos das redes com níveis de disponibilidade mais baixos e ajustar a prioridade de investimentos, através da substituição ou reabilitação, numa atuação proactiva com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais.

Segundo o operador da RND, as estratégias seguidas, motivadas essencialmente pela garantia de abastecimento, melhoria da eficiência da rede e melhoria da qualidade de serviço, tal como pela redução dos custos operacionais, foram os grandes suportes aos planos de atividades da empresa.

Das diversas medidas implementadas merecem destaque, além da recuperação/reabilitação de ativos degradados, o estabelecimento de novas subestações AT/MT, a duplicação de saídas de subestações com maior utilização e a automação distribuída/telecomando da rede MT.

A evolução dos indicadores da qualidade de serviço evidencia uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, traduzida nos indicadores SAIDI MT e TIEPI.

Paralelamente, os investimentos realizados têm permitido integrar cargas e produção, assegurando os níveis de imunidade adequados para a ligação de PRE.

2.4 Estratégia de desenvolvimento da RND

O planeamento das redes de distribuição visa assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. O planeamento deve assegurar que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

De acordo com o ORD, na elaboração do PDIRD foram tidos em consideração:

- A evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações;
- Os níveis de perdas na rede de distribuição;
- O desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica;
- A redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões;
- A redução dos custos operacionais do sistema.

Foram considerados 4 vetores estratégicos de investimento, nomeadamente:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional



Os investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores foram incluídos na rubrica "Outros".

Como cada programa de investimento pode contribuir para um ou vários vetores de investimento foi apresentada uma matriz com as respetivas contribuições.

Segurança de abastecimento: Para este vetor, a RND deverá assegurar a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança regulamentares, incluindo o abastecimento das redes BT. Para o correto dimensionamento da RND é necessário antecipar os valores da potência de ponta em cada zona, quer decorrente da evolução dos consumos quer através da sinalização de zonas de crescimento localizado.

O ORD identifica os reforços necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento, podendo passar pela instalação de novas subestações ou reforços de potência em subestações existentes, ou pela implementação de medidas mitigadoras de reforço da rede MT que permitem adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

O plano contempla a instalação de 15 novas subestações e a aquisição de 12 transformadores de potência, para complementar os 8 existentes.

A maior contribuição para os investimentos deste vetor decorre da ligação de novos clientes e produtores, através da expansão e reforço da RND (investimento obrigatório), seguido pelas componentes "Outros" e "Desenvolvimento da rede", respetivamente.

Qualidade de serviço técnica (QST): Neste vetor, o plano aposta na melhoria contínua da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias, através de investimentos dirigidos às seguintes áreas:

- Manutenção da qualidade de serviço técnica;
- Redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumento da resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Garantia da qualidade da onda de tensão.

Foi apresentada a evolução dos principais indicadores da QST no período 2009-2013, nomeadamente o SAIDI MT, o SAIFI MT, a END MT e o TIEPI MT, globais e pelas zonas de qualidade de serviço A, B e C.

Neste período, foram assinalados os eventos meteorológicos excecionais, constatando-se o seu impacto na qualidade sentida pelos consumidores. Não considerando os eventos excecionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT, em 2013, sofreram uma redução de 44% e 42%, respetivamente, face aos valores registados em 2009.

Na estratégia de elaboração do PDIRD o ORD diz ter considerado o mecanismo de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, ao qual estão subjacentes dois objetivos: promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Constata, ainda, que as melhorias da QST que vêm sendo obtidas permitiram atingir o interior da faixa considerada no mecanismo de incentivo, onde se encontram os restantes países europeus.

Assim, a justificação das necessidades de investimento na QST destina-se a evitar a degradação da qualidade de serviço atual, bem como para diminuir as assimetrias.

O programa de melhoria da QST compreende os seguintes grupos de subprogramas:

- Diminuição das Bandas de Variação da Qualidade de Serviço;
- Redução das Assimetrias das Saídas das Subestações;
- Garantia N-1 às Sedes de Concelho;
- Procura de compatibilização de níveis de tensão na RND, em zonas de fronteira, em zonas de sobreposição e em pequenas ilhas elétricas.



Na projeção da evolução global da qualidade de serviço foi utilizado o SAIDI MT, conforme estipulado no novo RQS, publicado em novembro de 2013.

Considerando a tendência de evolução deste indicador no período 2006/2013 (SAIDI MT) e os pressupostos considerados no PDIRD em apreciação, que contempla nomeadamente, a diminuição das bandas de variação da QS, a redução de assimetrias das saídas das subestações e ainda a garantia de N-1 às Sedes de Concelho, seria expectável que este indicador apresentasse melhorias mais significativas para o período 2015-2019, o que parece não acontecer, uma vez que o mesmo apresenta valores semelhantes ou muito próximos aos obtidos em 2013.

Eficiência da Rede: No vetor Eficiência da Rede, o objetivo é melhorar os níveis de perdas na RND. No PDIRD 2012-2016 tinha sido identificado um programa específico de investimento com o objetivo de melhorar os níveis de perdas incidindo principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

Tendo em conta o abrandamento da procura, o ORD referiu ter feito um ajustamento, conduzindo a menores necessidades de investimento.

Os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência da Rede compreendem:

- Programa Desenvolvimento de Rede;
- Programa Redução de Perdas Técnicas AT/MT;
- Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

O programa de maior impacto no investimento neste vetor é o de desenvolvimento de rede.

Eficiência Operacional: No vetor eficiência operacional o objetivo é priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais. Neste âmbito, o ORD propõe-se implementar novas soluções e melhorar as existentes, através dos seguintes programas:

- Programa Investimento Inovador, através da introdução de sensorização e inteligência nas redes AT e MT, a par de uma melhor gestão das equipas no terreno;
- Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT. A substituição de ativos degradados por ativos novos diminui as necessidades de manutenção, contribuindo assim para a melhoria da eficiência operacional;
- Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo;
- Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações;
- Programa Investimento Corrente Urgente, visando dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, por colocarem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica.

Neste vetor o investimento inovador assume a maior parcela, seguido das componentes "Outros", "Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT" e "Aut. SE's e Moderniz. SPCC".

De uma forma global, comparando o cenário de evolução de consumos previsto no PDIRD que considera, no período 2014-2019 um crescimento acumulado de cerca de 9% com a variação, em igual período, da potência instalada nas subestações, da extensão da rede AT e da extensão da rede MT, que é de 2,4%, 2,2% e 1,4%, respetivamente, depreende-se, muito embora não seja este o único fator que contribui para o investimento, o cuidado na seleção dos projetos de investimento, já que a taxa de crescimento destes ativos é significativamente inferior à taxa de evolução dos consumos considerada.

2.5 Evolução dos consumos e cargas



A previsão de consumos e cargas considerada para o período do PDIRD 2015-2019 foi baseada projeções de consumo do estudo da EDP SU, que utiliza dados mais recentes, quer do consumo verificado quer das previsões da atividade económica, relativamente aos pressupostos utilizados no RMSA 2013-2030 (Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento).

Relativamente aos pressupostos do RMSA as premissas do cenário apresentado pelo ORD consideram um cenário macroeconómico menos otimista no período 2012-2015 (0,2% contra 0,6 % de variação do PIB), enquanto no período 2015-2019 os cenários macroeconómicos são sensivelmente equivalentes e na ordem de 2% ao ano.

Considera o CC que a previsão de 2% de crescimento do PIB parece ser irrealista, uma vez que, para 2015 e 2016, o Governo prevê crescimentos de 1,5% e 1,7%.

Já no que diz respeito ao cenário de evolução dos consumos constata-se que o consumo real em 2013 se encontra muito próximo do consumo do cenário superior do RMSA. As projeções do consumo consideradas para 2014 e 2015 mantêm esta colagem ao cenário superior do RMSA, passando a divergir, com valores superiores, a partir de 2016.

A diferença entre o cenário superior do RMSA e o cenário da EDP SU é justificada pela utilização de dados de consumo e de previsões da atividade económica. No entanto, a consideração de um cenário da evolução do PIB, aparentemente otimista, tem como consequência uma previsão para a evolução do consumo (EDP SU), também aparentemente otimista.

À primeira vista, seria de esperar, sendo os cenários macroeconómicos equivalentes no período 2015-2019, projeções de consumo equiparadas. Porém, verifica-se (graficamente) que o desvio da projeção do consumo do ORD face ao cenário do RMSA é apreciável, em 2019.

Não obstante o desvio apresentado, considera o CC que sendo o PDIRD revisto de dois em anos e ainda que o tempo médio de implementação de cada projeto é da ordem de dois anos, de acordo com a informação prestada pelo ORD, essas projeções poderão/deverão naturalmente ser ajustadas, não tendo grandes implicações no período 2015-2016, já que o cenário de base é sensivelmente equivalente ao cenário superior do RMSA.

No entanto, seria conveniente que em futuros planos fossem assumidos diferentes cenários de evolução do consumo (pelo menos dois), com os respetivos “cenários de investimento”, o que permitiria avaliar, com maior rigor, o cenário de investimento mais adequado, em cada contexto específico.

2.6 Pontos de entrega de energia

2.6.1 – Pontos de entrega da RNT

O ORD prevê que no final de 2014 a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 64 pontos de entrega (abreviadamente, PdE), divididos em 63 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD 2015-2019 está prevista a entrada em serviço de 6 novos pontos de entrega da RNT, nomeadamente:

Alto de São João: Permitirá alimentar 5 transformadores AT/MT em 4 subestações da RND, correspondente a 11% da potência de transformação instalada na cidade (final de 2014/início de 2015);

Alcochete: Visa repor a falta de reserva N-1 na rede de distribuição AT que alimenta os consumos na região de Alcochete, Montijo e de parte do concelho de Palmela (finais de 2016).



Ourique: Visa melhorar o abastecimento dos consumos no eixo central do Baixo Alentejo, entre Ferreira do Alentejo e Loulé, com mais de 100 km, atualmente assegurado com uma linha AT estabelecida em 1957 (2016).

Vila do Conde: Para fazer face ao crescimento dos consumos no eixo Porto – Póvoa de Varzim, adiada para 2018, face à redução de consumos observada.

Divor: Visa fazer face às dificuldades de expansão do PdE REN -ÉVORA. Face à redução dos consumos verificada nos últimos anos, na região, a data de entrada em serviço por necessidade da RND poderá ser adiada (2018).

Pegões: A necessidade deste ponto de entrega estava relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento, como o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão. Face à decisão de adiamento destes investimentos, a data de entrada em serviço deste novo PdE poderá por necessidade da RND também ser adiada (2019).

Além de novos pontos de entrega, estão previstas novas ligações em 10 pontos de entrega existentes no período abrangido pelo PDIRD 2015-2019, que necessitam de novos painéis nos PdE da RNT

2.6.2 – Produção embebida

Em dezembro de 2013 havia 4.144 MVA (4.097 MW) de potência ligada na RND relativa a PRE, acrescendo 534 MVA (421 MW) de potência ligada de PRO, totalizando 4.678 MVA (4.518 MW).

Potência a ligar de processos em curso e comprometidos:

- ✓ 288 MVA relativos a promotores que iniciaram a ligação junto do ORD;
- ✓ 1000 MVA relativos a compromissos (ponto de receção atribuído, mas ainda sem processo de ligação)

Assim, a potência global de PRE ascenderá a 5.432 MVA.

Para além da satisfação de todos os compromissos assumidos para ligação de PRE é estimado que em 2016 a RND disponha ainda de 6.900 MVA de capacidade de receção para ligação de outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade desta para satisfazer futuras ligações de produção.

O ORD refere que um dos benefícios apontados para a produção descentralizada é a redução de perdas técnicas por via da redução de trânsitos na rede, uma vez que a energia é produzida mais próximo dos consumos. No entanto, assinala que em 2013 a PRE nacional alimentou o equivalente a 45% do consumo nacional do sistema elétrico, havendo períodos em que a potência produzida pela PRE ultrapassou o consumo nacional e que existem vários estudos que demonstram que existe um nível ótimo de integração de PRE na rede para o benefício de redução de perdas técnicas, o qual já terá sido ultrapassado na RND, estimando perdas adicionais de 0,4%.

2.7 Caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período 2015-2019

A caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período 2015-2019 apresenta melhorias, em linha com as recomendações/comentários da ERSE ao PDIRD anterior, sendo de referir:

- ✓ O cruzamento entre o vetor de investimento e o programa de investimento;
- ✓ Uma ficha individual de cada projeto, incluindo a descrição técnica, o custo, o benefício esperado e a sua calendarização;

- ✓ A desagregação do investimento de iniciativa da empresa por nível de tensão;
- ✓ A redução da END e melhoria dos indicadores da QST, por programa de investimento;
- ✓ A redução de perdas, por programa de investimento.

Impactes e benefícios

No ponto 7.4 do PDIRD, são apresentados os benefícios esperados para dois vetores de investimento - qualidade de serviço e eficiência da rede - onde se pode verificar os benefícios esperados dos investimentos na redução da END, dos indicadores de QS e nas perdas em AT e MT. Contudo, o plano não contém qualquer referência aos benefícios esperados dos investimentos nos outros dois vetores, com especial relevância do vetor da eficiência operacional, vetor onde está previsto um aumento significativo do investimento. Acresce que, o acréscimo do investimento proposto está assente em investimento inovador, que tem riscos acrescidos. Em suma, deveriam ser incluídos no PDIRD os benefícios esperados na eficiência operacional da EDP Distribuição, o mais detalhadamente possível, sendo que são os investimentos de maior risco, com impacto direto nos custos operacionais e com um duplo impacto nas tarifas (CAPEX e OPEX).

Controlo ex-post dos benefícios

O CC recomenda que a ERSE faça um acompanhamento do plano de investimento e dos benefícios obtidos na qualidade de serviço, perdas nas redes e na redução dos custos do ORD, devendo a ERSE/ORD, antes de cada proposta de PDIRD, apresentar esse balanço do plano anterior.

Projetos

Projeto-piloto do Lourçal de gestão do risco das linhas aéreas

A proposta de projeto visa minimizar o problema da existência do risco de queda/derrube de árvores, devido a fenómenos naturais extremos. A intervenção junto dos produtores florestais, sem um normativo legal que a sustente, pode implicar custos muito elevados para os consumidores, quer seja para a reflorestação das zonas de risco, quer seja para o alargamento das faixas das redes. Assim, antes de avançar com uma solução destas, seria conveniente fazer um enquadramento legal do problema e das possíveis soluções. Por outro lado, a apresentação do projeto beneficiaria se fossem discriminados os custos com estudos, o tipo e montante das compensações aos proprietários e trabalhos a desenvolver com o abate e reflorestação. No entanto considerando que este projeto é dos que apresenta maior benefício/custo (segundo o ORD), a realização de um projeto piloto pode ajudar a identificar as estratégias mais adequadas. Neste âmbito, a ERSE deverá efetuar um acompanhamento das vantagens e benefícios deste tipo de investimentos, para o sistema.

Investimentos inovadores

Os investimentos inovadores, pelo risco acrescido que lhes está inerente, deve ser objeto de uma análise custo-benefício mais detalhada. Acresce, que este tipo de investimento pode ter um prémio na remuneração de ativos. Como tal, para que mais tarde seja possível aferir se os resultados do investimento cumpriram as expectativas iniciais, é absolutamente necessário que os benefícios destes investimentos estejam quantificados.

2.8 Análise de risco

O ORD procedeu a uma análise de risco de não cumprimento dos objetivos associados ao plano de investimentos subjacente ao PDIRD, de forma autónoma em cada vetor de investimento, tendo como referencial a norma ISSO 31000.



No vetor segurança de abastecimento o risco está associado à não garantia de alimentação de 100% da procura, respeitando os padrões de segurança regulamentares e à ultrapassagem do valor do investimento previsto. Estes riscos estão associados, essencialmente, ao investimento obrigatório, ao desenvolvimento de rede e ao investimento corrente urgente.

Segundo o ORD, os mecanismos de mitigação do risco implementados, os quais garantem a realização dos montantes de investimento obrigatório e corrente urgente que se revelem efetivamente necessários, a par da revisão do PDIRD de 2 em 2 anos, permitem concluir que o risco associado ao não cumprimento do objetivo estabelecido para este vetor é negligenciável.

O risco associado ao não cumprimento do vetor qualidade de serviço técnica é não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço estabelecidos.

Refere o ORD que os investimentos previstos associados a este vetor contribuem para esse objetivo, tendo sido selecionados com base numa análise que permite avaliar o seu contributo para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, após a realização dos projetos. Assinala, no entanto, que tratando-se de valores esperados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio e que condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados, particularmente quando se ocorrerem fenómenos meteorológicos extremos.

O ORD assinala o facto de terem ocorrido 4 tempestades de dimensão significativa num período de análise de cerca de 7 anos evidenciando uma forte probabilidade de ocorrência de fenómenos semelhantes no período de vigência do atual PDIRD. Da análise aos fenómenos meteorológicos extremos é constatada a importância da variável "vento", bem como a existência de árvores de grande porte fora das faixas de proteção nas proximidades das linhas, que em conjunto com a natureza do solo onde essas árvores se encontram, as quais poderão contribuir para agravar o impacto dos fenómenos meteorológicos extremos. É assinalada a probabilidade de eventos com impacto extremo na QST na zona Oeste, entre Sintra e Pombal, estendendo-se para o interior na zona a norte de Lisboa.

É assumido que a verificação de eventos extremos pode condicionar a concretização dos objetivos de QST no ano de ocorrência destes, mesmo que a tendência de longo prazo seja de melhoria.

No entanto, considera que os mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco residual associado ao não cumprimento do objetivo estabelecido para este vetor de investimento, ainda que subsista, é tolerável.

No que tange à Eficiência da Rede, o objetivo é adequar os níveis de perdas técnicas na RND, cuja taxa anual é da ordem de 2,3% da energia entrada na RND, isto é, cerca de 1,1 TWh/ano.

O risco associado a este vetor é o valor das perdas técnicas não ser adequado face ao esperado.

É referido que as perdas técnicas são constituídas por duas componentes sendo uma fixa, correspondendo às perdas no ferro dos transformadores, e outra que depende da procura (perdas por efeito de Joule), que varia aproximadamente com o quadrado da energia transitada.

O ORD considera que os valores de investimento previstos neste PDIRD, associados a este vetor, permitirão manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista.

Assim, o risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados com uma subestimação da taxa de evolução da procura e/ou de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE (acréscimo rápido da potência instalada ou maior disponibilidade de recursos primários). Não obstante, é referido que esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD que, ocorrendo de dois em dois anos, permitindo proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Neste âmbito, o ORD refere que para avaliação das perdas nas redes de distribuição foram realizados estudos por duas instituições académicas (INESC e IST), tendo concluído que as perdas técnicas na rede AT e MT se encontravam em níveis adequados.



Apesar da análise às redes de distribuição de BT se encontrar fora do âmbito do PDIRD, o CC vê com preocupação a evolução das perdas globais do sistema, considerando os fornecimentos AT, MT e BT. De facto, é preocupante constatar que num período de redução de consumos (fornecimentos AT, MT e BT), nomeadamente entre 2010 e 2013, em que os mesmos apresentam uma redução média anual de 3,4%, as perdas globais apresentam um acréscimo médio anual de 7,5% (com base na informação disponibilizada pela ERSE). Uma vez que num cenário de redução de consumos não é exetável o aumento das perdas técnicas, há que avaliar a razão da evolução tão acentuada da componente das perdas não técnicas.

Quanto ao vetor Eficiência Operacional, o risco decorrerá dos investimentos realizados não contribuir para a melhoria da Eficiência Operacional, conforme previsto.

São identificadas duas categorias de investimentos, sendo uma destinada a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e outra para investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

Essas duas categorias de investimento contribuem para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e à eficiência operacional, concluindo o ORD que o risco dos investimentos não contribuir para este vetor é baixo.

2.9 Plano de investimentos

O ORD classificou as obras de investimento em redes de distribuição, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificando-as em: Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa (engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede).

As obras que integram o Investimento Obrigatório compreendem investimentos inerentes à ligação de novos clientes e produtores, incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem as obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda os relacionados com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

Neste âmbito é de assinalar a satisfação das novas ligações em AT, a ligação de Produtores em Regime Especial (PRE), a satisfação das novas ligações MT, assim como de reforços, remodelações ou Alterações, que decorram de ligações MT ou BT.

O ORD propõe uma nova metodologia de previsão do investimento obrigatório, baseada num conjunto de regressões lineares, que utilizam, para além dos habituais inputs relacionados com a atividade da distribuição (registos históricos, estimativas das ligações a efetuar com a RND e com as redes BT, bem como no número de PTD a instalar, decorrentes do aumento de carga nas redes BT, entre outros), inputs macroeconómicos, tais como indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, etc., modelo este desenvolvido pelo INESC Porto, em 2012/2013, através de contratação pelo ORD.

Paralelamente, os resultados previstos para as comparticipações financeiras e em espécie sugerem uma subida ao longo do período, incorporando o impacto esperado das mais recentes alterações regulamentares nas condições comerciais de ligação à rede, que entraram em vigor em Maio de 2013.

Globalmente, a utilização deste modelo traduz a diminuição do investimento obrigatório para o período considerado no PDIRD.

O ORD refere que os investimentos de Iniciativa da Empresa são traduzidos num conjunto de programas, de acordo com um determinado âmbito, conforme a seguir indicado:

- Desenvolvimento de Rede
- Aquisição de Terrenos para Subestações



- Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
- Automação e Telecomando de Rede MT
- Promoção Ambiental
- Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo
- Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações
- Redução de Perdas Técnicas AT/MT
- Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
- Beneficiações Extraordinárias
- Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível
- Ligação de PT
- Programa de Investimento Corrente Urgente
- Instalação de Telecontagem em PTD
- Investimento Inovador

A síntese dos investimentos considerados no PDIRD 2015-2019 é apresentada no quadro seguinte:

Tabela 10.3: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2015-2019⁶

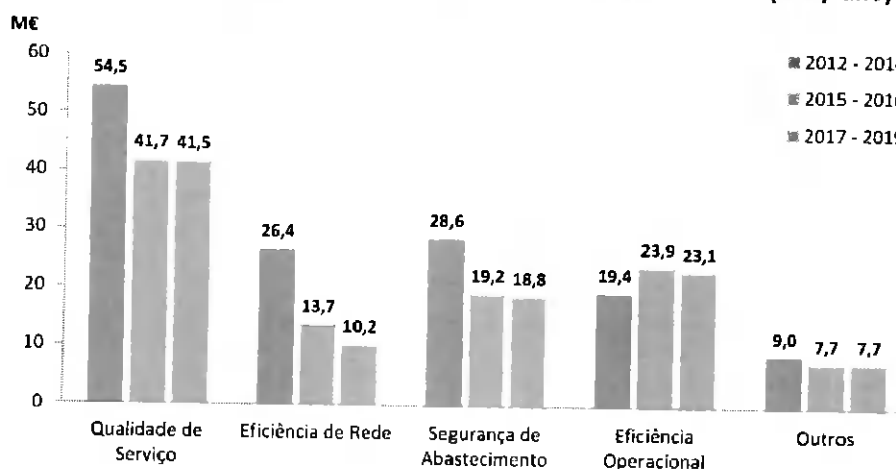
Investimento por Natureza de obra (milhões de euros)	Média 3 últimos anos	PDIRD 2015-2019					Total 2015 - 2019
		2015	2016	2017	2018	2019	
Investimento Obrigatório	20,5	16,6	16,4	17,2	17,6	18,1	85,9
AT	2,5	2,2	2,0	2,1	2,2	2,3	10,8
MT	18,0	14,4	14,3	15,0	15,4	15,9	75,1
Investimento Iniciativa da Empresa	117,4	91,0	88,5	83,5	83,0	84,5	430,7
AT	17,8	11,3	11,3	8,8	8,8	9,2	49,4
MT	99,5	79,7	77,2	74,8	74,3	75,4	381,3
Total Realização EDP Distribuição (1)	137,9	107,6	104,9	100,7	100,7	102,7	516,5
Comp. Financeiras AT + MT (2)	10,3	9,9	11,0	12,1	12,6	13,1	58,8
AT	5,1	4,9	5,4	6,0	6,2	6,5	29,0
MT	5,2	5,0	5,6	6,1	6,4	6,6	29,7
Comp. Espécie AT + MT (3)	7,4	5,9	6,2	7,0	7,4	7,7	34,2
AT	0,9	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	4,2
MT	6,5	5,1	5,5	6,1	6,5	6,8	30,0
CAPEX EDP Distribuição (1-2)	127,7	97,7	93,9	88,6	88,0	89,6	457,8
Ativos Acresc. à Rede (1+3)	145,3	113,4	111,1	107,7	108,1	110,4	550,8

Nota: custos primários (custos diretos de mão-de-obra e de material)

(6) – CAPEX EDP Dist. = Total Realização – Participações Financeiras

Desta síntese, infere-se que o valor médio anual do CAPEX nos períodos 2015-2016 e 2017-2019 apresenta uma redução média de 25% e de 31%, respetivamente, face aos valores médios do período 2012-2014.

Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€ / ano)



Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

Com exceção do vetor Eficiência Operacional, todos os restantes (Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência de Rede) vêm os montantes de investimento reduzido no período 2015-2016, comparativamente ao período 2012-2014. No período 2017-2019, os montantes de investimento são ligeiramente reduzidos, face aos do período 2015-2016.

Analisando os programas por ordem de volume de investimento, no período 2015-2019, verifica-se que os mais significativos são os seguintes: A Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT; O Desenvolvimento de Rede; A Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica; A Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo e o Investimento Inovador, com 18%, 15%, 12% 11% e 10%, respetivamente, face ao volume global de investimento.

Comparando o período 2015-2019 face a 2012-2014, como principais variações relativas são de assinalar as seguintes:

- Aumento da componente referente à Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT de 11% para 18%;
- Redução da componente Desenvolvimento de Rede de 32% para 15%;
- Aumento da componente do Investimento Inovador de 2% para 10%;
- Aumento da componente de Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo de 6% para 11%.

Considerando os critérios/pressupostos de planeamento e as metas/objetivos preconizados no PDIRD, o plano afigura-se adequado. Não obstante, a consideração de outros cenários para a evolução dos consumos poderia conduzir a um volume de investimentos menos exigente que o considerado.

3 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

O CC regista:

- A grande qualidade do PDIRD 2015-2019 apresentado pelo ORD e as melhorias verificadas, face ao PDIRD anterior, acatando, regra geral, as recomendações/comentários da ERSE ao mesmo, no que tange à caracterização e justificação dos investimentos a realizar.
- A realização dos vários estudos envolvendo instituições de referência, nomeadamente universidades.

- A compatibilização dos planos PDIRD e PDIRT. No entanto, pelo facto da rede de distribuição MT/AT se encontrar, a montante, ligada à rede de transporte, a atribuição de potência a novos projetos que se venham a ligar na RND terá de ser, não só compatível com as capacidades na RND apresentadas neste documento, como também com as capacidades a montante publicadas pelo operador da RNT, de forma a garantir a segurança da operação do SEN. Deste modo, uma referência explícita a este pressuposto no documento beneficiaria a sua completa compreensão, concretamente no Anexo V/"Capacidade de Receção das SE AT/MT", quando se explicitam os valores de capacidade disponível.
- Que apesar da elaboração do PDIRD de dois em dois anos, a consideração de apenas um cenário de evolução do consumo pode ser limitativo, particularmente no caso de o cenário ser muito otimista. Neste âmbito, considera-se que num plano desta natureza, de futuro, deveriam ser assumidos diferentes cenários de evolução do consumo (pelo menos dois), com os respetivos "cenários de investimento", o que permitiria avaliar, com maior rigor, o cenário de investimento mais adequado, em cada contexto específico.
- A particular atenção do ORD na manutenção da qualidade de serviço onde esta já existe e na redução/eliminação dos pontos habitualmente mais fustigados com avarias/interrupções.
- A conveniência na indicação das perdas por nível de tensão, bem como a quantificação do seu valor, para melhor avaliar o seu impacte nos consumidores, recomendando a sua inclusão na elaboração de futuros PDIRD.
- Que apesar das perdas técnicas na rede AT e MT se encontrarem em níveis adequados, as perdas globais da rede, incluindo a rede BT atingem valores anormalmente altos, não sendo expectável que tal aconteça num cenário de redução de consumos, recomendando-se que esta temática seja alvo de análise.
- Apesar do âmbito do PDIRD não incluir a rede BT, recomenda-se, para efeitos de visão do conjunto dos investimentos da rede de distribuição (AT, MT e BT), a inclusão da análise da evolução dos investimentos neste nível de tensão, com critérios de desagregação a definir, bem como as projeções de investimento associado, pelo menos nos dois primeiros anos do PDIRD, uma vez que os montantes envolvidos são da mesma ordem de grandeza dos investimentos AT e MT considerados no âmbito do plano.
- A conveniência em identificar, também, os benefícios nos vetores Segurança de Abastecimento e Eficiência Operacional.
- Que em futuros planos, o investimento inovador, pelo risco acrescido que lhe está inerente, seja objeto de uma análise custo-benefício mais detalhada.
- Que no que diz respeito à gestão do risco das linhas aéreas a solução apontada deveria resultar de enquadramento legal. A apresentação do projeto beneficiaria se a metodologia proposta fosse objeto de enquadramento mais pormenorizado e se os custos com estudos, tipo e montante das compensações aos proprietários e trabalhos a desenvolver com o abate e reflorestação fossem discriminados. Por outro lado, considerando a elevada classificação destes projetos no que tange ao seu benefício/custo, o CC admite que a realização de um projeto piloto nesta área poderá ser benéfica, sugerindo-se à ERSE um acompanhamento e análise das vantagens e benefícios deste tipo de investimentos para o sistema.

PARECER

O presente parecer foi aprovado por unanimidade nos termos da lista de votação em anexo e das declarações de voto apresentadas e que do mesmo fazem parte integrante.

O presente Parecer vai ser remetido ao Conselho de Administração da ERSE, depois de assinado pelo Presidente do Conselho Consultivo.


(Eng.º Mário Ribeiro Paulo)

CONSELHO CONSULTIVO DA ERSE – FICHA DE VOTAÇÃO

Eletricidade

Reunião CC SE EXT / nº 14/2014

Data: 14/11/2014

	Manhã	Tarde
Hora de início dos trabalhos:	<u>00 h 00 m</u>	<u>14 h 30 m</u>
Hora de fim dos trabalhos:	<u>00 h 00 m</u>	<u>18 h 00 m</u>

Reunião presidida por:

Eng.º Mário Ribeiro Paulo
(nome)

Mário Ribeiro Paulo
(assinatura)

NOME ¹		ENTIDADE REPRESENTADA	NOTAS
Eng.º	Mário Ribeiro Paulo	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que preside.	<i>voto favorável de todo o</i>
Dr.ª	Maria Paula Mota	Representante do membro do Governo responsável pela área das finanças	<i>voto favorável todo o</i>
Dr.	Dr. Nuno Lacasta	Representante do membro do Governo responsável pela área do ambiente	
Eng.º	Pedro Cabral	Representante do membro do Governo responsável pela área da energia	<i>voto favorável todo o favorável</i>
Prof. Doutor ENG.º	Eduardo Vítor Rodrigues ALFREDO ROCHA	Associação Nacional dos Municípios Portugueses	VOTO FAVORÁVEL
Dr.	João Lopes	Representante da Autoridade da Concorrência	
Dr.ª	Teresa Moreira PATRICIA CARREIRO	Representante da Direção-Geral do Consumidor	VOTO FAVORÁVEL
Dr.	Eduardo Santos	Representante da Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.	<i>voto favorável</i>
Dr.	José Manuel Rosa Nunes	Representante do Governo Regional dos Açores	<i>el declara-se de voto</i>
Dr.ª	Isabel Catarina Jesus	Representante do Governo Regional da Madeira	<i>voto favorável</i>
Eng.º	Demétrio Alves	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - FENACOOOP	

¹ Em caso de substituição de algum membro efetivo, deverá identificar os seus dados no campo correspondente ao membro que substitui.

CONSELHO CONSULTIVO

Sr.	Fernando Parreira Rosa	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - FENACOOOP	
Dr.	Jorge Morgado	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - DECO	Voto favorável Jorge Morgado
Dr.	Filipe Fontoura	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - F DECO	Voto favorável! Filipe Fontoura
Drª	Ana Tapadinhas	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - F DECO	
Eng.º	João Peres Guimarães	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - ATP	
Drª	Ana Isabel Trigo de Morais	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - APED	
Dr.	Eduardo Quinta Nova	Representantes dos Consumidores - UGC	Voto FAVORAVELMENTE o parecer na sua globalidade
Sr.	Viriato Augusto Batista	Representantes dos Consumidores - UGC	Voto favoravelmente o parecer na sua globalidade
Sr.	Mário Agostinho Reis	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores - ACRA	Voto favoravelmente o parecer na sua globalidade
Sr.	Seu Representante Jaime Lima Araújo Pacheco	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores - ACRA	Voto favorável com apresentação de parecer de Jaime Araújo Pacheco
Drª	Ana Tapadinhas	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira - DECO	
Engª	Isabel Fernandes	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade - REN	
Dr.	Carlos Alves Pereira	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - EDP-Distribuição	Voto favorável Carlos Alves Pereira
Engº	João José Gomes de Aguiar	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do Continente - EDP Serviço Universal	Voto favorável João José Gomes de Aguiar
Engº	Paulo Almirante	Representante de entidades titulares de licença de produção em regime ordinário - TURBOGÁS	
Prof.	António Augusto Sá da Costa	Representante de associações portuguesas de produtores de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis - APREN	
ngº	Luis Manuel Macedo	Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - Cooperativa Vale D'Este	Voto favoravelmente Luis Manuel Macedo

CONSELHO CONSULTIVO

Dr. <i>Dr.</i>	<i>Dr. Alexandre Ferreira Silva</i> Luís Alexandre Ferreira Silva	Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre - GALPENERGIA <i>ELGESA</i>	<i>[Signature]</i> voto favoravelmente
Dr ^a	Maria do Carmo Marques Martins	Representante das empresas do sistema elétrico da Região dos Açores - EDA	
Eng ^e <i>Eng^e</i>	<i>Mário Eugénio Jardim Fernandes</i> Mário Eugénio Jardim Fernandes	Representante das empresas do sistema elétrico da Região da Madeira - EEM	voto favoravelmente. <i>[Signature]</i>

José Barros Monteiro

De: Eduardo Santos
Enviado: domingo, 16 de Novembro de 2014 11:54
Para: José Barros Monteiro
Cc: @gmail.com; Ana Teresa Perez; Maria do Rosário Mira de Oliveira
Assunto: Declaração de voto parecer PDIRD

Importância: Alta

Categorias: Categoria Vermelha; Categoria Púrpura

Caro Dr. José Barros Monteiro,

No seguimento da reunião anterior e da votação do parecer do CC da ERSE relativa ao PDIRD, venho por este meio remeter declaração de voto da APA relativamente ao referido parecer:

O PDIRD constitui um instrumento de planeamento do sector da energia importando aferir da sujeição do mesmo a avaliação ambiental, nos termos do decreto-lei nº 232/2007, de 15 de junho de 2007. Assim, e independentemente do procedimento levado a cabo para esse fim considera-se que, no cumprimento do disposto no referido diploma, deverá o parecer que reflete o resultado da avaliação da sujeição a avaliação ambiental, efetuada pela EDP Distribuição, acompanhar o plano e ser publicitado, aquando da sua aprovação. Adicionalmente recomenda-se que, em futuras revisões deste plano, seja considerada a consulta às entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAE), para suporte a uma conclusão em matéria de sujeição a avaliação ambiental.

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Santos

Diretor

Departamento de Alterações Climáticas



AGÊNCIA
PORTUGUESA
DO AMBIENTE



SEMANA EUROPEIA
DA PREVENÇÃO DE RESÍDUOS



Rua da Murgueira, 9/9A - Zambujal
Ap.7585 | 2611-865 Amadora | Portugal
Telefone: (+351) 21 472 8329 | Fax: (+351) 21 471 90 74

Proteja o ambiente. Pense se é mesmo necessário imprimir este email!

Voto e esclarecimentos da EDP Distribuição acerca do Parecer do Conselho Consultivo relativo ao “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de eletricidade, para o período 2015-2019”

A EDP Distribuição vota favoravelmente o Parecer CC-EL EXT N.º 3/2014 elaborado pelo Conselho Consultivo, com os esclarecimentos a seguir apresentados relativamente aos pontos 2.4, 2.5 e 2.7 do Parecer:

Ponto 2.4, pág. 6 – *“Considerando a tendência de evolução deste indicador no período 2006/2013 (SAIDI MT) (...), seria expectável que este indicador apresentasse melhorias mais significativas para o período 2015-2019 (...).”*

Conforme assumido no PDIRD os montantes de investimento propostos pretendem assegurar que os níveis de continuidade de serviço não se degradam e reduzir as assimetrias, melhorando as zonas com pior continuidade de serviço. Importa ter em conta que cerca de 80% da rede é aérea, pelo que, os fenómenos meteorológicos têm uma influência determinante nos indicadores de continuidade de serviço. Para assegurar, com elevada probabilidade, indicadores de continuidade de serviço mais favoráveis seria necessário consagrar valores de investimento significativamente superiores aos propostos.

Ponto 2.5, pág. 7 – *“Considera o CC que a previsão de 2% de crescimento do PIB parece ser irrealista, uma vez que, para 2015 e 2016, o Governo prevê crescimentos de 1,5% e 1,7%.”*

O PDIRD considerou a informação existente mais atualizada sobre os pressupostos macroeconómicos e os consumos reais até ao final de 2013. A evolução do PIB prevista para 2014 e 2015 é a que consta do Boletim Económico de Inverno do Banco de Portugal, publicado em dezembro de 2013. Para o período de 2016 e 2017 foram consideradas as previsões do Fundo Monetário Internacional (*World Economic Outlook Database*, publicado em outubro de 2013).

No que se refere à evolução dos consumos, o PDIRD teve em conta o último RMSA homologado pela DGEG (com dados até 2011) e um estudo mais recente que já considera os valores reais de consumo de 2012 e 2013. Foram utilizados modelos econométricos e consideradas diversas variáveis explicativas do consumo de eletricidade, designadamente a evolução do consumo privado, do número de consumidores domésticos, do PIB, do VAB Industrial e do preço relativo da eletricidade.

O estudo que fundamenta as previsões de evolução dos consumos e cargas é apresentado no Anexo 8 do PDIRD.

Ponto 2.7, pág. 9 e 10 (investimentos inovadores) – *“(...) é absolutamente necessário que os benefícios destes investimentos estejam quantificados.”*

Na seleção dos investimentos do tipo inovador procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e com ganhos de eficiência significativos. Para o desenvolvimento destes projetos foram promovidas parcerias com universidades e instituições de investigação científica.

Concordando com a importância de quantificar adequadamente os custos e benefícios dos Investimentos, importa ter em consideração a dificuldade de efetuar *ex-ante* e de forma rigorosa análises custo-benefício para este tipo de projetos.

Importa igualmente ter em conta que os ganhos de eficiência dos investimentos inovadores não são imediatos, mas obtidos no médio/longo prazo. De facto, existe um desfasamento que pode ser significativo entre a realização dos investimentos e a obtenção dos respetivos benefícios consolidados.

A ERSE propôs recentemente novas regras para o Investimento inovador. Neste enquadramento, à medida que forem sendo implementados, os projetos de investimento inovador serão objeto de avaliação pela ERSE.

Lisboa, 18 de novembro de 2014

EDP Distribuição – Energia, S.A.
Carlos Alves Pereira

Declaração de voto da concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade ao Parecer do conselho Consultivo EXT Nº 3/2014 sobre o "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade, para o período 2015-2019"

A representante da concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade vota favoravelmente na generalidade o Parecer, reforçando positivamente que a introdução de nova produção embebida a ligar às redes de distribuição deve ter em conta também as condições determinadas pela RNT.

Excecionam-se os seguintes pontos relativamente aos quais se abstém:

2.2 Princípios e critérios de planeamento - dado que se entende que deve ser seguido o disposto na lei e seguidos os pressupostos de política energética, atentos os cenários de procura apresentados no RMSA mais recente.

2.7 Impactos e benefícios - por não estar de acordo que se exija a realização, nos mesmos termos, de análises custo-benefício para os diferentes vetores de investimento, particularmente, no que respeita ao vetor da segurança de abastecimento.

Nesta matéria, e em todas as matérias de política energética, entende-se que a análise custo-benefício deve ser realizada a montante do exercício de planeamento, no âmbito da responsabilidade do concedente. Em casos específicos poderá ser realizada uma análise aquando do planeamento/concretização do investimento, sob a responsabilidade dos operadores, embora com uma visão mais restrita da avaliação dos benefícios pela impossibilidade de os quantificar de forma objetiva.

2.9 Plano de investimentos - dado que entende que a natureza e quantificação dos custos deverá seguir o mesmo referencial para qualquer exercício de planeamento PDIRT e PDIRD (totais, primários, etc.) para permitir a sua correta avaliação pelos interessados.

Concorda-se, no entanto, com a necessidade de incluir na consulta pública de futuros PDIRD a quantificação das solicitações das concessionárias das redes de BT incluindo uma visão geral do volume de investimento associado nas próprias redes em BT.

Lisboa, 18 de novembro de 2014

Isabel da Conceição de Barros Fernandes, representante da concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade