



PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2017 - 2021

VERSÃO JUNHO 2016



distribuição

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

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.

O PDIRD é elaborado pelo operador da RND, o qual o submete à consideração da DGEG, para apreciação tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento de metas de política energética.

À DGEG compete comunicar a proposta de PDIRD ao operador da RNT e à ERSE, à qual compete promover a respetiva consulta pública após o que emite parecer.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo operador da RNT, o operador da RND elabora a proposta final de PDIRD e envia-o à DGEG, competindo ao membro do Governo responsável pela área da energia decidir sobre a aprovação do PDIRD.

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico e aos encargos diretos, transversais e financeiros, associados ao investimento na RND, sendo assim incluída neste PDIRD.

Foi, também, incluído o desenvolvimento da Avaliação Ambiental Estratégica com incidência na atividade da EDP Distribuição, no qual se pretende evidenciar a prática que já se encontra fortemente incorporada nos Processos desta empresa, relativa à vertente de cariz ambiental e de sustentabilidade.

Este documento constitui um instrumento de natureza dualista, isto é, possui duas vertentes, uma técnica e outra financeira/orçamental, que concretiza e quantifica objetivamente a obrigação genérica de planeamento das redes de distribuição, a qual vincula o operador das redes de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão logicamente interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões, pois que o julgamento resultante da análise técnica irá ditar as ações a realizar na rede, traduzindo-se automaticamente num investimento financeiro quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

Para além do enquadramento legal supra referido, existe um contexto socioeconómico e regulatório que influenciou as opções tomadas e a definição do PDIRD 2017-2021.

O desenvolvimento da RND baseou-se na adoção de soluções que proporcionam quer uma melhoria de eficiência energética e económica expressas pela ligeira redução da energia de perdas, quer uma melhoria da qualidade técnica do serviço prestado aos clientes expressa pela redução de interrupções do fornecimento e respetiva duração, 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, articulando todos os desenvolvimentos necessários com os intervenientes neste processo.

A coordenação entre o PDIRD e o PDIRT é garantida através da realização de reuniões formais e regulares, efetuadas entre os planeamentos de rede do operador da rede de distribuição e do operador da rede de transporte, assegurando a programação técnica e operacional dos projetos comuns. Esta coordenação é essencial para garantir a racionalidade técnica e económica das intervenções que envolvem ambos os operadores. Se do processo de aprovação do PDIRT, a decorrer, resultarem alterações na RNT com impacto na RND, serão efetuadas, após as reuniões de coordenação de planeamento entre os operadores de rede, as alterações necessárias ao plano de investimentos na RND por forma a assegurar a não antecipação de investimento nem a existência de situações que ponham em causa a garantia de abastecimento.

A procura de eletricidade em Portugal Continental é essencialmente determinada pelo nível de atividade económica, revelando alguma sensibilidade às alterações de preços nalguns subsetores industriais. O período de recessão e austeridade verificado no passado recente (2010-2014) e o cenário macroeconómico que se considerou baseou-se em resultados estimados para Portugal Continental de modelos de regressão linear múltipla e redes neuronais, que apontam para projeções de consumo de baixo crescimento no período deste PDIRD.

Este Plano considera as mais recentes previsões para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. Foram analisados os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA E-2014) e o estudo Previsão da Procura de Eletricidade elaborado pela EDP Distribuição, tendo o PDIRD 2017-2021 sido suportado no estudo da EDP Distribuição por considerar dados mais recentes, quer do consumo verificado quer das previsões da atividade económica, projetando crescimentos ligeiramente mais baixos que os do RMSA.

Foram analisados 3 cenários de evolução da procura (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), prevendo-se para o consumo de eletricidade, no Cenário Central, um acréscimo médio de 0,9 % por ano entre 2017 e 2021, com um maior crescimento nos níveis de tensão mais elevados (AT e MT).

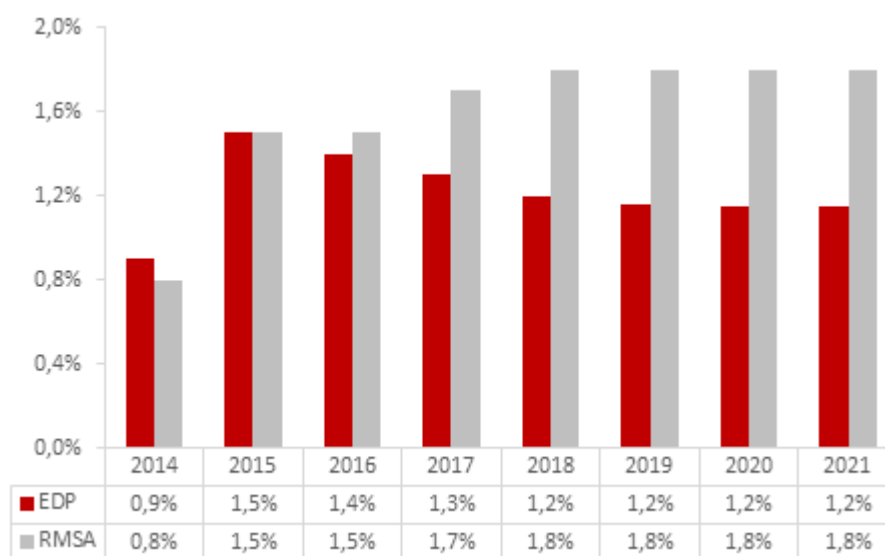
Para além do incremento da eficiência energética que foi tido em conta neste PDIRD mantém-se, ainda, um elevado grau de incerteza relativamente à penetração do veículo elétrico, que

pelo seu estado atual e pela previsão de crescimento no curto prazo, nomeadamente nos próximos 2 a 3 anos, não terá relevância suficiente para ter impacto na rede e por isso não foi considerado no presente Plano.

EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA E-2014) estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2013, pelo que não incorpora os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Para o efeito considerou-se o estudo efetuado pela EDP Distribuição que considera os consumos verificados nos anos 2014 e 2015 e as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. O cenário macroeconómico subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA é mais otimista que o cenário do estudo da EDP Distribuição.



Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
(Real e Comparação de Estimativas EDPSU e RMSA)

Considerando que o estudo da EDP Distribuição utiliza dados mais recentes, quer do consumo verificado quer das previsões da atividade económica, apesar de apresentar taxas de crescimento ligeiramente superiores às do RMSA, projeta valores para o cenário central próximos do cenário inferior do RMSA pelo que se adotou para o PDIRD 2017-2021 as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impacto locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

CARACTERIZAÇÃO ATUAL E EVOLUÇÃO RECENTE DA RND

A concretização dos planos realizados, no passado recente, tem conduzido a níveis de desempenho da rede que permitem ambicionar a alcançar níveis de qualidade de serviço técnico próximo da média dos melhores países europeus.

A estratégia seguida em ambiente de austeridade e baixa procura está fortemente orientada para uma ligeira melhoria da qualidade de serviço global por via da continuação da redução de assimetrias, para a redução dos custos operacionais e para a criação de condições de desenvolvimento de rede que garantam a pequena evolução da procura e permitam facilitar aos utilizadores da rede acesso a novos serviços, sem que isso implique um agravamento da tarifa.

O estabelecimento de novas subestações AT/MT, justificadas para satisfazer os consumos, permitiu melhorar a eficiência da rede e os níveis de qualidade de serviço aos clientes. Também a identificação dos clientes pior servidos permitiu desenhar soluções mais localizadas e reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica.

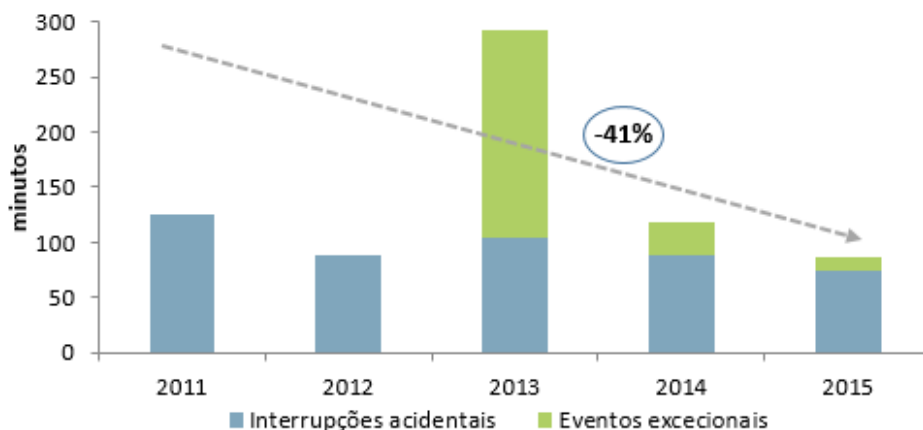
Os bons resultados obtidos confirmam-se na automação distribuída na rede, em que o telecomando da rede MT tem um papel determinante para a melhoria da qualidade de serviço, por via do isolamento mais rápido dos troços de rede em avaria e pela diminuição do tempo e número de clientes interrompidos.

O estudo efetuado para avaliação das perdas técnicas de AT e MT confirma que estas se encontram em níveis adequados, pelo que dos projetos específicos associados à redução de perdas, como a duplicação de saídas de subestações com maior utilização, o estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e a recuperação de redes de secção reduzida, apenas serão efetuados os que apresentem uma relação benefício/custo superior à unidade só em perdas. Estes projetos, associados a outros com impacto também nas perdas, asseguram uma ligeira redução do nível de perdas na rede AT e MT no final do período deste PDIRD, confirmado pelos estudos realizados por entidades externas (INESC e IST).

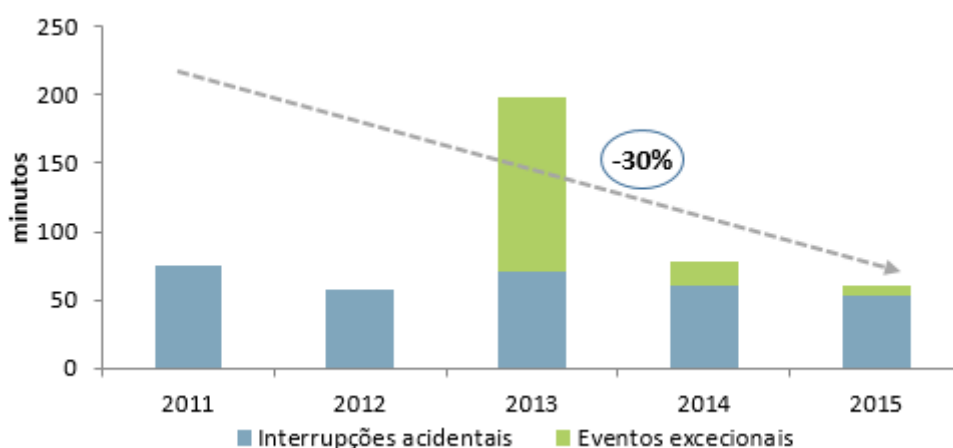
A EDP Distribuição desenvolveu, ainda, com o Instituto Politécnico de Leiria (IPL), um estudo de fiabilidade da rede AT/MT que confirma valores médios elevados de disponibilidade ao nível dos barramentos das subestações AT/MT, sem grandes assimetrias entre as diversas regiões. As subestações em antena com valores mais baixos de disponibilidade estão identificadas e o risco está mitigado com ações planeadas para atuação em caso de indisponibilidade. De referir que a EDP Distribuição tem, para todas as subestações AT /MT, um plano de contingência para cada tipo de indisponibilidade da subestação (total, TP ou barramento MT). Os planos de contingência determinam o tipo de ações a desenvolver para repor o serviço, que poderá envolver a utilização de unidades móveis de reserva.

A identificação dos ativos de rede com níveis de disponibilidade mais baixos, para substituição ou reabilitação, tem permitido uma atuação proativa com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais.

Decorrente das estratégias seguidas foi possível obter uma evolução sustentada da melhoria da qualidade de serviço técnica, conforme se pode observar nas figuras seguintes.



Evolução do indicador SAIDI MT, 2011-2015



Evolução do indicador TIEPI MT, 2011-2015

Por outro lado, o desenvolvimento da rede tem permitido integrar de forma harmoniosa cargas e produção, assegurando os níveis de imunidade adequados para a ligação de cerca de 4.276 MVA (4.227 MW) de PRE na RND, mantendo ainda uma capacidade elevada para ligação de novos produtores.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

O PDIRD 2017-2021 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, desenvolvendo a rede AT e MT, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede.

O PDIRD identifica e quantifica os recursos necessários para 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 conjunto das necessidades identificadas no âmbito das atividades do planeamento das redes, orientadas pelos princípios e objetivos a atingir, suportam o desenvolvimento da rede. O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações é determinante para se intervir atempadamente. Por outro lado, o desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, é fundamental para determinar as zonas da rede a intervir. O nível de perdas de energia na RND é um parâmetro a acompanhar de perto, tendo sido considerados para tal todos os projetos com valia económica positiva considerando apenas os benefícios em perdas. A redução dos custos operacionais do sistema, seja pela maior automatização do processo operacional seja pela via da recuperação de ativos, tal como a criação de condições de rede que permita facilitar, aos utilizadores da RND, o acesso a novos serviços, são também objetivos presentes neste PDIRD.

As necessidades identificadas estão estruturadas em 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento, agregando os contributos de programas ou conjuntos de projetos de investimento, que suportam a concretização dos objetivos definidos para o horizonte 2017-2021.

Os 5 vetores estratégicos de investimento considerados são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

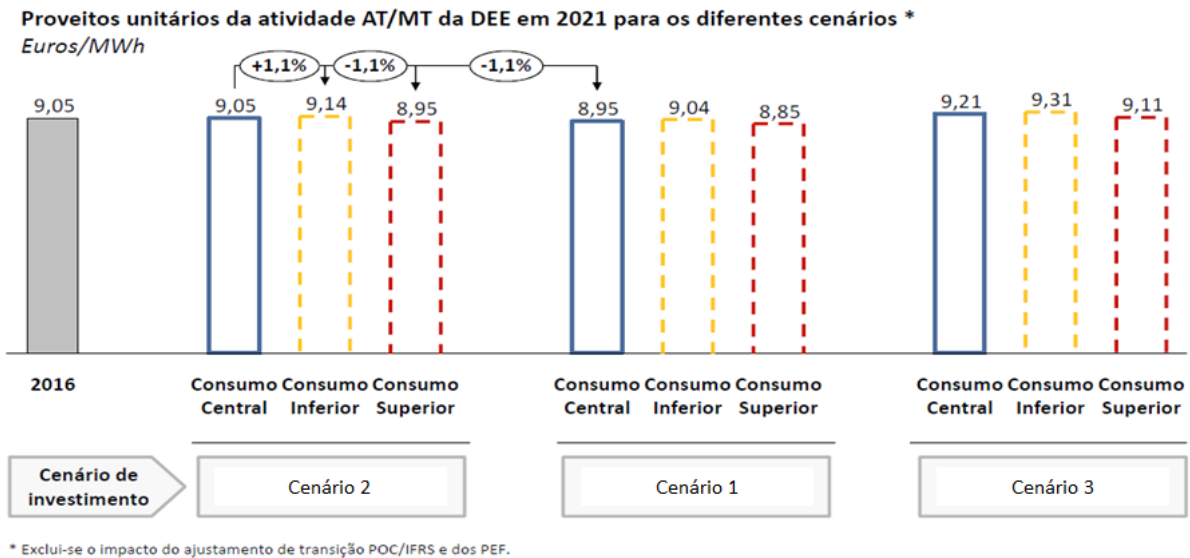
Considerando os cinco vetores estratégicos de investimento e respetivos objetivos, foram analisados três cenários de investimento para o PDIRD (cenário 1, cenário 2 e cenário 3), que se resumem da seguinte forma:

	Investimento Específico a Custos Primários 2017-2021	Investimento Não Específico a Custo Primários 2017-2021	Encargos Totais 2017-2021	Investimento Total a Custos Totais 2017-2021	Comp. Financeiras 2017-2021	CAPEX Total a Custos Totais 2017-2021	Objetivos / Riscos
Cenário 1	475,6	58,5	280,2	814,4	69,6	744,8	Manutenção da qualidade de serviço global para o nível de confiança de 95% (SAIDI MT = 93 min), com risco de degradação para o nível de confiança de 50% (até 4 min de SAIDI MT).
Cenário 2	510,6	58,5	280,2	849,4	69,6	779,8	Ligeira melhoria da qualidade de serviço global para o nível de confiança de 95% (SAIDI MT = 91 min), com risco de degradação para o nível de confiança de 50% (até 2 min de SAIDI MT).
Cenário 3	570,6	58,5	280,2	909,4	69,6	839,8	Melhoria da qualidade de serviço global para o nível de confiança de 95% (SAIDI MT= 87 min), não se prevendo degradação para o nível de confiança de 50%.

(Valores em M€)

Os cenários de investimento analisados diferenciam-se fundamentalmente pelos objetivos previstos para a qualidade de serviço, caracterizados pelo valor do indicador SAIDI MT para o nível de confiança de 95% e pelo risco de degradação da qualidade de serviço para um nível de confiança de 50%.

Para cada um dos cenários de investimento e para cada um dos cenários de evolução da procura foi avaliado o impacto na tarifa. Apresenta-se na figura seguinte a previsão de proveitos unitários para o final do período do PDIRD 2017-2021, tendo como referência os proveitos unitários em 2016.



Dos três cenários de investimento analisados propõe-se a adoção do cenário 2, por ser o cenário que melhor dá resposta aos seguintes objetivos:

- Continuar o trajeto de melhoria contínua dos indicadores de qualidade de serviço, atingindo-se os 91 minutos de SAIDI MT em 2022.
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter o risco de degradação das melhor servidas em níveis aceitáveis.
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.
- Procurar que a implementação deste plano não se traduza por um impacto negativo na tarifa.

VETORES DE INVESTIMENTO

Em seguida caracterizam-se, genericamente, os programas e projetos que mais contribuem para a concretização dos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento no PDIRD 2017-2021.

• SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

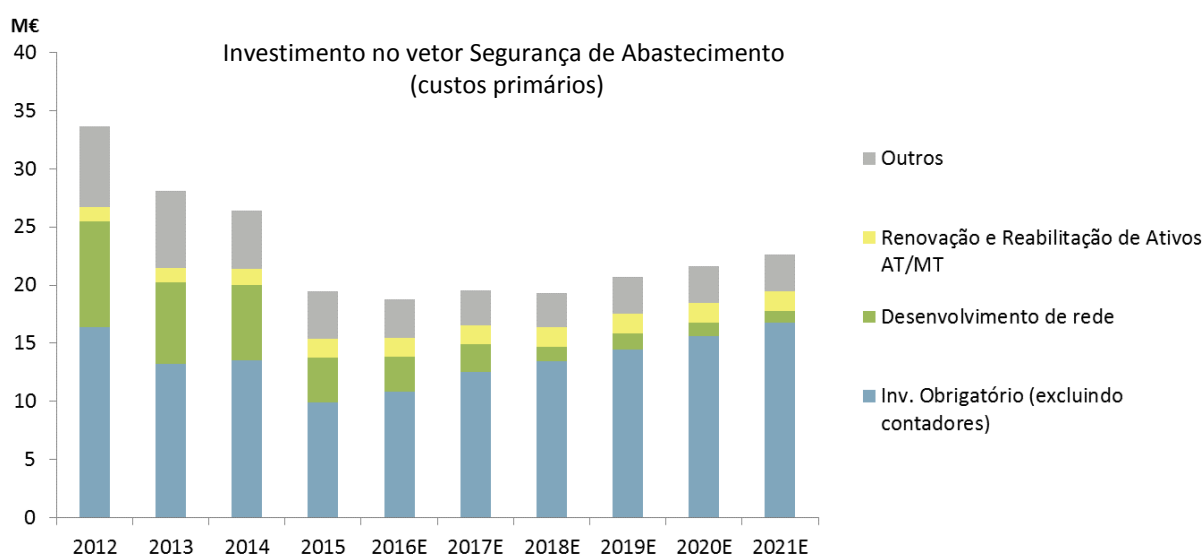
Com o objetivo de assegurar a robustez da tomada de decisão, os projetos de investimento estudados foram sujeitos a análises de sensibilidade aos três cenários de evolução da procura

considerados (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), concluindo-se que os projetos que integram o PDIRD são oportunos, qualquer que seja o cenário escolhido.

A projeção prevista para a evolução de consumos no período deste Plano considera taxas modestas de crescimento global (valor médio anual de 0,9% entre 2017 e 2021) e, conseqüentemente, um crescimento reduzido do investimento neste vetor, continuando a ser efetuado o investimento estritamente necessário para garantir os padrões de segurança para planeamento. Com este objetivo foram efetuadas análises de risco para 3 alternativas de investimento em segurança de abastecimento, estimando-se para qualquer delas os valores de potência não garantida, em regime N e em regime N-1, num cenário mais exigente de evolução da procura, de baixa probabilidade (inferior a 10%). Na alternativa de investimento proposta prevê-se que, com a execução dos projetos previstos neste Plano, não ocorra potência não garantida em regime normal de exploração (regime N), estimando-se um valor de 55,9 MW de potência não garantida em regime de exploração N-1, no final do período. Tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10% o risco associado é negligenciável.

Considerando as assimetrias de evolução de consumos ao longo de Portugal Continental (alguns locais com taxas de crescimento muito superiores à media nacional) existe a necessidade de se manterem alguns projetos de segurança de abastecimento, garantindo sempre a racionalidade económica das decisões.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2012-2021 (cenário 2)

A evolução do investimento neste vetor prevê uma redução do desenvolvimento de rede associado a novas subestações e linhas AT e MT e um crescimento do investimento obrigatório relacionado com a ligação de clientes resultante da recuperação económica que se espera.

O objetivo deste vetor de investimento é garantir a alimentação de 100% da procura. Considerando a incerteza na previsão da procura, a revisão do PDIRD de dois em dois anos e, ainda, que o investimento obrigatório apenas será realizado perante o aparecimento dos pedidos de ligação ou de reforço de potência, o plano de investimento apresentado assegura a concretização deste objetivo com um nível de risco negligenciável.

- **QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

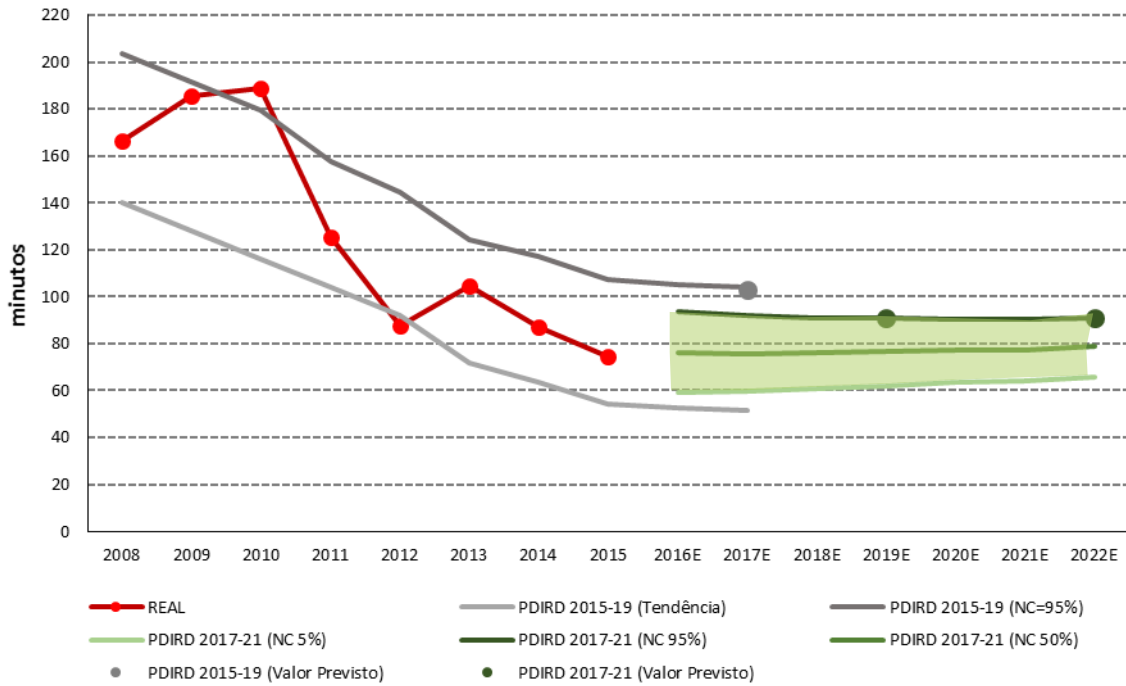
No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, assegura-se, com um grau de confiança de 95%, uma ligeira melhoria da qualidade de serviço por via de uma redução de assimetrias entre regiões.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Pretende-se, neste Plano, continuar o trajeto de melhoria contínua dos indicadores de continuidade de serviço, atingindo-se os 91 minutos de SAIDI MT em 2022. Para tal, a atuação prevista passa pela redução das assimetrias, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, admitindo-se no entanto, uma ligeira degradação nas melhores zonas de qualidade de serviço.

A RND está conceptualmente desenvolvida com uma componente aérea de cerca de 80% e uma componente subterrânea de cerca de 20%, o que por si só condiciona quer o desempenho da mesma em condições atmosféricas adversas quer a obtenção de níveis de qualidade de serviço acima de determinados patamares.

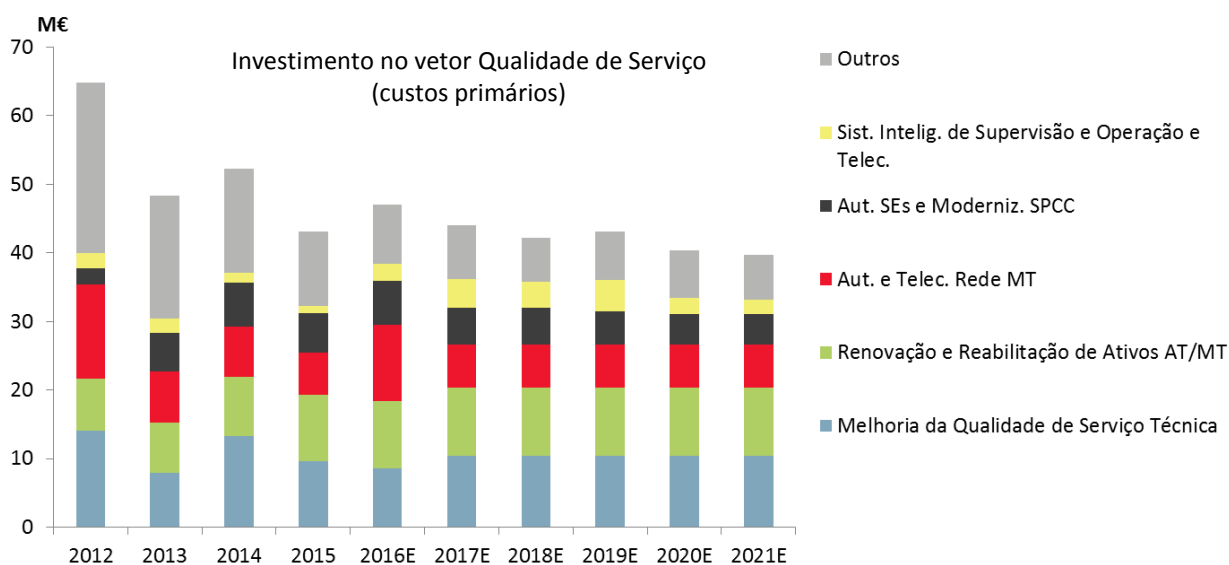
Face à incontabilidade dos fenómenos atmosféricos extremos, por parte do ORD, quer em termos da dimensão quer da sua frequência, o estabelecimento de objetivos de QST não está definido de forma determinística, mas sim com base em bandas de incerteza, obtidas para o grau de confiança pretendido.



Evolução do indicador SAIDI MT, 2008-2022 (cenário 2)

A trajetória pretendida para a qualidade de serviço implica de um ligeiro aumento dos níveis de investimento afeto a este vetor, comparativamente com o estimado no PDIRD anterior (+0,9%). O investimento vai ser dirigido para uma redução de assimetrias de Qualidade de Serviço Técnica, para as zonas mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo-se alguma degradação nas zonas com melhor qualidade de serviço.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Investimento no vetor Qualidade de Serviço, 2012-2021 (cenário 2)

Verifica-se que, para manter uma trajetória consistente de melhoria, o esforço de investimento em qualidade de serviço tem de ser consistente.

Referem-se de seguida alguns investimentos relevantes na melhoria da qualidade de serviço e redução das assimetrias.

Garantia N-1 às Sedes de Concelho

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

No PDIRD anterior previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Neste PDIRD 2017-2021 dá-se continuidade à estratégia adotada no PDIRD anterior, mantendo-se a previsão da sua conclusão no ano de 2019.

Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias. A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2013-2014, ao qual se juntou a média do MAIFI MT, no mesmo período, considerando-se por cada interrupção breve (inferior a 3 minutos) uma

interrupção de longa duração equivalente de 8 minutos. A contribuição do MAIFI MT para o cálculo do valor do parâmetro atende à importância que também têm as interrupções breves para alguns clientes, devido ao seu processo produtivo.

Os estudos efetuados incidiram sobre 342 saídas de MT, o que representa cerca de 9% do número total de saídas da RND.

Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos no anterior PDIRD (2015-2019).

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “Buffer de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas e conforme previsto no PDIRD anterior, a EDP Distribuição deu início a um projeto-piloto na zona do Louriçal. O desenvolvimento deste projeto permitiu estudar e implementar ações que tornarão as linhas aéreas de AT e MT mais resilientes ao risco decorrente de queda, derrube ou varejamento de árvores situadas fora das faixas de proteção, motivadas por eventos de natureza extrema.

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500 km nas redes de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500 km.

Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Na configuração atual, a indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, teve em consideração a oportunidade da sua execução em simultâneo com o estabelecimento das obras associadas ao novo injetor de Alto São João e à nova subestação AT/MT da Pena. Esta fase deverá estar concluída em 2016.

Prevê-se realizar a 2ª fase durante o período abrangido pelo PDIRD 2017-2021.

A execução da 3ª fase, atendendo-se ao elevado investimento e à sua menor criticidade, será reavaliada no âmbito do próximo PDIRD.

Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Com o abrandamento dos consumos a contribuição para a renovação dos ativos por via do reforço e expansão da rede diminuiu significativamente. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos na rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, contribui de forma significativa para o envelhecimento médio da rede atual.

Tendo esta preocupação presente, bem como o potencial impacto na qualidade de serviço, reforçou-se o programa de investimento específico para a renovação e reabilitação de ativos, ao mesmo tempo que se continua a efetuar a substituição genérica de alguns ativos no âmbito de outros programas de investimento que englobam uma intervenção mais ou menos alargada em elementos constitutivos da rede. A identificação e seleção dos ativos a renovar/reabilitar é efetuada com base no conhecimento do seu desempenho e da criticidade associada à sua falha.

As necessidades globais de investimento em renovação e reabilitação de ativos foram avaliadas num estudo para diferentes tipos de ativos, que suporta e fundamenta os valores indicados para a RND.

Para alguns tipos de ativos, como linhas AT e transformadores AT/MT, cuja monitorização é mais cuidada, aceita-se um ligeiro aumento da sua idade média sem comprometer a qualidade de serviço e sem incrementar o risco para um nível não tolerável. A prioridade na reabilitação deve ser em componentes associados a subestações AT/MT e postos de seccionamento, nomeadamente sistemas de alimentação, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço. O esforço de renovação de disjuntores incide particularmente sobre os disjuntores a óleo.

O presente PDIRD, mesmo considerando valores de investimento ligeiramente inferiores aos apontados no estudo, promove um nível adequado de renovação e reabilitação de equipamentos em fim de vida útil, com risco aceitável, considerando o esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede.

Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

Realça-se o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente quanto ao suporte ao elevado número de pontos telecomandados existentes na rede MT, à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede, às operações remotas e à coordenação mais eficiente das equipas no terreno.

Como síntese relativamente ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, podemos dizer que o risco de não se atingir uma ligeira melhoria na qualidade de serviço global prevista, para o grau de confiança de 95%, é mitigado pelos investimentos considerados no PDIRD, nomeadamente por medidas que permitirão aumentar a resiliência da rede nas zonas mais expostas. Adicionalmente, o Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excecionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões

de qualidade de serviço estabelecidos para as redes de distribuição. Assim o risco residual é tolerável.

- **EFICIÊNCIA DA REDE**

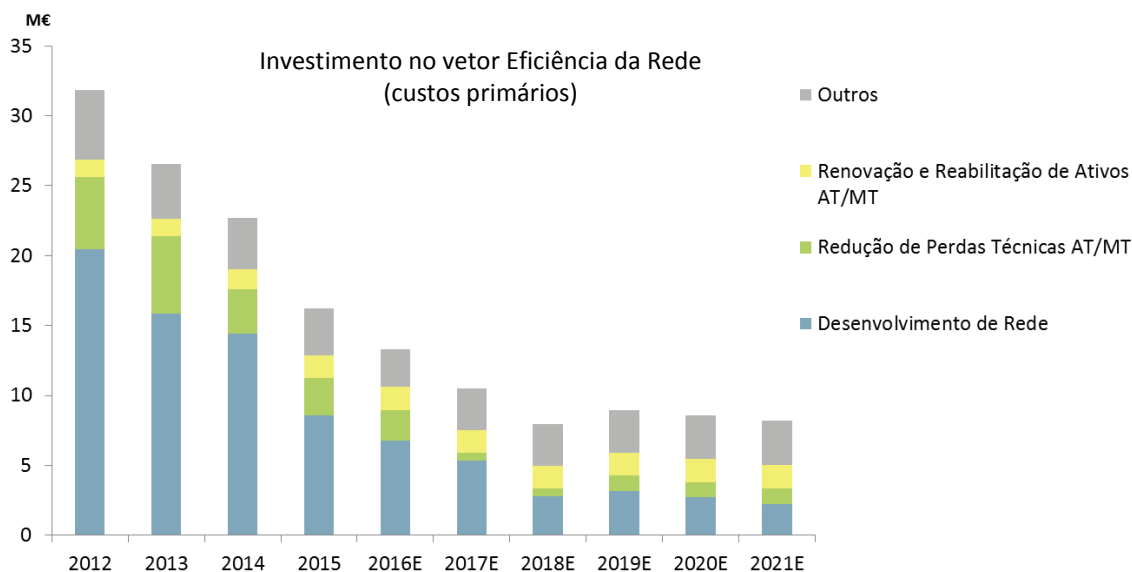
No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

Para este PDIRD foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantêm em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede, por exemplo a instalação de 1GW de PRE na rede AT provoca um incremento de perdas na rede AT de 16%.

A execução de projetos previstos neste PDIRD, não só no âmbito do programa específico de redução de perdas técnicas, onde só são realizados os projetos com B/C em redução de energia de perdas superior à unidade, mas também de outros, como sejam o desenvolvimento de rede ou a renovação e reabilitação de ativos, permite assegurar uma redução ligeira das perdas técnicas na RND, compensando o efeito penalizador do incremento de injeção de PRE na rede AT e MT.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2012-2021 (cenário 2)

Com os investimentos previstos neste Plano e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo (perdas acima do esperado) para as perdas técnicas é tolerável.

• EFICIÊNCIA OPERACIONAL

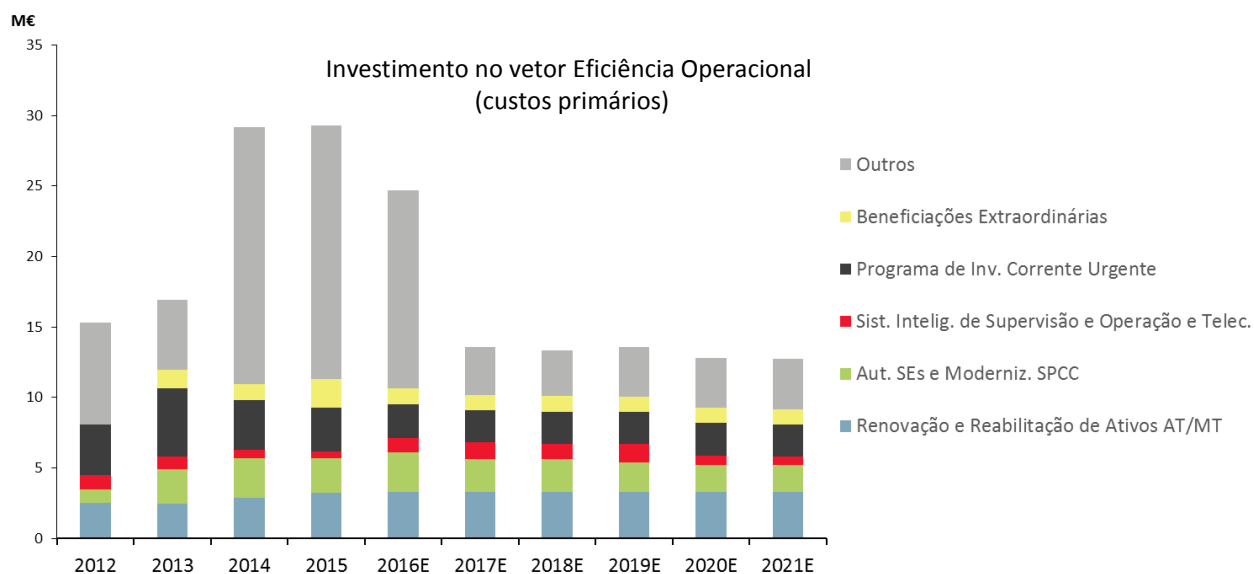
No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

Os investimentos necessários para a criação de uma rede inteligente não se traduzem em benefícios a curto prazo nos custos de operação, pelo que não devem ser englobados no vetor Eficiência Operacional, como considerado no PDIRD anterior. Assim, foi definido um novo vetor, designado Acesso a Novos Serviços, tendo sido desacoplados os investimentos até agora alocados ao vetor Eficiência Operacional. Esta alteração aos vetores de investimento encontra-se fundamentada no estudo realizado com o INESC TEC.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Investimento no vetor Eficiência Operacional, 2012-2021 (cenário 2)

Realça-se o contributo do programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo que, ao contribuir para a automação e a modernização dos sistemas em subestações, diminui os custos operacionais.

Programas como a Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Beneficiações Extraordinárias e Investimento Corrente Urgente têm um impacto muito significativo por via da substituição ou beneficiação dos elementos de rede permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Destaca-se, também, o contributo do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, nomeadamente no que se refere a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

A alteração do esforço de investimento associado a este vetor, visível pela variação 2016/2017 e anos posteriores, decorre de não ter sido considerado no PDIRD anterior o vetor Acesso a Novos Serviços.

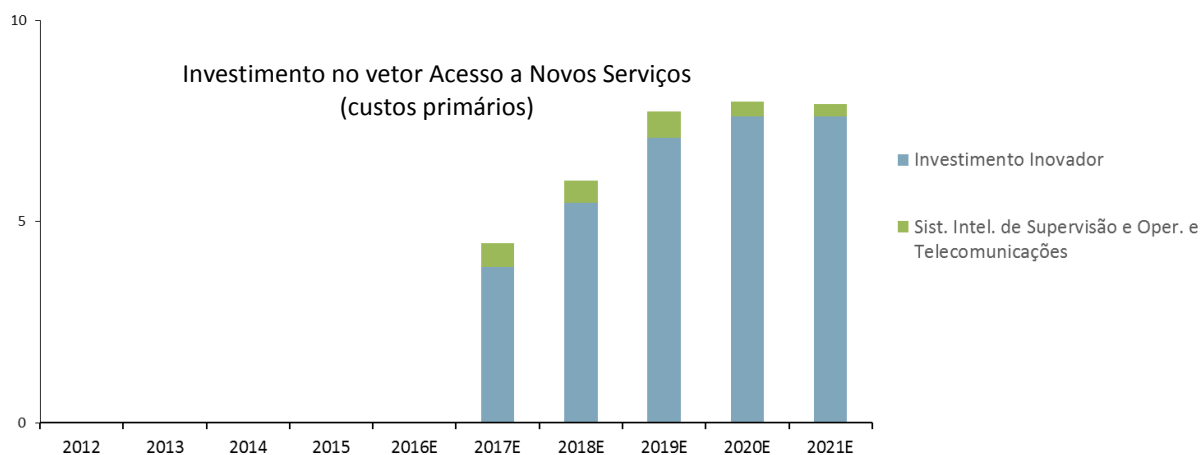
A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento. Assim o risco é baixo.

• ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para as Redes Inteligentes (*smart grids*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, de automação e controlo, que permitem integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, previsto no período 2017-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, 2012-2021 (cenário 2)

Os investimentos na RND com contributo para este vetor estão associados aos programas Investimento Inovador e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

- Componentes avançados: atua ao nível da integração de novos componentes, com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o desempenho e eficiência da rede existente;
- Monitorização e sensorização da rede: visa aumentar a capacidade de monitorização e disponibilizar mais informação atualizada da rede;
- Inteligência e gestão ativa e integrada da rede: permite melhorar a gestão da rede que, atualmente, obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre o estado da rede.

ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS

O presente PDIRD está desenvolvido com base nos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento (Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços) e por isso os benefícios globais do presente Plano resultam da seleção dos projetos e programas que o integram e que satisfazem os objetivos definidos para os 5 vetores referidos.

Os benefícios estimados para o vetor Qualidade de Serviço Técnica resultam, para além dos projetos motivados pela melhoria da qualidade de serviço, de outros que, motivados por outros vetores estratégicos, têm um impacto considerável na melhoria da Qualidade de Serviço.

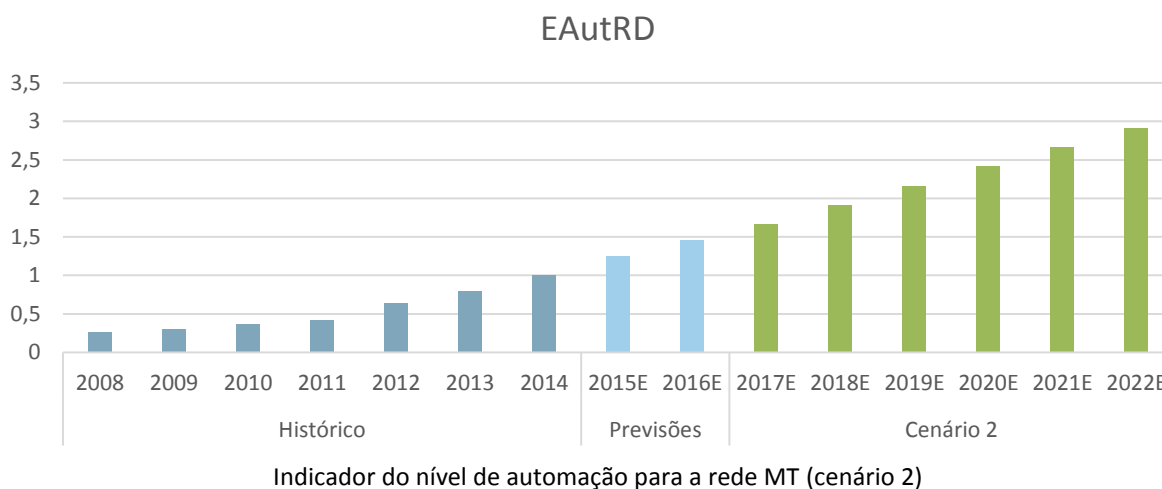
Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento, previstos no cenário proposto (cenário 2), com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2017-2021, ganhos anuais de 5,5GWh de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria).

Verifica-se que o esforço e benefícios resultantes dos investimentos propostos neste Plano asseguram fundamentalmente a não degradação da qualidade de serviço já conseguida (cerca de 5,3GWh anuais no final do período) e marginalmente o incremento da melhoria da qualidade de serviço por via da melhoria das zonas pior servidas (cerca de 200MWh anuais no final do período).

Os benefícios estimados para o vetor Eficiência de Rede resultam de alguns projetos que são muito interessantes em ganhos em perdas, mas também de projetos motivados por outros vetores estratégicos, nomeadamente melhoria da Qualidade de Serviço, que têm um impacto considerável na eficiência da rede. Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto na eficiência da rede representam no fim do período 2017-2021, ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 73,7GWh.

Os investimentos previstos neste Plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura e do aumento da produção de energia distribuída, permitindo manter a tendência de redução do valor das perdas técnicas na RND.

Os investimentos previstos neste Plano para melhoria da Eficiência Operacional da rede asseguram um desempenho mais eficiente da RND. O indicador do nível de automação para a rede MT, referido como “EAutRD” - Elementos de automatização da rede MT da RND, depende do número de elementos instalados na rede que contribuem para uma gestão mais autónoma e telecomandada da rede MT. Temos assim que para o período 2017-2021 e tomando como referência o ano de 2014:



ANÁLISE DE RISCO

Para avaliar o risco associado a este plano de investimentos foi efetuada uma análise que, para além de avaliar os riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais do Plano, avalia ainda o risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Esta análise permitiu concluir que, atendendo aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD é tolerável. O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco que não são controláveis. No entanto, o risco residual associado a este vetor é tolerável.

A análise de risco efetuada pressupõe a aprovação e execução do presente plano de investimento.

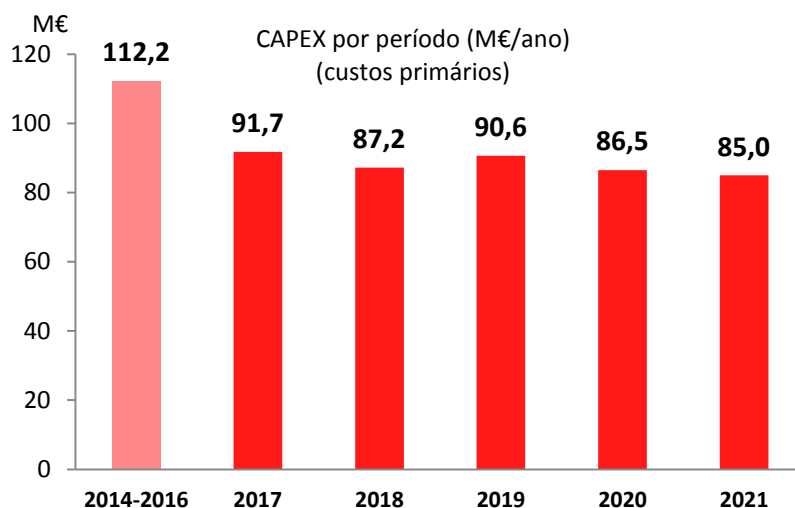
PLANO DE INVESTIMENTO

• INVESTIMENTO ESPECIFICO

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o PDIRD 2017-2021.

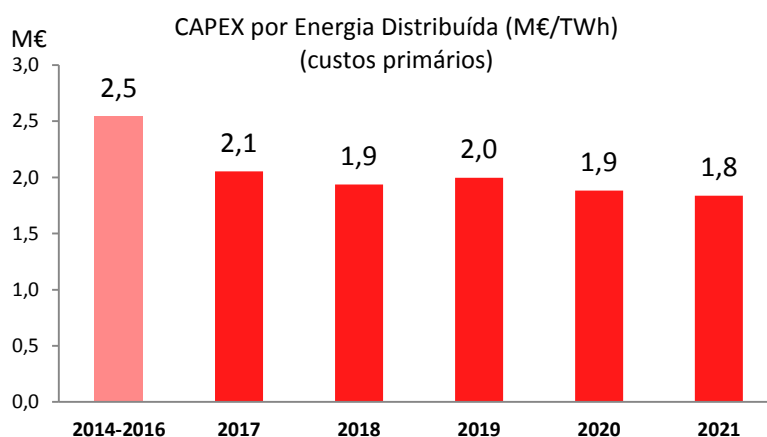
As condições que estiveram na origem da redução de investimento considerada no cenário proposto, relativamente aos três anos anteriores, estão suportadas nas mais recentes previsões para a evolução da atividade económica e a sua projeção para os consumos de energia e uma ligeira melhoria na qualidade de serviço.

A redução de investimento previsto traduz-se na passagem para valores de CAPEX médios anuais de 89,5M€ em 2017-2018 e 87,4M€ em 2019-2021, o que corresponde uma forte redução relativamente ao verificado no período 2014-2016, que foi de 112,2M€.



Evolução do investimento médio na RND no período 2014-2016 e previsão do investimento anual a realizar no período 2017-2021 (cenário 2)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 2,0M€/TWh em 2017-2018 e 1,9M€/TWh em 2019-2021, o que corresponde uma redução relativamente ao verificado no período 2014-2016, que foi de 2,5M€/TWh.



Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2014-2016 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2017-2021 (cenário 2)

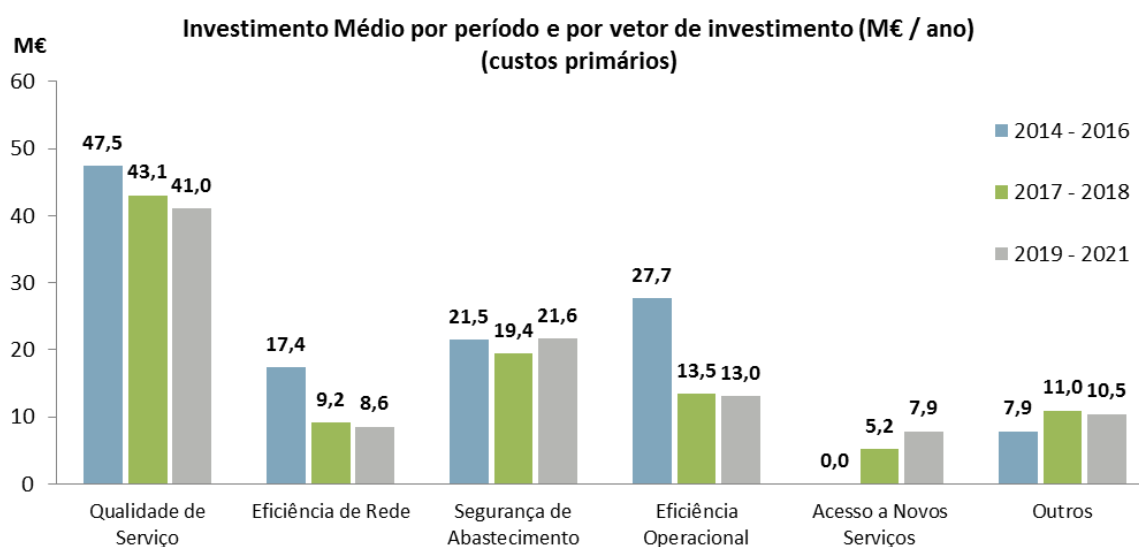
Analisando o investimento previsto por vetor de investimento, pode-se dizer que apesar de se verificar uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2017-2021, relativamente aos três anos anteriores (mantendo-se o nível de investimento em relação ao PDIRD anterior), é possível atingir uma ligeira melhoria da qualidade de serviço global. Tal deve-se à melhoria registada no indicador SAIDI MT nos anos de 2014 e 2015, bem como ao

aumento esperado de resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas, conduzindo a uma menor largura da banda de incerteza.

Por outro lado, o modesto crescimento esperado nos consumos e nas cargas conduziu a uma redução nos vetores Eficiência da Rede e Segurança de Abastecimento, com uma ligeira recuperação deste último vetor no período 2019-2021. Nestes vetores o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência Operacional apresenta uma forte redução do investimento, mantendo-se no entanto os objetivos de melhoria operacional. A forte redução prevista no atual PDIRD, face ao anterior, é justificada pela consideração de um novo vetor, suportado no estudo realizado pelo INESC TEC.

Decorrente da referida alteração surge o novo vetor Acesso a Novos Serviços, com investimento a partir de 2017, com valor crescente ao longo do PDIRD.



Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2)

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Contadores, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente).

Considera-se, assim, que o investimento específico nas redes de distribuição dá uma resposta adequada:

- À segurança de abastecimento;
- À melhoria da qualidade de serviço técnica, por via de intervenções orientadas para a renovação e reabilitação de ativos com índices de risco mais elevado;

- À redução das assimetrias por via de intervenções nas zonas pior servidas, procurando manter o risco de degradação das melhores servidas em níveis toleráveis;
- À melhoria de eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

• **INVESTIMENTO NÃO ESPECIFICO**

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico associado à RND.

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

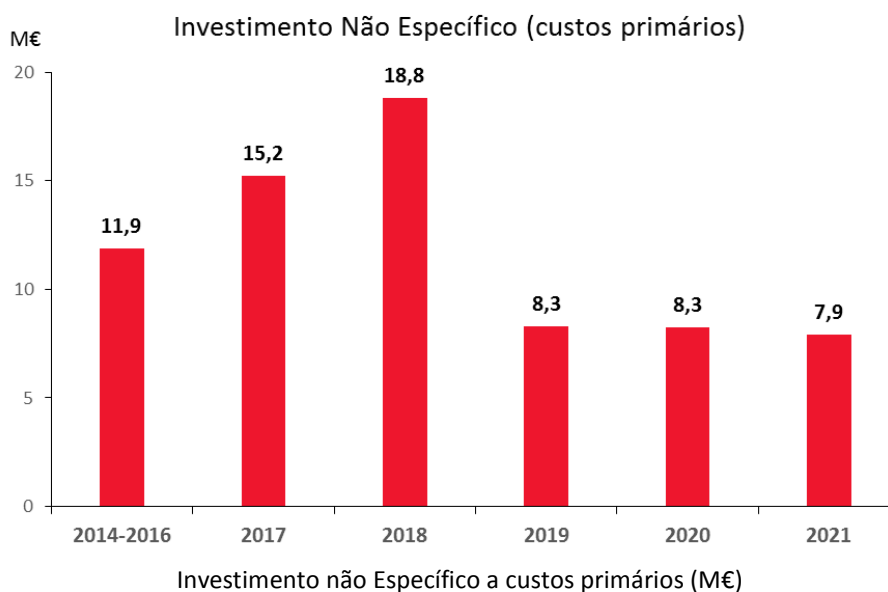
Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigência regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

Resulta do conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico um investimento global, na rede AT e MT, de cerca de 58,5M€. Este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, pelo que o valor apresentado resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão.

A chave de repartição utilizada, e divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (valores globais: AT - 15,05%, MT - 33,91% e BT - 51,04%).

Assim, os valores considerados para a rede de AT e MT, contemplados no PDIRD 2017-2021, distribuem-se anualmente da seguinte forma:



Os valores médios anuais considerados no período anterior (2014-2016) correspondem a 11,9M€, estimando-se uma redução de valores médios anuais para cerca de 11,7M€ no presente PDIRD 2017-2021.

O aumento de investimento não específico, com evidência nos anos de 2017 e 2018, deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os supra referidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se o regresso a um nível de investimento com valores muito menores.

• ENCARGOS

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa aos encargos diretos, transversais e financeiros associados ao investimento na RND.

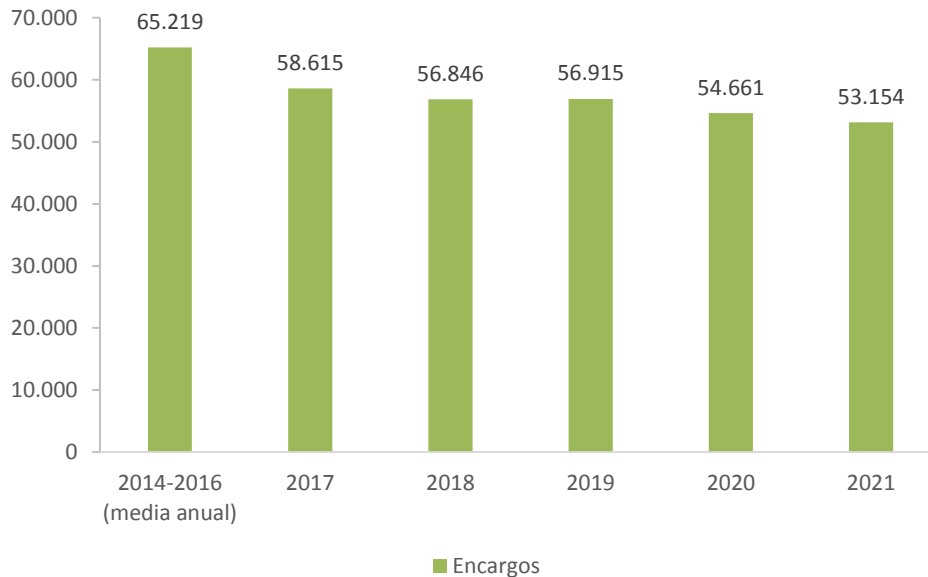
De acordo com o *Despacho n.º 14430/2010 publicado no Diário da República*, os Encargos de Estrutura e Gestão são “custos relacionados com as estruturas de suporte e com as estruturas de gestão das obras, que por não terem qualquer dependência relevante com a sua natureza, afetam todas as obras da mesma forma. Os encargos de gestão constituem um sobrecusto aos custos diretos da obra”.

Na EDP Distribuição, os Encargos de Investimento Capitalizáveis assumem três naturezas:

- I. Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;

- II. Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- III. Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Estão considerados no PDIRD 2017-2021 os seguintes encargos:



Encargos Diretos, Transversais e Financeiros (mil €)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2014-2016) correspondem a 65,2M€, estimando-se para o final do período do PDIRD uma redução superior a 10M€, face ao período anterior (2014-2016).

• INVESTIMENTO TOTAL

Considerando os custos primários, os encargos diretos, os encargos transversais e os encargos financeiros, resulta o investimento a custos totais. Para o PDIRD 2017-2021, integrando as redes de AT e de MT, apresentam-se na seguinte tabela os valores totais, para o cenário 2:

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2017-21					Total
	2014-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento Custos Primários	133,9	118,2	118,6	112,8	110,0	109,6	569,2
Investimento Específico	122,0	103,0	99,8	104,5	101,7	101,6	510,6
Investimento Não Específico	11,9	15,2	18,8	8,3	8,3	7,9	58,5
Encargos Diretos	52,2	47,1	46,2	46,9	45,1	43,9	229,2
Investimento Específico	52,2	47,1	46,2	46,9	45,1	43,9	229,2
Investimento Não Específico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Encargos Transversal	6,5	5,8	5,7	5,8	5,6	5,4	28,3
Investimento Específico	6,5	5,8	5,7	5,8	5,6	5,4	28,3
Investimento Não Específico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Encargos Financeiros	6,6	5,7	4,9	4,2	4,0	3,8	22,6
Investimento Específico	6,4	5,4	4,8	4,1	3,9	3,7	21,9
Investimento Não Específico	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,7
Investimento Custos Totais	199,1	176,8	175,5	169,7	164,7	162,7	849,4
Investimento Específico	187,0	161,4	156,5	161,3	156,3	154,7	790,1
Investimento Não Específico	12,1	15,5	19,0	8,4	8,4	8,0	59,3

Investimento Total a custos totais (M€) - cenário 2

IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o PDIRD.

Foram efetuadas análises de sensibilidade às variações de cenários de investimento e consumos, verificando-se que para o cenário de investimento proposto (cenário 2) e para o cenário de evolução da procura considerado (cenário central) no PDIRD 2017-2021, o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2021, é idêntico ao ano de referência de 2016 (9,05€/MWh).

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, sem que daí resulte um agravamento da tarifa.

PDIRD 2017-2021

Página em branco

ÍNDICE

PDIRD 2017-2021	1
1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVO DO PDIRD	15
1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO	15
1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO	17
1.2.1 Âmbito	17
1.2.2 Conteúdo	19
1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA.....	20
1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES.....	21
2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	29
2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS	29
2.1.1 Exigências regulamentares.....	29
2.1.2 Restrições técnicas	29
2.1.3 Avaliação técnico-económica.....	31
2.1.3.1 Introdução	31
2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas	32
2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)	33
2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS	34
2.3 ANÁLISE DE RISCO	35
2.3.1 Análise de Risco de Projetos de Investimento	35
2.3.2 Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede	36
3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2016.....	37
3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS	37
3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2016.....	38
3.2.1 Utilização da Rede AT.....	39
3.2.2 Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT.....	40
3.2.3 Caracterização das Saídas MT	40
3.2.4 Potências de Curto-Circuito	41

3.3	VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO	41
3.3.1	Ligação de Clientes	41
3.3.2	Reserva N-1	42
3.3.3	Variações de Tensão.....	42
4.	ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND	47
4.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO	47
4.1.1	Vetores de Investimento	48
4.1.2	Segurança de Abastecimento.....	50
4.1.3	Qualidade de Serviço Técnica	54
4.1.3.1	Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST	55
4.1.3.2	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND.....	57
4.1.4	Eficiência da Rede	72
4.1.5	Eficiência Operacional	75
4.1.6	Acesso a Novos Serviços.....	78
4.1.7	Programas de Investimento	79
4.2	REDE INTELIGENTE	82
4.3	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	85
5.	EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS	87
5.1	PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP)	87
5.2	COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN	87
5.3	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS.....	90
5.4	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS.....	92
5.5	PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS	94
5.5.1	Cenário de Evolução dos Consumos	94
5.5.2	Cenário de Evolução das Pontas	95
5.5.3	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição	95
5.5.4	Focos de Desenvolvimento de Cargas.....	96
6.	PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA	97
6.1	PONTOS DE ENTREGA DA RNT	97

6.2	LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇA.....	98
6.3	PRODUÇÃO EMBEBIDA.....	99
7.	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2017-2021	103
7.1	INTRODUÇÃO.....	103
7.1.1	Ligação à RNT	104
7.1.2	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Electroprodutores.....	104
7.1.3	Reforço Interno da RND	104
7.1.4	Manutenção e Melhoria da Qualidade de Serviço	105
7.1.5	Renovação e Reabilitação de Ativos	105
7.1.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	107
7.2	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS	108
7.2.1	7.2.1 ZONA 1.....	108
7.2.1.1	Ligação à RNT	108
7.2.1.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores.....	109
7.2.1.3	Reforço interno da RND	110
7.2.1.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	112
7.2.1.5	Renovação e reabilitação de ativos.....	113
7.2.1.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	118
7.2.2	ZONA 2.....	120
7.2.2.1	Ligação à RNT	120
7.2.2.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores.....	120
7.2.2.3	Reforço interno da RND	120
7.2.2.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	122
7.2.2.5	Renovação e reabilitação de ativos.....	123
7.2.2.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	126
7.2.3	ZONA 3.....	127
7.2.3.1	Ligação à RNT	127
7.2.3.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores.....	128
7.2.3.3	Reforço interno da RND	128

7.2.3.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	130
7.2.3.5	Renovação e reabilitação de ativos.....	132
7.2.3.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	136
7.3	OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND	139
7.3.1	Reserva de Transformadores AT/MT	139
7.3.2	Unidades Móveis de Reserva	140
7.3.3	Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua	141
7.3.4	Projeto de Telecomunicações	141
7.3.5	Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND	145
7.3.6	Renovação Tecnológica de <i>hardware</i> da plataforma de visualização e operação remota da RND.....	146
7.3.7	Projeto Localização de Defeitos	146
7.3.8	Investimento Inovador	147
7.3.9	Integração Paisagística de Redes Aéreas	149
7.4	IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS	149
7.4.1	Impacto na Qualidade de Serviço	149
7.4.2	Impacto na eficiência da rede	151
7.5	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	152
7.6	LISTA ORDENADA DE INVESTIMENTOS E PROGRAMAÇÃO ANUAL.....	154
7.7	TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS	155
8.	CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2016 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO..	157
8.1	SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2018 E 31.12.2021	157
8.1.1	Utilização da Rede AT.....	159
8.1.2	Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT.....	160
8.1.3	Caracterização da Rede MT.....	161
8.1.4	Potências de Curto-Circuito	161
8.2	VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO	162
8.2.1	Ligação de Clientes	162
8.2.2	Reserva N-1	162
8.2.3	Variações de Tensão.....	162

9. QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE	165
9.1 INTRODUÇÃO	165
9.2 OBJETO DE AVALIAÇÃO	165
9.3 OBJETIVOS E METODOLOGIA	167
9.4 FATORES CRITICOS PARA A DECISÃO E CRITÉROS DE AVALIAÇÃO	168
9.5 MEDIDAS, AÇÕES E DIRETRIZES DE MONITORIZAÇÃO DOS FCD	170
9.5.1 Energia.....	170
9.5.2 Alterações Climáticas	170
9.5.3 Riscos Naturais e Tecnológicos	171
9.5.4 Fauna, Flora e Biodiversidade	171
9.5.5 Ordenamento do Território	172
9.6 METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DAS MEDIDAS E AÇÕES	172
9.7 AÇÕES RELEVANTES DE PREVENÇÃO DO RISCO AMBIENTAL.....	173
9.7.1 Avaliação Ambiental dos Projetos de Investimento	173
9.7.2 Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas	175
9.8 PROMOÇÃO AMBIENTAL	176
9.9 CONCLUSÃO	176
10. ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD 2017-2021	179
10.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD.....	179
10.1.1 Segurança de Abastecimento.....	180
10.1.2 Qualidade de Serviço Técnica	182
10.1.3 Eficiência da Rede	184
10.1.4 Eficiência Operacional	186
10.1.5 Acesso a Novos Serviços.....	188
10.1.6 Conclusão	188
10.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJECTOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO.....	190
10.2.1 Análise de Risco de Projetos de Investimento	190
10.2.2 Análise de Risco de Conjuntos de Projetos de Investimento.....	190
11. PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2017-2021	193

11.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO	193
11.1.1	Investimento Obrigatório	195
11.1.2	Investimento de Iniciativa da Empresa	197
11.1.2.1	Descrição dos Programas de Investimento	198
11.1.2.2	Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa	205
11.1.3	Investimento em Rede Inteligente	208
11.2	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO	209
11.3	PLANO DE INVESTIMENTO 2017-2021	210
11.4	AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA TARIFA	216
11.4.1	Proveito Permitido AT/MT	217
11.4.2	Proveitos Unitários da Atividade AT/MT da Componente DEE	220

ANEXOS

Anexo 1 – Rede de distribuição AT

Anexo 1.A – Rede de distribuição AT 31.12.2016 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.B – Rede de distribuição AT 31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.C – Rede de distribuição AT 31.12.2021 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2 – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.

Anexo 2.A – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2016 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.B – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.C – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2021 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo 3.A – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2016 (Previsão)

Anexo 3.B – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 3.C – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2021 (Previsão)

Anexo 4 – Caracterização da rede AT

Anexo 4.A – Caracterização da rede AT 31.12.2016 (Previsão)

Anexo 4.B – Caracterização da rede AT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 4.C – Caracterização da rede AT 31.12.2021 (Previsão)

Anexo 5 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

Anexo 5.A – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2016 (Previsão)

Anexo 5.B – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2018 (Previsão)

Anexo 5.C – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2021 (Previsão)

Anexo 6 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Anexo 6.A – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento
MT 31.12.2016 (Previsão)

Anexo 6.B – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento
MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 6.C – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento
MT 31.12.2021 (Previsão)

Anexo 7 – Fichas de caracterização dos principais investimentos

Anexo 8 – Estudos de fundamentação – Sumários Executivos

- Anexo 8.A – Fundamentação dos Valores de Investimento Necessários para a Renovação e Reabilitação de Ativos nas Redes de MT e AT para o PDIRD 2017-2021
- Anexo 8.B – Metodologia para identificação e priorização de projetos de Renovação e Reabilitação de Ativos
- Anexo 8.C – Modelos de avaliação do impacto do investimento na Qualidade de Serviço, Perdas e Eficiência Operacional
- Anexo 8.D – Estudo do comportamento de sistemas de proteções em cenários de elevada produção dispersa (trânsitos bidirecionais)
- Anexo 8.E – Estudos de Fiabilidade das Redes AT-MT
- Anexo 8.F – Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas
- Anexo 8.G – Avaliação do impacto da produção distribuída na rede de distribuição
- Anexo 8.H – Unidades Móveis de Reserva
- Anexo 8.I – Análise Estatística do Comportamento Nacional e Regional da Produção em Regime Especial
- Anexo 8.J – Investimento não Específico
- Anexo 8.K – Encargos Diretos, Transversais e Financeiros

Anexo 9 – Previsão da Procura de Eletricidade a Satisfazer pela EDP Distribuição 2015-2021

Anexo 10 – Lista Ordenada de Investimentos e Programação Anual

- Anexo 10.A – Lista Ordenada de Investimentos e Programação Anual – Cenário 1
- Anexo 10.B – Lista Ordenada de Investimentos e Programação Anual – Cenário 2
- Anexo 10.C – Lista Ordenada de Investimentos e Programação Anual – Cenário 3

Anexo 11 – Tabela Resumo dos Investimentos

- Anexo 11.A – Tabela Resumo dos Investimentos – Cenário 1
- Anexo 11.B – Tabela Resumo dos Investimentos – Cenário 2
- Anexo 11.C – Tabela Resumo dos Investimentos – Cenário 3

Anexo 12 – Aplicação do Regime de Avaliação dos Efeitos de Planos e Projetos no Ambiente - Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho

Anexo 13 – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD, face ao PDIRD 2015-2019 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2015-2019

Anexo 14 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização e o grau de urgência face às necessidades da RND para garantir o cumprimento dos objetivos a que o PDIRD 2017-2021 se propõe

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1	30
Tabela 3.1: Situação Prevista das Redes de Distribuição em 31.12.2016.....	38
Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2016.....	39
Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2016.....	40
Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2016.....	40
Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2014-2015.....	44
Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento	49
Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2011 a 2015	55
Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2015.	57
Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento...	82
Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€)	84
Tabela 4.6: Investimento em rede inteligente (M€) - cenário 2	84
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA.....	89
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais.....	94
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)	94
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)	94
Tabela 7.1: Transformadores de potência a adquirir e a beneficiar.....	139
Tabela 7.2: Unidades Móveis de Reserva AT e MT	140
Tabela 7.3: Investimento previsto no projeto de Telecomunicações.....	145
Tabela 7.4: Redução de END proporcionada pelos principais investimentos (GWh)	150
Tabela 7.5: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço	150
Tabela 7.6: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)	151

Tabela 7.7: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh)	152
Tabela 7.8: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€)	154
Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2018 e 31.12.2021	157
Tabela 8.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018	159
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2021	159
Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT em 31.12.2018	160
Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT em 31.12.2021	160
Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica	161
Tabela 9.1: Quadro de Avaliação dos FCD: FCD, Critérios de Avaliação e Indicadores	168
Tabela 9.2: Resultados da Avaliação Ambiental dos Projetos	174
Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento	189
Tabela 11.1: Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2017-2021.....	197
Tabela 11.2: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no cenário de investimento intermédio (cenário 2)	205
Tabela 11.3: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no menor cenário de investimento (cenário 1)	206
Tabela 11.4: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no maior cenário de investimento (cenário 3)	206
Tabela 11.5: Investimento em rede inteligente (M€) - cenários 1 e 2.....	209
Tabela 11.6: Investimento em rede inteligente (M€) - cenário 3	209
Tabela 11.7: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2017-2021 (cenário 2)	211
Tabela 11.8: Investimento Total a custos totais (M€) - cenário 2	215
Tabela 11.9: Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) - cenário 2	216
Tabela 11.10: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)	222

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2012-2021 (cenário 2).....	54
Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2011-2015	56
Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2011-2015	56
Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 1)	59
Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 2)	60
Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 3)	61
Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 2).....	71
Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 1).....	71
Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 3).....	72
Figura 4.10: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2012-2021 (cenário 2).....	74
Figura 4.11: Impacto dos cenários de investimento nas Perdas Técnicas da RND.....	75
Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2)	77
Figura 4.13: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021.....	79
Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP)	87
Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)	88
Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP e RMSA	89
Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2012-2015.....	90
Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2015	91
Figura 5.6. Distribuição de consumos por setor, ano 2015	91
Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2015	92
Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2012-2015	93
Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2012- 2015.....	93

Figura 5.10: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2012-2015.....	95
Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND.....	100
Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida	101
Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)	103
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2017-2021	158
Figura 9.1: FCD - Questões estratégicas e Vetores de investimento	166
Figura 9.2: Metodologia seguida na avaliação ambiental estratégica no PDIRD	167
Figura 9.3: Plano de Ação PPRRR	173

1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVO DO PDIRD

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD).

1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, de que se destaca:

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), atualizado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que visa assegurar a completa transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, bem como compatibilizar a legislação com os compromissos no Memorando de Entendimento, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia e com os objetivos definidos pelo Governo, nomeadamente na Grandes Opções do Plano para 2012-2015, aprovadas pela Lei n.º 64-A/2011, de 30 de dezembro.

Releva deste diploma o reforço das regras de planeamento das redes de distribuição em consonância com os objetivos de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, tendo também em conta os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, igualmente, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Assim, o artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever da entidade concessionária da RND assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações.

O artigo 41.º estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD), tendo por base a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados. O PDIRD deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte. O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade. Acresce ainda que a aprovação do PDIRD é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora e do operador da RNT e submissão a consulta pública.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, desenvolve os princípios constantes do aludido Decreto-Lei n.º 29/2006, e que na atual redação completou a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE (cfr. n.º 1 do artigo 1.º do citado Decreto-Lei n.º 215-B/2012).

Quando da revisão deste diploma foram introduzidas alterações substanciais no procedimento de elaboração do PDIRD, sendo a que agora se apresenta a segunda proposta de PDIRD elaborada ao abrigo das novas disposições.

Refere o artigo 40.º que o PDIRD é um instrumento de planeamento da RND, a elaborar nos anos pares. No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, nomeadamente, os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente, a caracterização da RND, os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares, as solicitações de reforço de capacidade de entrega às redes de Baixa Tensão (BT) e as licenças de produção atribuídas, bem como ponderar outros pedidos de ligação à rede, nomeadamente de centros electroprodutores.

No artigo 40.º-A é definido o procedimento detalhado de elaboração do PDIRD, determinando, designadamente, que o operador da RND deve apresentar a proposta do PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

O anexo IV define as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão, referindo, na sua base XVII, que constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

- Portaria 596/2010, de 30 de junho, que aprovou, constituindo o anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas.

No seu capítulo 11, define os critérios de planeamento e desenvolvimento da RND, referindo que o objetivo do planeamento é garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Estipula os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações do Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, que estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para o ordenamento jurídico nacional as Diretivas 2001/42/CE, de 27 de junho, e 2003/35/CE, de 26 de maio, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho.

Foi ponderada a possibilidade de aplicação deste diploma legal ao PDIRD, tendo-se concluído pela inaplicabilidade do mesmo, por se entender:

- a) Não é passível de integrar a definição de Plano e Programa para efeitos do diploma, nos termos da subalínea ii) da alínea a) do artigo 2.º, por revestir essencialmente natureza financeira e orçamental;

- b) Não se encontra no âmbito de aplicação referido no artigo 3.º por:
- I. O PDIRD não contempla infraestruturas sujeitas a avaliação de impacto ambiental, não se enquadrando nos anexos I e II do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro¹;
 - II. O PDIRD não contém um grau de detalhe que permita determinar se os projetos que daqui decorrerão devam ser sujeitos a avaliação de incidências ambientais, sendo certo que todos os projetos serão executados de acordo com as condicionantes legais, nomeadamente de cariz ambiental, que forem aplicáveis, as quais serão necessariamente verificadas em sede de licenciamento das concretas infraestruturas a construir ou remodelar;
 - III. O PDIRD não se encontra classificado pelo Governo como suscetível de ter efeitos significativos no ambiente.

Desta forma a EDP Distribuição Energia, S.A., enquanto titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) no território de Portugal Continental, procedeu à elaboração da presente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição para o período 2017-2021.

1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO

1.2.1 ÂMBITO

Este Plano contém a previsão dos principais investimentos na RND no período 2017 a 2021.

O PDIRD 2017-2021 foi preparado observando as orientações de política energética contidas nos pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) mais recente (RMSA-E 2014) com horizonte 2015-2030, bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais. Entre os que apresentam uma maior relevância nas opções de investimento tomadas destacam-se:

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010, de 26 de novembro, que reiterou a necessidade da elaboração do Programa Nacional para as Alterações Climáticas para o período 2013-2020 (PNAC 2020), com a perspetiva de consolidar e reforçar as políticas, medidas e instrumentos de carácter setorial previstos no PNAC 2006 e Novas Metas 2007.

¹ Estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA) e revogou o Decreto-Lei n.º 69/200, de 3 de Maio.

O anexo II do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, identifica como estando sujeitas a AIA as instalações de transporte de energia elétrica por cabos aéreos de tensão igual ou superior a 110kV e comprimento superior a 10 km, e as subestações de tensão igual ou superior a 110kV.

Por razões históricas, a EDP Distribuição opera linhas de 132kV, com uma extensão total de cerca de 55 km, e tem ao seu serviço três subestações com esse nível de tensão, mas não está prevista a expansão da rede de 132kV, pelo que não é contemplada no PDIRD qualquer intervenção naquele nível de tensão.

O Despacho n.º 2441/2014, de 14 de fevereiro, criou um grupo de trabalho do PNAC 2020 para acompanhamento da sua elaboração atendendo ao seu caráter intersectorial.

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprovou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).
- Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, e pelo Decreto-lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril – Transpõe parcialmente a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da microprodução.
- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da miniprodução.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que estabeleceu o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que, nomeadamente, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, criando obrigações para os operadores de rede de distribuição.
- Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho – Regula a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procede ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade elétrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos elétricos.
- Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro – Promove uma zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, localizada ao largo do concelho da Marinha Grande. Refere, no artigo 7.º, alínea 1), que “a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW.”
- Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de

aproveitamento de energia das ondas, identificada no Decreto -Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A.

Considera-se, ainda, o impacto das medidas do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC).

A execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e de acordo com o desenvolvimento destas medidas.

Assim, a eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a medidas relacionadas com a política energética – e designadamente com a realização de infraestruturas para interligar produção renovável – poderá conduzir a reajustes futuros na composição e programação dos projetos agora previstos para os anos 2017-2021.

1.2.2 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD 2017-2021, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 define os princípios e os critérios de planeamento que servirão de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na rede nacional de distribuição.

O capítulo 3 caracteriza a rede a 31.12.2016, tendo em conta a situação verificada a 31.12.2015 e os projetos concluídos ou a concluir até 31.12.2016, bem como a evolução prevista das cargas. É evidenciada a satisfação dos padrões de segurança e são identificados constrangimentos na rede.

O capítulo 4 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os vetores de investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico. Refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período do Plano. Além disso, é abordado o conceito de rede inteligente na perspetiva da EDP Distribuição.

O capítulo 5 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2017-2021, considerada na elaboração do presente Plano.

O capítulo 6 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do Plano e indica as infraestruturas que o operador da RND estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND, refere as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

No capítulo 7 procede-se à caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período 2017-2021.

O capítulo 8 caracteriza a rede prevista, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2018 e 2021, após a conclusão do período de vigência do PDIRD 2017-2021. Evidencia ainda a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

No capítulo 9 é abordado o tema da avaliação de incidência ambiental.

No capítulo 10 é feita uma análise ao risco de não se cumprirem os objetivos globais do Plano, bem como ao risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento definidos.

O capítulo 11 apresenta o plano de investimento para o período 2017-2021, descrevendo a divisão entre investimento específico e não específico. Para o investimento específico são indicadas as verbas atribuídas por natureza de obra, por nível de tensão e por programa de investimento, e para o investimento não específico são apresentadas as diferentes rúbricas que o constituem. Por fim, é apresentada uma avaliação do impacto do Plano na tarifa.

Os valores de investimento, apresentados neste Plano, são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 11.3, são incorporados os valores relativos aos encargos diretos, transversais e financeiros e apresentados os custos totais resultantes.

No seguimento da apreciação da DGEG à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o período 2017-2021 (PDIRD 2016), entregue em abril, e nos termos do disposto no n.º 3 do art.º 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, foi elaborada a proposta reformulada do PDIRD 2016 que agora se apresenta, contemplando todos os elementos adicionais, esclarecimentos e correções solicitados.

1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

O Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua mais recente redação, no n.º 2 do seu art.º 40.º, estabelece que o operador da RND deverá observar, no processo de elaboração do PDIRD, as orientações de política energética.

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030, de abril de 2014, conforme redação pela DGEG, estão baseados em dados reais de procura e oferta até ao ano 2013, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Para este PDIRD ajustaram-se as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

A RND possui capacidade de receção da PRE que se considera suficiente até final do período deste PDIRD, não se perspetivando como necessário considerar investimentos para criação de capacidade adicional.

O PDIRD está preparado para o impacto na RND da produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão e da mobilidade elétrica. Este impacto não foi considerado significativo, nomeadamente nos anos iniciais do Plano. Serão acompanhadas as perspetivas de evolução previstas e, na próxima revisão, poderão ser efetuados ajustes.

Assim, o PDIRD 2017-2021 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado e revisto de 2 em 2 anos, conforme previsto.

1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas (cf. Regulamento Tarifário, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, Regulamento da Qualidade de Serviço e Regulamento da Rede de Distribuição):

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- b) AO – Área Operacional;
- c) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- d) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- e) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- f) CAE – Contrato de aquisição de energia;
- g) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- h) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- i) DRC – Direção de Rede e Clientes;
- j) DTC – *Distribution Transformer Controller*;
- k) EAuTRD- Elementos de Automatização da rede MT da RND
- l) EB – EDP Box;
- m) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- n) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);
- o) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- p) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- q) ONGA – Organização Não Governamental Ambiental;
- r) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- s) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- t) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- u) PDIRD – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT, a elaborar de 2 em 2 anos, para um período de 5 anos;
- v) PdE – Ponto de Entrega
- w) PDR – Plano de Desenvolvimento das Redes de Distribuição, incluindo a RND e as redes BT da EDP Distribuição;

- x) PRE – Produtor em Regime Especial;
- y) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- z) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- aa) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- bb) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as RDBT);
- cc) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- dd) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão;
- ee) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- ff) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- gg) RRC – Regulamento de Relações Comerciais;
- hh) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- ii) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- jj) RT – Regulamento Tarifário;
- kk) RTS – Rede de Telecomunicações de Segurança (rede de telecomunicações utilizada na transmissão de fonia, dados, telemidas, telecomandos, etc., para efeito de exploração da rede de distribuição);
- ll) SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- mm) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei n.º 78/2011 de 20 de junho no território nacional);
- nn) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- oo) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- pp) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- qq) ZPE – Zona de Proteção Especial.

Para efeitos do presente documento, observaram-se as seguintes definições de conceitos (cf. Regulamento Tarifário, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, Regulamento da Qualidade de Serviço, Regulamento da Rede de Distribuição e glossário disponível no sítio da ERSE, <http://www.erse.pt>):

- a) Agente de exploração – profissional qualificado para operar as instalações da rede de distribuição;

- b) Agente de mercado – entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, cogrador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogrador, estes dois últimos se adquirirem energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;
- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir -se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram -se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundaçã, vento de intensidade excecional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (vandalismo), intervençã de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;
- i) Cava da tensão de alimentaçã – diminuiçã brusca da tensão de alimentaçã para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convençã, uma cava de tensã dura de 10 ms a 1 min;
- j) Centro de Conduçã (CC) – órgã de conduçã da RND e das RDBT encarregue da vigilãncia e conduçã das instalações e equipamentos da rede de distribuçã;
- k) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- l) Cogrador – entidade que produz energia elétrica e energia térmica utilizando o processo de cogeraçã e que pretenda exercer o direito de fornecer energia elétrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-lei n.º 538/99, de 13 de dezembro;
- m) Comercializador – entidade titular de licençã de comercializaçã de energia elétrica, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia

- elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- n) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público universal;
 - o) Comparticipação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um terceiro para estabelecimento de uma ligação à rede. A comparticipação financeira corresponde ao valor orçamentado e cobrado pelo ORD para realização da obra necessária à ligação de um terceiro à rede.
 - p) Comparticipação em Espécie – valor em espécie entregue ao ORD por um terceiro, resultante do estabelecimento de uma ligação à rede. A comparticipação em espécie corresponde aos ativos estabelecidos no âmbito de uma ligação à rede em que a obra é realizada por um terceiro.
 - q) Consumos sazonais – consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
 - r) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
 - s) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
 - t) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
 - u) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
 - v) Distribuição – transmissão de eletricidade em redes de alta, média e baixa tensão, para entrega a consumidores mas sem incluir a comercialização;
 - w) Distribuidor – a entidade titular de uma concessão de distribuição de eletricidade;
 - x) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
 - y) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;

- z) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- aa) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores ligados fisicamente à RND;
- bb) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- cc) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- dd) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- ee) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor ou da entidade concessionária da RNT;
- ff) Fornecimentos a clientes – quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais;
- gg) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- hh) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- ii) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- jj) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
- kk) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- ll) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
- mm) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica,

- incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
- nn) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
 - oo) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
 - pp) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;
 - qq) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
 - rr) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
 - ss) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada U_c , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
 - tt) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
 - uu) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
 - vv) Operador da rede – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais para Portugal continental: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em MT e AT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em BT;
 - ww) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
 - xx) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
 - yy) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;

- zz) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- aaa) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- bbb) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- ccc) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- ddd) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1)
- eee) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente)
- fff) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- ggg) Produção distribuída – a produção de eletricidade em centrais ligadas à rede de distribuição;
- hhh) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- iii) Produtor em regime especial – entidade titular de licença de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica;
- jjj) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;
- kkk) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- lll) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e RDBT;
- mmm) Segurança “N-1” – critério de segurança que permite garantir que um sistema elétrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;
- nnn) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;

- ooo) Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- ppp) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- qqq) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- rrr) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- sss) Tensão de alimentação declarada (U_c) – tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada U_c ;
- ttt) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- uuu) Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações elétricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;
- vvv) Transporte – veiculação de energia elétrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- www) Tremulação (*flicker*) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- xxx) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
- yyy) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%);

2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD 2017-2021 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo. O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

Os princípios básicos de planeamento adotados neste Plano assentam em três vertentes, especificamente:

2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme descrito capítulo 11 do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas;
- Igualmente, o Planeamento das redes de distribuição BT deve ser coordenado com o planeamento da RND.

Devem, ainda, ser observados os padrões de segurança para planeamento, descritos em 2.1.2.

2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Neste âmbito, consideram-se as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição.

Padrões de segurança

Os padrões de segurança para planeamento considerados neste Plano são os seguintes:

- **Capacidade dos equipamentos**

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

- **Ligação de clientes**

É garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

- **Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pelas restantes alimentações AT ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede MT alimentada por subestações adjacentes (ou seja, recorrendo à reserva de rede MT existente).

A alimentação da totalidade dos consumos é igualmente assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bialimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal (as linhas MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes).

- **Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso à instalação de uma subestação móvel de reserva.

- **Limites de sobrecarga admissível em regime N-1**

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1

	Inverno	Verão
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

(valores dos transformadores em relação à potência nominal e valores das linhas e cabos de acordo com as características dos materiais e tipo de instalação)

Condições: Inverno – temp. ar 20°C, vento 0,6 m/s, temp. solo 10°C

Verão – temp. ar 35°C, vento 1,0 m/s temp. solo 20°C

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)

Rede AT – 30 minutos

Rede MT – 30 minutos

Salienta-se que, nos transformadores a aplicação de uma carga superior à nominal ou de uma temperatura ambiente mais elevada do que a considerada na sua conceção, implica um certo grau de risco de envelhecimento acelerado. Os valores adotados em planeamento no caso de socorro em contingência N-1, indicados no quadro anterior, foram convenientemente escolhidos por forma a não ultrapassar os limites entendidos como adequados e considerando uma margem de segurança em termos de operação da rede.

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

É garantido 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.

Nos estudos de desenvolvimento da rede de distribuição a incluir neste Plano foram analisadas as solicitações futuras previstas para o período considerado em termos de evolução da produção e dos consumos e, tendo em conta os objetivos de qualidade de serviço, foram definidos os investimentos necessários para a estruturação e o dimensionamento da rede, de modo a assegurar o seu funcionamento dentro dos limites estabelecidos nos padrões de segurança para planeamento atrás descritos.

2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

2.1.3.1 Introdução

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida no âmbito da atividade da empresa. No caso do Operador da Rede de Distribuição (ORD) a remuneração do seu investimento é definida por ação regulatória. Neste contexto, são avaliados os benefícios dos projetos de investimento para o SEN e para a sociedade.

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactes ambientais e sociais. Estes estudos respondem a problemas identificados na rede, sendo analisadas alternativas de investimento diferentes cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite ao operador da rede de distribuição a seleção da alternativa mais adequada.

Os estudos técnicos de planeamento baseiam-se na simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas. Na EDP Distribuição é utilizado como meio de cálculo o DPlan – Distribution Planning.

A avaliação do mérito económico das alternativas estudadas é efetuada com recurso à aplicação INVESTE – Programa de Análise Económica de Investimentos. Considera preços

constantes e uma taxa de atualização definida. Os indicadores económicos são calculados considerando-se os custos com materiais e mão-de-obra acrescentados de encargos diretos, transversais e financeiros. Isto é, os indicadores económicos dos projetos de investimento são calculados a custos totais.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

As avaliações económicas dos projetos de investimento incluem uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Essa avaliação é realizada para três cenários de evolução da procura (Inferior, Central e Superior), sendo determinado o momento mais adequado de realização dos investimentos em cada um dos cenários. Este é função dos indicadores económicos associados a cada cenário, bem como da utilização da ponta para esses mesmos cenários.

A análise de sensibilidade permite avaliar a robustez da solução em presença de diversos cenários de evolução da procura, aumentando a garantia de cumprimento dos padrões de segurança e do resultado económico esperado dos projetos.

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas

As perdas nos elementos de uma rede podem ser essencialmente constantes, dependendo apenas do facto de o equipamento estar ou não ligado (caso das perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores), ou variar com o quadrado da corrente que percorre o equipamento (caso das perdas por efeito de Joule nos enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas).

O cálculo da energia de perdas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan – Distribution Planning) considerando a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas.

No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação estabelecida por F.H. Buller e C.A. Woodrow² que é uma equação simples binomial que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas.

Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula. A valia unitária de perdas, isto é, o preço a atribuir a cada kWh perdido, é estabelecido para cada um dos níveis de tensão AT, MT e BT, com base no preço médio de venda da tarifa transitória no nível de tensão imediatamente superior, procurando assim refletir o acréscimo de utilização das infraestruturas da rede.

2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)

A Energia Não Distribuída (END) associada à falha de um determinado elemento da rede é devida, por um lado, aos incidentes aleatórios que o poderão afetar (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) e, por outro, pelas interrupções necessárias a trabalhos programados (trabalhos de manutenção, trabalhos de ligação de novas instalações, etc).

Na análise de uma determinada rede no sistema DPlan – Distribution Planning, a END é calculada simulando defeitos sobre todos os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada com base na ponta média máxima das saídas das subestações, normalmente no fim do período de planeamento ou ano alvo. No cálculo é considerado uma taxa de incidentes por km e uma duração típica da interrupção (valores baseados em análises estatísticas).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Através de religações automáticas, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. O cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

Para efeito de cálculo da END, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) são consideradas como interrupções equivalentes com a duração de 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.

² Engenheiros da *General Electric Company* que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo $\beta = X.\alpha + (1-X).\alpha^2$, no artigo intitulado “*Load Factor-Equivalent Hour Values Compared*”, publicado na edição de *Electrical World* de Nova Iorque em 14 de Julho de 1928.

2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi definido com base numa metodologia de previsão desenvolvida com o INESC TEC, suportada num conjunto de regressões lineares que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *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. Este Plano inclui as verbas necessárias à realização deste investimento. A sua realização acompanhará os compromissos estabelecidos com os requisitantes e promotores.

Por sua parte, o designado Investimento de Iniciativa da Empresa foi definido tendo em consideração as exigências de qualidade de serviço técnica impostas pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como os incentivos à sua melhoria e à redução da energia de perdas expressos no Regulamento Tarifário e, ainda, os objetivos inerentes à manutenção e melhoria das condições de alimentação de clientes pré-existentes e preocupações ambientais.

O Investimento de Iniciativa da Empresa incluído no presente Plano reúne as verbas a despender na persecução destes objetivos, encontrando-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos seguintes 5 vetores: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Existem, ainda, projetos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores descritos. Estes projetos podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Dentro do investimento específico de iniciativa da empresa, os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos foram os seguintes:

- projetos em curso no início do período de abrangência do Plano,
- compromissos assumidos com outras entidades,
- satisfação dos padrões de segurança,
- manutenção e melhoria da qualidade de serviço global tendo em conta a redução de assimetrias,
- aumento de eficiência da rede, tendo presente o aumento da eficiência operacional, o cumprimento de obrigações de natureza legal ou regulamentar, bem como as preocupações ambientais.

Considera-se, assim, que os projetos selecionados respondem aos objetivos definidos para os diversos vetores de investimento.

2.3 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD 2017-2021 compreende 5 (cinco) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento (descrito no capítulo 10);
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura (descrito no capítulo 10);
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento (descrito no capítulo 10);
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa a estas duas últimas dimensões.

2.3.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição, foi realizado um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), descrito no PDIRD 2015-2019³.

Foi desenvolvida uma metodologia, baseada nesse estudo, de análise de sensibilidade da rede quanto à segurança de abastecimento para cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência. A metodologia parte do pressuposto de que os projetos, considerados individualmente, apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho. Foram considerados cenários de evolução de consumos para cada concelho, coerentes com os cenários Inferior,

³ João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, “Metodologias de Análise de Risco de Projectos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, Dezembro de 2013.

Central e Superior previstos para os consumos em Portugal Continental. Estes cenários, a nível concelhio, têm uma probabilidade de não excedência de, respetivamente, 46% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 56% para o cenário superior. Considerou-se, ainda, para análise dos projetos a incluir neste Plano, um cenário adicional mais que superior com uma probabilidade de não excedência de 90% dos consumos previstos a nível concelhio.

Esta metodologia é aplicada aos projetos previstos iniciar no período de vigência do PDIRD, suportando a decisão de calendarização dos investimentos, que tem em conta o risco de não assegurar a alimentação das cargas em presença desse cenário de evolução de consumos mais exigente.

Tendo em conta que a revisão de 2 em 2 anos do PDIRD permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

2.3.2 AVALIAÇÃO DO RISCO ASSOCIADO À FALHA DE ELEMENTOS DA REDE

O conceito de risco diferencia-se do conceito de fiabilidade, complementando-o com uma avaliação quantitativa ou qualitativa, facilitando a definição de indicadores e de padrões de ameaça, vulnerabilidade ou incerteza associados a determinados cenários, geralmente com impacto negativo.

A avaliação de risco reconhece não só a probabilidade de eventos de falha, mas também os respetivos graus de severidade das suas consequências.

A avaliação do risco destes eventos analisou duas topologias frequentemente utilizadas nas subestações AT/MT da RND e duas topologias de rede AT, para diferentes situações de disponibilidade de recurso, tratadas de forma independente.

O resultado dessa avaliação permitiu suportar, do ponto de vista do risco de falha dos componentes, os critérios de planeamento no que diz respeito à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço.⁴

⁴ A metodologia foi apresentada no paper Prata, R., Carvalho, P., Ferreira, Luís AFM, Santos, CA, "Failure Risk Associated with Different Substation and HV Network Configurations, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Jun. 2011, Frankfurt.

3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2016

Neste capítulo apresenta-se a previsão da situação da Rede Nacional de Distribuição (RND) anterior ao início deste Plano (correspondente à situação base de estudo), considerando a situação verificada em 31.12.2015 e a realização dos investimentos que se prevê concluir até final de 2016.

3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT.

A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE Lindoso e o PdE REN- Pedralva.

A estrutura da rede AT é genericamente emalhada, sendo a exploração efetuada em malha fechada sempre que possível e conveniente. A maior parte da rede AT é aérea, existindo no entanto uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto.

A configuração típica das subestações AT/MT pressupõe que estas tenham a possibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, sendo dotadas de barramento AT e possuindo dois transformadores de potência. Em zonas de elevada densidade de cargas, e por razões de limitações de espaço, existem subestações sem barramento AT, constituindo como que um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, sendo garantida a reserva N-1 às cargas servidas. Em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas em que a sua configuração de base prevê a possibilidade de expansão futura; esta situação poderá, também, ocorrer em novas subestações nos primeiros anos de funcionamento. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a EDP Distribuição dispõe de unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva.

As subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas, o que flexibiliza a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente.

Geograficamente, estas instalações encontram-se naturalmente mais concentradas nas zonas de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30kV, 15kV e 10kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV.

Existem ainda pequenas redes a 6kV que têm vindo a ser substituídas para níveis de tensão mais elevados.

A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõe de alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção.

3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2016

Apresenta-se, na tabela 3.1., uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2016.

Tabela 3.1: Situação Prevista das Redes de Distribuição em 31.12.2016

Caraterização da Rede em 31.12.2016			
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		390
	Nº TP AT/MT		670
	Potência Instalada [MVA]		17.043
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		52
	Potência Instalada [MVA]		396
Rede AT:	Aérea	[km]	8.684
	Subterrânea	[km]	501
Rede MT:	Aérea	[km]	58.617
	Subterrânea	[km]	14.397

Nota: nas linhas AT não estão incluídas as isoladas para 60kV e a funcionarem em MT; não inclui, também, linhas de PRE de uso exclusivo.

Nos capítulos 3.2.1., 3.2.2 e 3.2.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de evolução de consumos considerados neste Plano. Verifica-se que as diferenças entre os três cenários são desprezáveis, pelo que nos anexos a este Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

No anexo 1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2016.

No anexo 2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

3.2.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

No cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND simularam-se quatro regimes obtendo-se as respetivas intensidades de corrente:

- Ponta de consumos no inverno, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de inverno.
- Ponta de consumos no verão, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de verão.

A utilização das linhas ou cabos AT foi calculada para o máximo valor obtido da relação da intensidade de corrente de cada regime sobre a intensidade admissível, em função da estação do ano.

Na tabela 3.2. indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado.

Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2016

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.001	9.001	9.001	98,0	98,0	98,0
Ut > 70	184	184	184	2,0	2,0	2,0

Embora se continue a verificar um abaixamento dos consumos nos últimos anos, que se reflete na utilização da capacidade das linhas AT, verifica-se que ainda persistem situações pontuais com utilizações acima dos 70%.

Refira-se, ainda, que devido à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro, resultam 4 linhas de AT com utilização da capacidade superior a 90% em todos os cenários de consumo. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

3.2.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

No cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuada a simulação apenas para o regime de ponta de consumo, sem geração renovável e considerada a geração térmica com elevada probabilidade de ser garantida.

Na tabela 3.3. apresenta-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2016

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	361	359	353	92,6	92,1	90,5
70 <Ut ≤90	27	29	35	6,9	7,4	9,0
Ut > 90	2	2	2	0,5	0,8	0,8

A utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 50% para o cenário inferior e central e de 51% para o cenário superior de consumos. Entretanto, verifica-se que existem, ainda, algumas instalações onde a utilização da potência instalada é superior a 70% e a 90%.

As subestações com utilização superior a 90% foram objeto de uma análise mais detalhada no âmbito deste Plano, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

3.2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS SAÍDAS MT

A tabela 3.4. reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2016

Nível Tensão [kV]	N. Saídas média/SE	Compr. médio/saída [km]	Ponta média/saída [MW]		
			Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
30	6,17	41,05	2,28	2,29	2,33
15	8,00	19,13	2,38	2,40	2,42
10	16,60	4,99	1,42	1,44	1,45
6	7,00	1,88	0,50	0,50	0,51

A ponta média por saída de subestação AT/MT está relacionada com o nível de tensão da rede de distribuição, que se efetua maioritariamente nos níveis de 15 e 30kV, excetuando-se a rede de distribuição da Grande Lisboa em que predomina a distribuição no nível de tensão de 10kV.

Destaca-se, ainda, que a EDP Distribuição tem vindo nos últimos anos a instalar um elevado número de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e a motorizar e telecomandar um número significativo de postos de transformação (PT).

Em 31.12.2016 prevê-se que existam na rede MT cerca de 7.500 pontos telecomandados.

3.2.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em alta tensão, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 25kA e 31,5kA, em função das características da rede em que se insere cada instalação, e com duração estipulada de 3 segundos.

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em média tensão em subestações, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 16kA para 10kV e 15kV, e 12,5kA para 30kV, com duração estipulada de 3 segundos.

Refere-se que os valores máximos das potências de curto-circuito nos barramentos MT foram calculados considerando todos os transformadores da subestação em paralelo. No entanto, a exploração normal é com os semibarramentos abertos.

Então, como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da EDP Distribuição nas condições mais desfavoráveis é de 1,5 segundos, e como a exploração normal é com os semibarramentos abertos, os valores indicados para efeitos de dimensionamento são coerentes com estas condições de exploração, inclusivamente nos casos em que a potência de curto-circuito máxima calculada é superior ao valor de referência.

Para o cálculo dos valores mínimos de curto-circuito, considerou-se que a subestação seria alimentada pela linha de maior secção, quando houver mais do que uma, e com o transformador de maior potência em serviço.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

3.3 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista para 31.12.2016, considerando o cenário central de consumos. O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva N-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

3.3.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND, tendo em consideração as cargas naturais respetivas.

Verifica-se que a generalidade das subestações possui potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Estima-se em 2016 que cerca de 94% do universo de subestações AT/MT possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

Para as restantes subestações os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta-se, entretanto, que este facto é atenuado na prática devido à contribuição da produção independente ligada à rede MT nas áreas de influência de diversas subestações já que, conforme anteriormente referido, na determinação daqueles valores se considerou a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

Nas subestações em que ainda assim persiste um valor de capacidade disponível baixo, foram analisadas as condições da rede respetiva tendo em conta, nomeadamente, o crescimento de cargas perspectivado para a zona envolvente, prevendo-se no período de abrangência do presente Plano os investimentos necessários.

3.3.2 RESERVA N-1

Os pressupostos de garantia de reserva N-1, definidos de acordo com os padrões de segurança para planeamento, variam consoante a zona de qualidade de serviço das cargas abrangidas tal como considerado no RQS. Assim, a garantia de reserva N-1 nas zonas A é mais exigente do que nas zonas B e C.

A situação da RND reflete esta diferença, existindo por exemplo uma maior concentração de subestações em zonas A, com menores comprimentos por saída MT e possibilidades de alimentação alternativas, quer na MT quer na AT, e também uma maior densidade de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT.

Foi definida uma estratégia de instalação de novas subestações AT/MT para garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A) de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. A implementação desta estratégia está sujeita a uma avaliação técnico-económica, caso a caso, mais pormenorizada.

3.3.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a EDP Distribuição realiza em subestações AT/MT seguem as recomendações da NP EN 50160 – características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, bem como o preceituado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, sendo que umas têm duração anual e outras são de carácter permanente. As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão

- Valor eficaz da tensão
- Tremulação/*flicker* da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também, por regra, os eventos de tensão, mais concretamente, cavas de tensão e sobretensões.

Monitorização da QEE na EDP Distribuição

No artigo 27.º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações da qualidade da onda de tensão.

No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 8 estão definidos quais os critérios de monitorização aos quais o ORD tem que dar resposta.

Segundo o RQS, a monitorização permanente deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 40 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2014 e registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

Em subestações AT/MT não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

Ainda segundo o RQS, a monitorização da QEE da RND deve incluir a monitorização de, pelo menos, 70 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2014, e registar posteriormente, um crescimento anual mínimo de 7 subestações.

Evolução da Monitorização da QEE na EDP Distribuição

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a EDP Distribuição monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2014-2015.

No biénio 2014-2015, e relativamente a subestações AT/MT, foram monitorizadas as instalações referidas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2014-2015

Ano	Monitorização permanente		Monitorização periódica - anual	
	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT
2015	47	70	30	58
2014	40	59	30	51

Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no *site* da EDP Distribuição.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

As melhorias ultimamente registadas nos parâmetros mais representativos da QEE vão prosseguir e consolidar-se.

Tendo em consideração as disposições do RQS no que se refere a eventos excecionais, no âmbito da QEE, foram excluídos os dados registados durante o evento excecional associado ao incidente de grande impacto “Tempestade Stephanie” dos dias 9 e 10 de fevereiro de 2014 e durante o evento excecional associado ao incidente de grande impacto “Tempestade de vento” do dia 17 de outubro de 2015. Concretamente, foi excluído o respetivo período, para a área geográfica afetada, para efeitos de análise dos eventos de tensão.

Na figura 3.1 apresenta-se a evolução, para o período 2014-2015, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT alvo de monitorização periódica é diferente em cada ano.

Percentagem de semanas em conformidade com a NP EN 50160

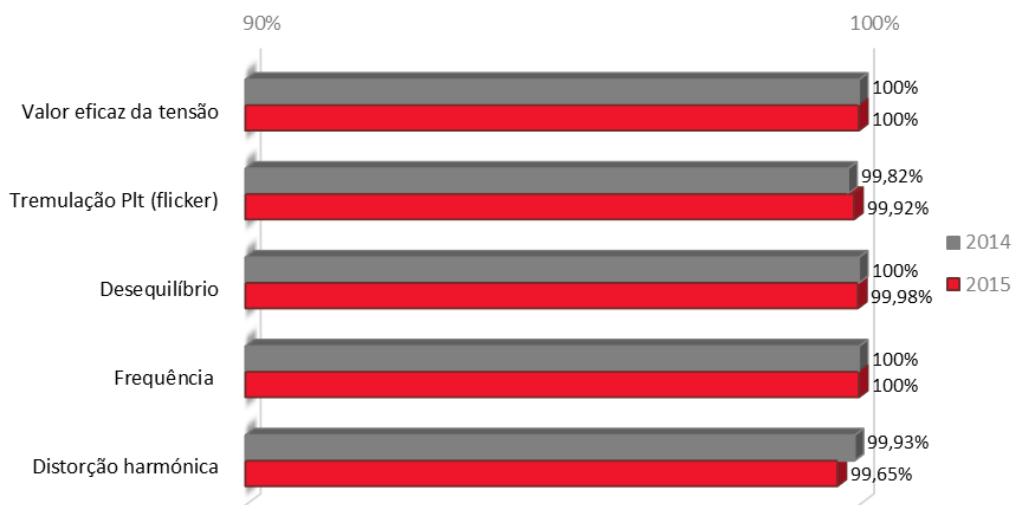


Figura 3.1: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2014-2015

Tendo em consideração os eventos de tensão registados, em cada ano, nos barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica previsto na norma EN 61000-4-30 e agregação temporal de 3 minutos.

Nas tabelas seguintes é apresentado o número médio anual de cavas de tensão e de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tabela 3.6: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2014

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	47,0	6,3	6,7	1,2	0,1
80 > u ≥ 70	14,6	2,2	3,1	0,2	0,0
70 > u ≥ 40	13,2	3,6	3,3	0,6	0,0
40 > u ≥ 5	4,4	2,6	0,8	0,2	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.7: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2015

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	39,3	5,0	4,0	0,5	0,0
80 > u ≥ 70	10,9	1,1	1,8	0,3	0,0
70 > u ≥ 40	10,2	2,5	2,1	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	2,9	1,7	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Refere-se que cerca de 85%, em 2014, e 88%, em 2015, das cavas de tensão registadas tiveram uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Tabela 3.8: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2014

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u \geq 120$	0,1	0,0	0,0
$120 > u > 110$	0,2	0,0	0,0

Tabela 3.9: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2015

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u \geq 120$	0,0	0,0	0,0
$120 > u > 110$	0,1	0,0	0,0

Conforme informado nas tabelas salienta-se o número reduzido de sobretensões registadas nos barramentos MT monitorizados.

Todas as novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, terão capacidade de monitorização permanente da QEE. Assim, considerando que até final de 2016 se prevê a intervenção em 15 subestações AT/MT neste âmbito, estará assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no início deste PDIRD.

As situações não regulamentares identificadas são objeto de análise caso a caso, sendo normalmente resolvidas por ações de configuração da rede e, em determinados casos, pode conduzir à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar.

4. ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

O planeamento das redes de distribuição assegura 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. Assegura 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.

Neste PDIRD define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e os objetivos que se pretendem atingir.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica;
- À redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede.

4.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O investimento específico é referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição.

Este investimento considera todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis, efetuadas para o desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição. Para além dos custos primários, consideram-se os encargos diretos que contribuem diretamente para a realização física das obras, os encargos transversais que não concorrem no imediato para realização física da obra e os encargos financeiros.

No anexo 8.K encontra-se mais detalhada a definição dos vários tipos de encargos associados aos investimentos. Ao longo do presente documento os investimentos específicos são apresentados a custos primários. Nas tabelas finais de investimento (capítulo 11.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD 2017-2021 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

4.1.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Os projetos de investimento, no geral, têm uma avaliação quantitativa dos benefícios que irão gerar e poderão impactar num ou mais vetores de investimento (e.g. o estabelecimento de uma nova subestação AT/MT em zona de elevado crescimento de cargas tem impacto na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço técnica, na eficiência da rede e na eficiência operacional). Como em função da sua motivação os projetos são agrupados por programa de investimento, daí resulta que cada programa possa contribuir para mais do que um vetor de investimento.

Na elaboração do PDIRD 2017-2021 foram considerados 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Contadores, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente).

Para relacionar os vetores com os programas de investimento é utilizada uma matriz de contribuição que define o contributo de cada programa para os diferentes vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa.

A metodologia utilizada no PDIRD 2015-2019 considerava 4 vetores de investimento e percentagens com base no contributo médio histórico dos projetos de cada programa de investimento para cada um dos vetores de investimento.

Verificou-se que o vetor Eficiência Operacional, tal como estava definido, considerava um volume de investimento que não tinha impacto direto e imediato na eficiência operacional, mas contribuía para outro tipo de objetivos, nomeadamente a criação de condições para o desenvolvimento de redes que permitam, num futuro próximo, a disponibilização de outro tipo de serviços para o utilizador da rede.

Decorrendo da recomendação da ERSE emitida no PDIRD anterior, e tendo em conta os aspetos acima referidos, foi desenvolvido um projeto com o INESC TEC de atualização dos vetores estratégicos do PDIRD e respetiva contribuição dos programas de investimento.

Os avanços tecnológicos que têm surgido no setor da energia elétrica têm vindo a influenciar, de forma significativa, a sua utilização e a operação das redes. Estas mudanças criam novos desafios e uma maior exigência ao nível de monitorização da rede, de forma a torná-la mais inteligente, potenciando projetos com um novo âmbito. Tal levou a alterações nos vetores de investimento anteriormente definidos e ao aparecimento de um novo vetor designado por Acesso a Novos Serviços.

Assim, foram revistas as contribuições dos programas de investimento para os vetores estratégicos (anexo 8.C), obtendo-se a relação que se apresenta na tabela seguinte e que foi utilizada neste Plano.

Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores de Investimento de Iniciativa de Empresa					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só contadores)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Aquisição de Terrenos para Subestações	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligação de PT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Para o PDIRD 2017-2021 foram analisados três cenários de investimento (cenários 1, 2 e 3) para os quais foram definidos objetivos distintos no vetor Qualidade de Serviço Técnica. Nos restantes vetores estratégicos os objetivos mantêm-se nos três cenários analisados, verificando-se no entanto algumas pequenas diferenças nos investimentos respetivos resultantes nomeadamente do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica nesses outros vetores.

Nos capítulos 4.1.2 a 4.1.6 são apresentados os objetivos para cada um dos vetores e os níveis de investimento respetivos. Refira-se que, nos vetores Segurança de Abastecimento e Eficiência da Rede, o investimento previsto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede em todos os cenários.

Neste Plano propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento, conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

Entretanto, no presente documento são igualmente descritos os investimentos (projetos/programas) para os outros dois cenários de investimento estudados (cenário 1 e

cenário 3, respetivamente, de menor e maior investimento). Nos anexos 10 e 11 estão identificados os investimentos previstos em cada um dos cenários.

Seguidamente é apresentada a estratégia definida neste Plano para cada um dos vetores de investimento.

No capítulo 4.1.7 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

4.1.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Para garantir este objetivo a RND deverá ter capacidade compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes BT. Garante-se, assim, a ligação de novos clientes e produtores bem como a alimentação dos existentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

A situação de crise económica que se tem vivido nos últimos anos tem originado uma redução generalizada dos consumos bem como do valor da ponta síncrona, o que se reflete nas previsões de crescimento para o período de abrangência deste PDIRD.

Na elaboração deste Plano foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (Inferior, Central e Superior), de acordo com o estudo realizado pela EDP Distribuição e que consta do anexo 9. No capítulo 5 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND.

Para este vetor de investimento tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos, que representa uma taxa de crescimento média anual de 0,9% no período 2017-2021, mantendo-se uma perspetiva de evolução conservadora. Desta forma, para a garantia da segurança de abastecimento no período deste Plano as necessidades de investimento serão pouco exigentes.

Por seu lado, os projetos de investimento considerados individualmente apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

Assim, a adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com uma análise de sensibilidade para os três cenários de consumo, refletidos a nível concelhio (com probabilidade de não excedência de, respetivamente, 46% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 56% para o cenário superior), e tendo em consideração a respetiva área de influência de cada projeto. Complementarmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade

dos projetos quanto à segurança de abastecimento para um cenário de evolução dos consumos mais do que superior, sendo de 90% a probabilidade de não ser excedido (ver capítulo 2.3.1).

Desta análise verificou-se que, independentemente do cenário de procura considerado, a necessidade de execução dos projetos a realizar nos dois primeiros anos (2017 e 2018) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa, para os anos subsequentes (2019-2021) os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência), atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada dois anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Foram avaliadas três alternativas de investimento para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento, tendo em conta o risco de não garantia de potência em regime N e em regime N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD 2017-2021⁵. A estas alternativas correspondem diferentes valores de investimento no programa Desenvolvimento de Rede.

- a) Na alternativa de maior investimento, considerou-se a eliminação de potência não garantida em ambos os regimes (N e N-1), correspondendo a um investimento de 48,6M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.
- b) Na alternativa de menor investimento, prevê-se no final do Plano uma potência não garantida de 11,8MW em regime N e 91,5MW em regime N-1, correspondendo a um investimento de 24,1M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.
- c) Na alternativa intermédia, no final do Plano não se prevê a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 55,9MW, correspondendo a um investimento de 36,1M€ no programa Desenvolvimento de Rede no mesmo período.

No presente Plano optou-se pela alternativa c) dando, assim, resposta aos padrões de segurança para planeamento, uma vez que esta não prevê a ocorrência de potência não garantida em regime N. Por outro lado, assumiu-se algum risco de não garantia de potência em regime N-1. Tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10%, correspondente ao grau de confiança considerado de 90%, o risco associado considera-se negligenciável.

A alternativa c) escolhida foi aplicada a todos os cenários de investimento analisados para o PDIRD 2017-2021 (cenários 1, 2 e 3).

Os níveis reduzidos de crescimento dos consumos considerados para este Plano levaram a que, no âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, apenas estejam previstos os investimentos necessários para garantir os padrões de segurança de planeamento e para

⁵ Valores de potência não garantida não simultânea para a totalidade da RND.

assegurar a não ocorrência de potência não garantida em regime normal de exploração com um elevado grau de confiança.

Deste modo, serão efetuados os reforços na rede necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento (90% da potência instalada em subestações e 70% da capacidade nominal das linhas). No capítulo 3 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados nos anexos 2, 3 e 4.

Estes reforços na rede poderão 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 permitam adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), foi ainda definida uma estratégia de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. Neste Plano será dada continuidade à concretização desta estratégia, prevendo-se a conclusão no período deste PDIRD de mais 1 subestação neste âmbito, para a capital de distrito da Guarda. Restam 3 capitais de distrito - Beja, Bragança e Portalegre - que, tendo em conta a baixa valia económica dos projetos respetivos, não foram incluídos no período 2017-2021 e cuja oportunidade será reavaliada para o próximo PDIRD.

Para este PDIRD 2017-2021 foi também efetuada a análise da rede que alimenta cada capital de distrito para o caso de falha total do barramento MT nas subestações AT/MT. Fez-se, assim, um levantamento das cargas nas capitais de distrito que, embora possam ter garantia N-1, não se conseguiriam alimentar na totalidade nestas condições. No anexo 6 são apresentados os resultados desta análise. Posteriormente serão elaborados os estudos que deverão permitir mitigar estas situações.

Adicionalmente, atendendo ao impacto no fornecimento de energia resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de fornecimento de energia a um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos, previu-se a necessidade de existência de uma reserva global de transformadores. De acordo com o estudo efetuado pela EDP Distribuição neste âmbito foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores de reserva. No presente PDIRD será dada continuidade ao plano previsto no PDIRD anterior de reserva de transformadores AT/MT, a concretizar até 2019, prevendo-se a aquisição de 3 transformadores novos e a beneficiação de um transformador existente. O investimento associado a este subprograma encontra-se caracterizado no capítulo 7.3.1, sendo detalhado na ficha incluída no anexo 7.

No capítulo 8 é efetuada uma análise à utilização da rede prevista após conclusão do Plano 2017-2021. Os níveis de utilização das principais instalações previstos no final do período podem ser consultados nos anexos 2, 3 e 4.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Segurança de Abastecimento.

- **Programa Investimento Obrigatório (excluindo contadores)**

Os investimentos realizados neste âmbito garantem a ligação de novos clientes e produtores através da expansão e reforço da RND, contribuindo assim para a segurança de abastecimento.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa suportam a expansão da rede de AT e MT garantindo a alimentação das cargas e dando resposta a situações de utilizações elevadas que previsivelmente venham a ocorrer no curto ou médio prazo, em conformidade com os padrões de segurança para planeamento. Inclui, ainda, os projetos que apresentam risco de potência não garantida em regime normal de exploração para a rede em estudo, considerando o cenário de evolução de consumos mais do que superior, com reduzida probabilidade de não excedência (grau de confiança de 90%). Contribuem, desta forma, para a segurança de abastecimento.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permite assegurar o bom funcionamento da rede e contribui para a segurança de abastecimento.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura 4.1.

O investimento previsto no PDIRD 2017-2021 para o vetor Segurança de Abastecimento encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se no entanto algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 11.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

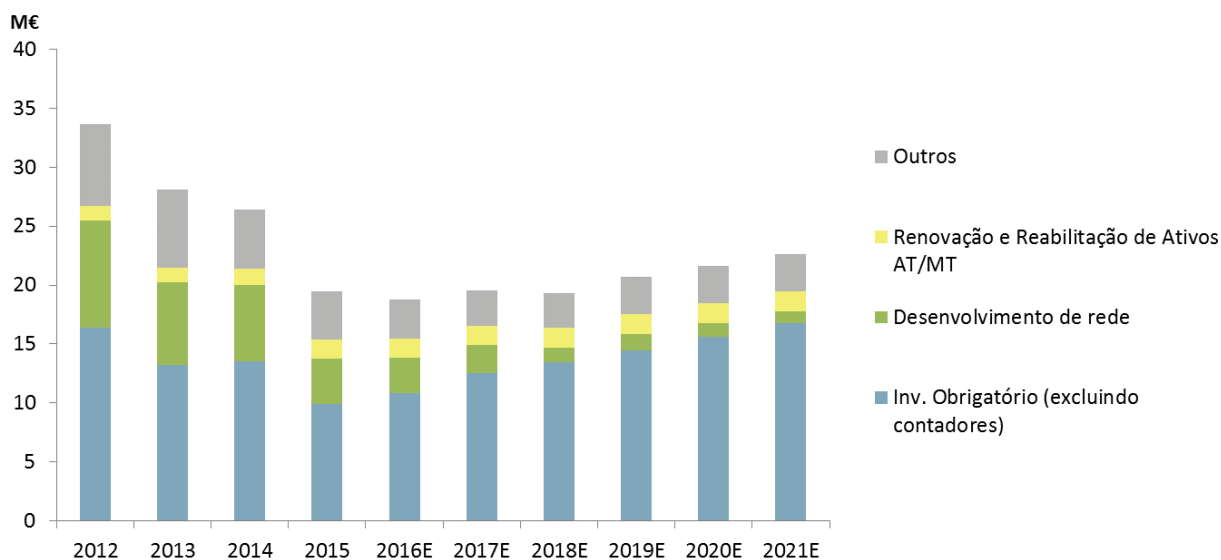


Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2012-2021 (cenário 2)

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a segurança de abastecimento é negligenciável.

4.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, assegura-se a melhoria contínua da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Para tal o investimento é essencialmente dirigido para:

- Manutenção da qualidade de serviço técnica;
- Redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumento da resiliência das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Redução do nº. de interrupções breves;
- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Assim, tem-se como objetivo para os próximos anos continuar a melhorar de forma sustentada os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND, perseguindo o objetivo de vir a atingir a média dos melhores países europeus.

4.1.3.1 Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST

Em seguida efetua-se uma análise ao desempenho da EDP Distribuição, em termos de Qualidade de Serviço Técnica (QST), caracterizada através dos seus indicadores gerais, com base nos valores registados no período 2011 a 2015.

O cálculo dos indicadores atende aos requisitos do atual Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º 455/2013 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 232 de 29 de novembro de 2013), entrado em vigor em 1 de janeiro de 2014.

Assim, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos).

O cálculo dos indicadores considera todas as interrupções que afetem os PdE, independentemente da origem, excluindo aquelas que com origem em instalação do cliente não interrompem outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º.2 e n.º.3 do artigo 20 do RQS.

Os indicadores gerais considerados foram:

- TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT referente a interrupções longas (minutos);
- SAIDI MT – Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (minutos/PdE);
- END MT – Energia não distribuída nos PdE devida a interrupções longas (MWh);
- SAIFI MT – Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (interrupções/ PdE);
- MAIFI MT – Frequência média das interrupções breves no sistema na rede MT (interrupções/ PdE).

São também apresentados os indicadores por zonas geográficas, conforme o disposto no artigo 17.º do RQS classificadas no procedimento n.º.1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), sendo as localidades classificadas como zona A aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço mais exigente e as localidades classificadas como zona C aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço menos exigente.

O desempenho da rede, no período 2011 a 2015, caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço, é apresentado na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2011 a 2015

Indicador	2011	2012	2013		2014		2015	
			Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões
TIEPI MT (min.)	75,48	58,20	198,34	70,00	78,21	59,85	60,35	52,65
SAIDI MT (min/PdE)	125,72	87,77	293,21	104,61	118,21	87,71	86,68	74,45
END MT (MWh)	5.103	3.944	14.113	4.744	5.345	4.064	4.051	3.538
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	2,40	1,75	3,36	2,00	2,33	1,84	1,77	1,63
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	17,61	12,46	15,14	13,0	13,25	13,06	10,4	10,2

Nos anos de 2013, 2014 e 2015 verificaram-se eventos meteorológicos excepcionais que afetaram Portugal Continental de forma significativa. Os indicadores apresentados na tabela permitem avaliar o impacto desses efeitos, e que se descrevem:

- Em 2013, os relacionados com a tempestade Gong, que se verificaram nos dias 19 a 21 de janeiro e que afetaram as regiões Norte, Porto e Lisboa e, nos dias 19 a 24 de janeiro, as regiões Centro do País.
- Em 2014, os relacionados com a tempestade Stephanie, que se verificaram entre a tarde de 9 de fevereiro e a manhã de 10 de fevereiro e que afetaram todo o território continental.
- Em 2015, os relacionados com as intempéries nos dias 17 e 18 de outubro, que afetaram os distritos de Leiria, Lisboa e Santarém e, nos dias 1 e 2 de novembro, que afetaram os distritos de Beja e Faro.

Nas figuras seguintes representa-se a evolução dos indicadores SAIDI MT e TIEPI MT para todas as interrupções de fornecimento de longa duração com origem na rede de distribuição e considerando o contributo de todos os eventos excecionais.

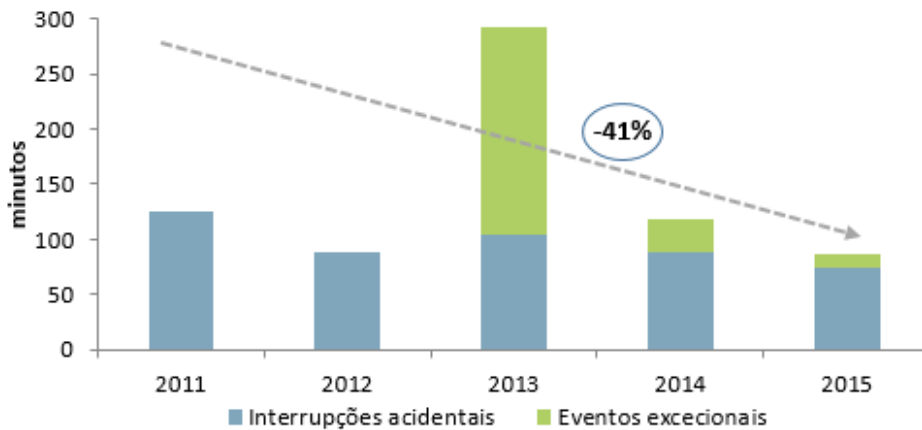


Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2011-2015

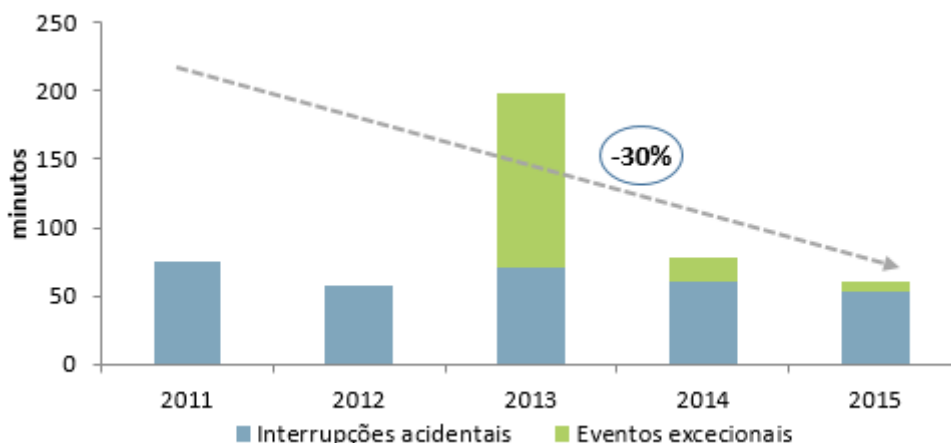


Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2011-2015

Da análise das figuras 4.2 e 4.3. verifica-se que, excluído o impacto dos eventos excecionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT sofreram uma redução de 41% e 30%, respetivamente, face aos valores registados em 2011, mantendo-se a tendência de melhoria sustentada.

A tabela 4.3 apresenta os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excecionais, no período 2013-2015.

Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2015

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano		
			2013	2014	2015
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3,0	0,60	0,49	0,57
	B	4,0	1,19	1,03	0,98
	C	7,0	2,16	1,80	1,46
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3,0	0,87	0,81	0,69
	B	5,0	1,49	1,33	1,26
	C	7,0	2,40	2,20	1,93

A análise da tabela permite verificar que, no período considerado, para os indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, foram integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos na Diretiva n.º20/2013 (Parâmetro de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico), para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal Continental.

4.1.3.2 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND

A Entidade Reguladora estabelece mecanismos de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade do operador da rede de distribuição (ORD).

O atual incentivo à melhoria da qualidade de serviço está previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º 455/2013 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 232 de 29 de novembro de 2013) e é designado por incentivo à melhoria da continuidade de serviço, cujo cálculo está definido na diretiva da ERSE n.º 20/2014.

O cálculo do incentivo atende aos parâmetros de regulação com base na END e no SAIDI MT e o mecanismo tem um duplo objetivo, de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.

Na definição da estratégia para melhoria de qualidade de serviço do presente Plano teve-se em consideração este mecanismo.

A qualidade de serviço técnica na RND tem vindo a melhorar de forma sustentada em conformidade com os objetivos definidos pela Entidade Reguladora, tendo nos últimos anos atingido a zona de incentivo. Para que esta não se degrade, será necessário investir por forma a contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede.

Em conformidade com os objetivos estratégicos definidos neste Plano para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, foram estimadas as necessidades de investimento necessárias para

garantir a qualidade de serviço da rede com base num modelo desenvolvido com o INESC TEC para o PDIRD 2017-2021. Este modelo, para além de validar as metodologias utilizadas no modelo utilizado no PDIRD anterior, considera as alterações dispostas no atual RQS, que define como indicador global da qualidade de serviço o SAIDI.

Este modelo atende a um racional que considera que o desempenho da rede depende de três componentes: (i) da degradação dos elementos da RND, que pode ser contrariada pela realização de investimento direto na rede; (ii) dos trânsitos de potência que neles circulam; (iii) e da exposição a fatores externos, relacionados com o meio envolvente e com as condições atmosféricas.

Tendo presente a importância atribuída à continuidade do fornecimento de energia elétrica com as características técnicas adequadas e à racionalidade dos investimentos e, ainda, a perspetiva conservadora para a evolução dos consumos adotada neste Plano, foram analisados três cenários de investimento para o PDIRD 2017-2021 que se distinguem, essencialmente, pelos objetivos fixados no âmbito do vetor da Qualidade de Serviço Técnica.

Cenários de Investimento Estudados

Os cenários de investimento analisados tiveram por base a continuidade da estratégia de redução das assimetrias de QST e foram definidos numa perspetiva de manutenção ou melhoria dos níveis atuais de qualidade de serviço global.

Assim, os três cenários que se apresentam neste Plano atendem ao descrito:

Cenário 1

Objetivos:

- Manutenção do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95%
- Redução das assimetrias entre regiões, admitindo degradação nas melhores zonas

Considerou-se este cenário como referência, sendo o investimento no vetor da Qualidade de Serviço Técnica orientado para o objetivo de manutenção dos níveis atuais de qualidade de serviço, quantificado através do indicador global SAIDI MT, alinhado com o objetivo proposto no PDIRD 2015-2019.

Neste cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 37,8M€. Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2016-2022, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

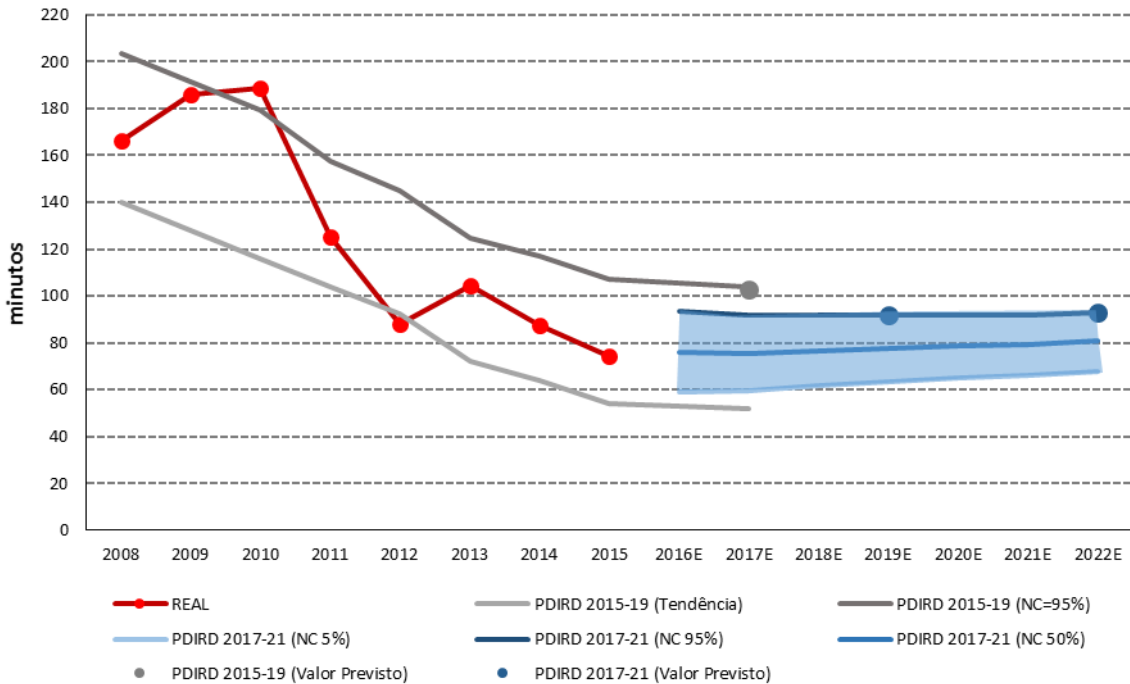


Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 1)

Por análise do gráfico verifica-se que o modelo de previsão atual conduz a uma menor largura da banda de incerteza, comparativamente ao previsto no PDIRD 2015-2019, bem como a um estreitamento da mesma ao longo do período 2017-2021. Tal deve-se à franca melhoria registada no indicador SAIDI MT nos anos de 2014 e 2015, bem como ao aumento esperado da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

No PDIRD 2015-2019, o valor previsto para o SAIDI MT no ano de 2017 era de 103 minutos, com um grau de confiança de 95%. No atual modelo, para o mesmo grau de confiança, o valor previsto para 2017 é de 92 minutos.

Neste cenário de investimento (cenário 1) os valores de SAIDI MT previstos atingir em 2019 e 2022 são, respetivamente, 92 e 93 minutos com um grau de confiança de 95%, refletindo a manutenção do nível global da qualidade de serviço da RND e mantendo-se o objetivo de redução das assimetrias de QST. Tal deverá ser conseguido através de uma melhoria nas piores zonas e de uma degradação nas melhores.

Assim, apesar de o investimento médio anual no vetor da qualidade de serviço técnica previsto neste cenário ser inferior em cerca de 9% relativamente ao previsto no PDIRD anterior, é possível manter o objetivo de qualidade de serviço.

Embora para um grau de confiança de 95% este cenário tenha um risco negligenciável de não garantia de manutenção da qualidade de serviço global, existe um risco de degradação no indicador SAIDI MT, para o grau de confiança de 50%, que se estima em 4 minutos.

Cenário 2

Objetivos:

- Ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95%
- Redução das assimetrias entre regiões, admitindo ligeira degradação nas melhores zonas

Neste cenário, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para o objetivo de uma ligeira melhoria da qualidade de serviço a nível global, conseguida através da atuação sobre as zonas com qualidade de serviço menos satisfatória, atenuando-se as assimetrias existentes entre zonas.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 41,8M€. Assim, os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2016-2022, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

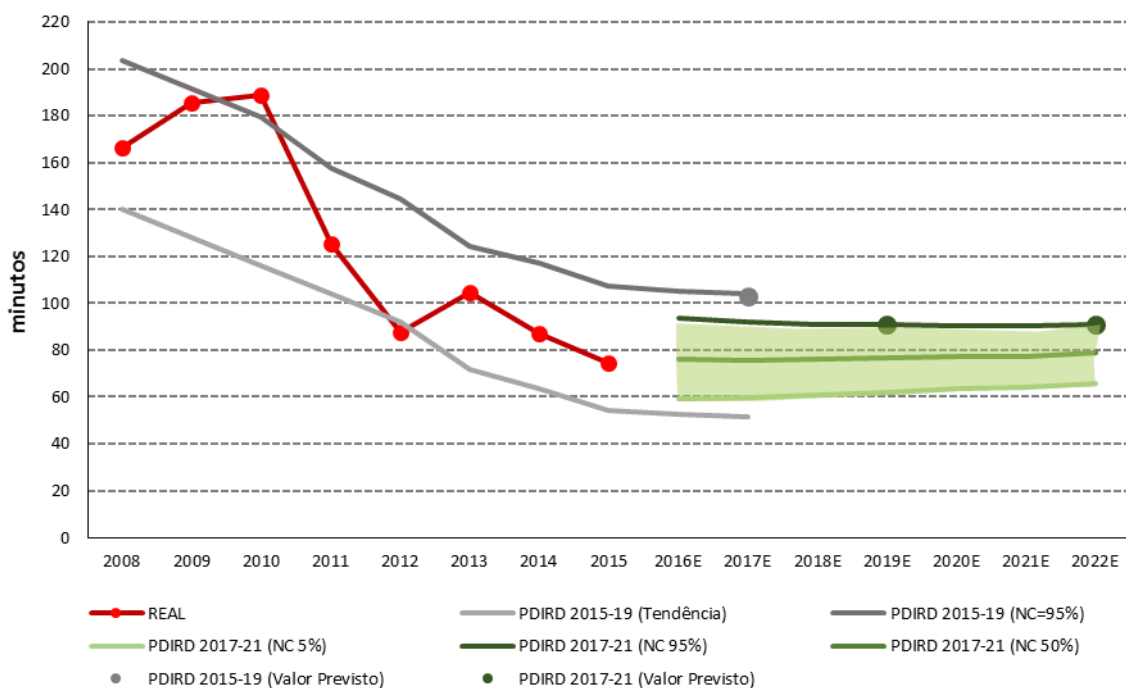


Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 2)

Neste cenário de investimento (cenário 2), e para um grau de confiança de 95%, os valores previstos para o SAIDI MT são de cerca de 91 em 2019 e 2022, traduzindo uma ligeira melhoria do nível global da qualidade de serviço da RND e mantendo-se o objetivo de redução das assimetrias de QST. Tal deverá ser conseguido através de uma melhoria nas piores zonas e de uma degradação nas melhores, sendo esta menos acentuada que no cenário anterior (cenário 1).

O cenário 2 mantém o nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto no PDIRD anterior (+0,9%).

Neste cenário o risco de não se atingir uma ligeira melhoria na qualidade de serviço global prevista, para o grau de confiança de 95%, é negligenciável. No entanto, existe um risco de degradação do indicador SAIDI MT, para o grau de confiança de 50%, que se estima em 2 minutos.

Cenário 3

Objetivos:

- Melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95%
- Redução das assimetrias entre regiões, sem degradação nas melhores zonas

Este cenário é o que apresenta o investimento mais elevado no vetor Qualidade de Serviço Técnica. Atende-se, assim, à possibilidade de uma eventual recuperação da conjuntura macroeconómica, estabelecendo-se objetivos mais ambiciosos no que diz respeito a melhorar o nível global da qualidade de serviço já atingido. É dada continuidade à redução das assimetrias por região, garantindo-se que não há degradação nas melhores zonas.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 49,5M€. Assim, os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2016-2022, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

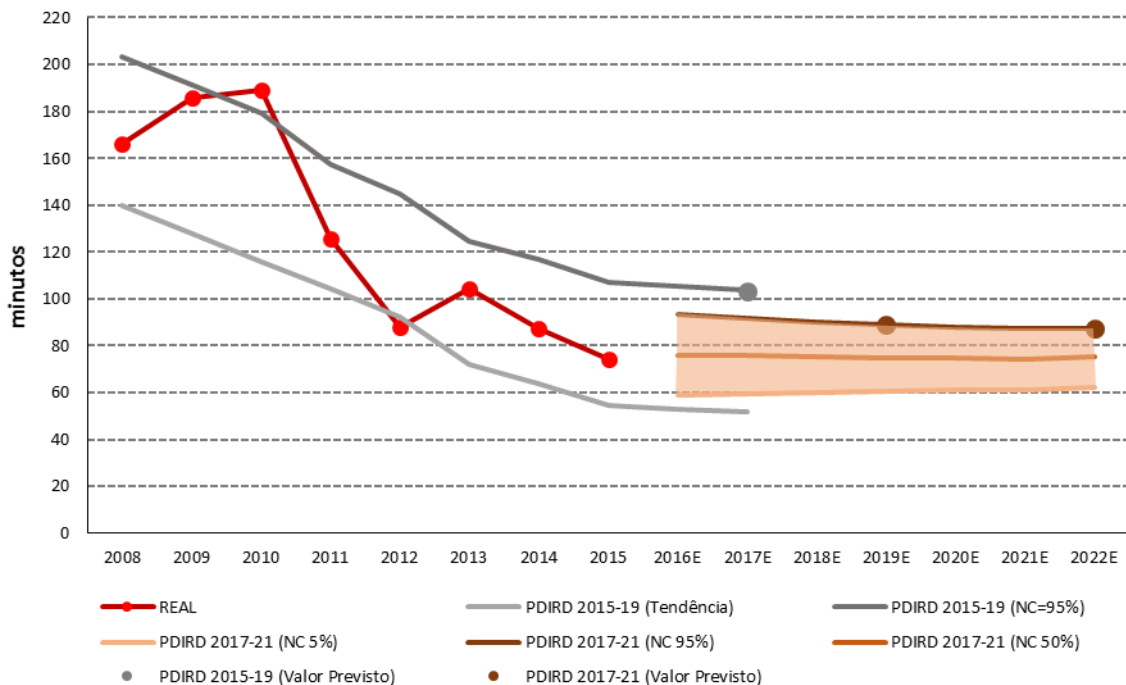


Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2008-2015 e previsão 2016-2022 (cenário 3)

Para este cenário de investimento (cenário 3), no grau de confiança de 95%, os valores previstos para o SAIDI MT são de 89 e 87 minutos, a atingir em 2019 e 2022, respetivamente, traduzindo uma melhoria do nível global da qualidade de serviço da RND. Mantém-se o

objetivo de redução das assimetrias de QST, não se prevendo neste cenário degradação nas melhores zonas.

O cenário 3 prevê um aumento no investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, de 19% face ao valor previsto no PDIRD anterior.

Neste cenário, para além de se prever manter no nível negligenciável o risco de não se atingir a melhoria da qualidade de serviço global, para o grau de confiança de 95%, não se prevê degradação do indicador SAIDI MT no grau de confiança de 50%. Também passa para negligenciável o risco de degradação da QST nas melhores zonas.

Cenário de investimento proposto

A definição dos objetivos de QST deverá ter em consideração as recomendações da ERSE e as expectativas dos diversos *stakeholders*, a evolução da conjuntura macroeconómica, a racionalidade económica dos investimentos e o nível de risco associado ao grau de confiança no alcance dos objetivos.

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi sugerido que o ORD poderia optar por estabelecer objetivos mais ambiciosos ao nível global da QST na perspetiva de uma alteração da conjuntura macroeconómica.

Apesar de existirem alguns sinais de recuperação da conjuntura, esta apresenta ainda vulnerabilidades que implicam alguma incerteza, recomendando a adoção de um cenário de investimento que conduza a uma melhoria global do nível da QST sem agravamento no valor das tarifas.

Tendo em consideração os cenários de investimento anteriormente descritos, bem como os objetivos definidos para cada um deles, no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, propõe-se para o PDIRD 2017-2021 a adoção do **cenário 2** de investimento.

O risco de uma eventual degradação nos níveis de continuidade de serviço já existentes, associado a este cenário, será minorado pela monitorização do desempenho das redes e pela elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD) permitindo reavaliar os objetivos e a adequação dos investimentos previstos.

Considerações Gerais

Nos cenários descritos apresentaram-se os valores de evolução previstos para o indicador SAIDI MT. Relativamente ao indicador TIEPI MT, uma vez que este possui uma forte correlação com o indicador SAIDI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT.

O atual mecanismo de incentivo à QST previsto no RQS, na sua componente 1, relaciona a END com o indicador TIEPI MT. Em qualquer um dos cenários de investimento analisados o risco de não se manter na zona de incentivo é negligenciável, prevendo-se no cenário 2 proposto uma ligeira melhoria neste indicador no final do período do Plano.

No que se refere à componente 2 deste mecanismo, relativa à continuidade de fornecimento dos clientes pior servidos, também é negligenciável o risco em qualquer um dos cenários de sair da zona de incentivo.

Os investimentos realizados nos últimos anos na melhoria da continuidade do fornecimento de energia conduziram a uma redução nos indicadores SAIFI MT e MAIFI MT, não considerando os eventos excepcionais, de 32% e 42%, respetivamente, no período 2011-2015. Embora exista dificuldade em valorizar economicamente investimentos explicitamente orientados para a melhoria destes indicadores, já que não são objeto de um mecanismo de incentivo específico, reconhece-se no entanto o seu impacto para o cliente final.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expectativas dos clientes, a EDP Distribuição tem como objetivo melhorar o nível já atingido nestes indicadores através da realização de investimentos em programas que genericamente respondem a estes objetivos (e.g. programas de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo e Automação e Telecomando da Rede MT), assim como através de investimentos especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

Relativamente à qualidade da onda de tensão, eventuais inconformidades com o RQS identificadas através da monitorização das instalações são objeto de análise caso a caso. Estas situações têm sido resolvidas por ações de configuração da rede e pela realização de pequenos investimentos recorrendo ao programa de investimento corrente urgente.

Considerando que, decorrente da monitorização realizada, o número de situações de inconformidade atualmente identificadas não é significativo, continua a não se justificar a existência de um programa específico para a sua regularização.

Em seguida são destacados os programas de investimento especificamente direcionados para os objetivos de melhoria da qualidade de serviço técnica.

- **Programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica**

No âmbito deste programa os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

- a) Garantia N-1 às Sedes de Concelho**

Conforme descrito no PDIRD 2015-2019 este subprograma tem como objetivo garantir a reserva N-1 às sedes de concelho.

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

No PDIRD 2015-2019 previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Incluíram-se, também, os projetos

economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de TIEPI MT (€/min). Refira-se que alguns dos projetos podem resolver mais do que um tipo de falha.

Neste Plano, e para este subprograma, dá-se continuidade à estratégia adotada no PDIRD anterior, mantendo-se a previsão da sua conclusão no ano de 2019.

Os investimentos respetivos mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No anexo 7 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma.

b) Melhoria das Redes MT de Alimentação a Pontos de Entrega com Pior Qualidade de Serviço Técnica

Este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço.

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT por zona de qualidade de serviço, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias tendo em consideração os objetivos definidos em cada cenário de investimento.

A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2013-2014, ao qual se juntou a média do MAIFI MT, no mesmo período⁶, considerando-se por cada interrupção breve (inferior a 3 minutos) uma interrupção de longa duração equivalente de 8 minutos.

A contribuição do MAIFI MT para o cálculo do valor do parâmetro atende à importância que também têm as interrupções breves para alguns clientes, devido ao seu processo produtivo.

Verificou-se que as saídas que possuem pontos telecomandados instalados apresentam troços com parâmetros distintos, dependendo da localização desses pontos. Desta forma, considerou-se necessário analisar cada saída MT não pela totalidade dos pontos de entrega alimentados por essa saída, mas sim por um grupo representativo do pior troço.

Os estudos efetuados incidiram sobre 342 saídas de MT, o que representa cerca de 9% do número total de saídas da RND. Da análise das saídas resultou uma carteira de projetos superior ao necessário para dar resposta ao cenário de investimento mais

⁶ Optou-se pela consideração de apenas 2 anos (2013-2014) por ausência de informação consistente ao nível do MAIFI MT em 2012.

exigente (cenário 3), permitindo a seleção dos investimentos considerados mais adequados.

Da carteira de projetos foram selecionados e programados os projetos a considerar neste subprograma no período deste PDIRD.

Para o cenário 3, de maior investimento, foram considerados os investimentos necessários para não degradar a qualidade de serviço nas melhores zonas e melhorar as piores.

No cenário 2 foram reduzidos os investimentos nas melhores zonas, admitindo degradação da qualidade de serviço nas mesmas, e manteve-se o investimento nas restantes.

Para o cenário 1 foi considerada uma redução global dos investimentos por zona, correspondendo ao cenário de menor investimento e de menor qualidade de serviço.

Assim, para este subprograma, o investimento varia de acordo com o cenário considerado.

No anexo 7 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma.

c) Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos no anterior PDIRD (2015-2019).

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “*Buffer* de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD anterior, a EDP Distribuição deu início ao projeto-piloto na zona do Lourçal. O desenvolvimento deste projeto permitiu estudar e implementar ações que tornarão as

linhas aéreas de AT e MT mais resilientes ao risco decorrente de queda, derrube ou varejamento de árvores situadas fora das faixas de proteção, motivadas por eventos de natureza extrema.

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Assim, no âmbito deste subprograma, foram selecionadas para intervenção prioritária as redes localizadas nos concelhos que reúnem as seguintes condições:

- Área de maior risco, com redes aéreas estabelecidas em zonas fortemente arborizadas em solos arenosos e de maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos, e com impacto significativo no TIEPI MT.
- Área com registo histórico de interrupções com causas associadas à presença de árvores;
- Resultado da avaliação económica com relação benefício/custo superior à unidade.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500km na rede de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500km.

Os investimentos respetivos mantêm-se nos três cenários de investimento estudados.

No anexo 7 inclui-se a ficha mais detalhada para este subprograma. O sumário executivo apresenta-se no anexo 8.

d) Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Com a conclusão, em 2016, do posto de corte Alto São João, a cidade de Lisboa possuirá cinco injetores para a alimentar: Alto São João, Carriche, Moscavide, Palhavã e Zambujal, cada um associado a um PdE da RNT: Alto de São João, Carriche, Sacavém, Sete Rios e Zambujal, respetivamente.

A indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade, mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, teve em consideração a oportunidade da sua execução em simultâneo com o estabelecimento das obras associadas ao novo injetor de Alto São João e à nova subestação AT/MT da Pena. Esta fase deverá estar concluída em 2016.

Prevê-se realizar a 2ª fase durante o período abrangido pelo PDIRD 2017-2021.

A execução da 3ª fase, atendendo-se ao elevado investimento e à sua menor criticidade, será reavaliada no âmbito do próximo PDIRD.

Para este subprograma os investimentos considerados nos três cenários são os mesmos. No capítulo 7.2 e no anexo 7 é apresentada uma descrição mais detalhada dos projetos e investimentos respetivos.

e) Níveis de Tensão na RND

A existência na RND de vários níveis de tensão MT na mesma zona comporta limitações no planeamento e na exploração da rede, com impacto negativo na qualidade de serviço técnica, traduzindo-se nomeadamente em dificuldades de exploração em regime perturbado.

Tal facto conduziu à necessidade de definição de uma estratégia de orientação para o desenvolvimento destas redes, quer em zonas de fronteira como em zonas de sobreposição ou em pequenas bolsas (ilhas), e que consiste na eliminação progressiva da sobreposição dos níveis de tensão e das pequenas ilhas (com uma única alimentação).

Uma vez que os projetos de conversão de redes MT envolvem volumes de investimento elevados, neste PDIRD será dada continuidade a esta estratégia, continuando a executar os projetos de forma progressiva, quando economicamente

viáveis ou desde que identificada necessidade de intervenção e não exista melhor alternativa técnica.

Entretanto, todas as novas instalações a estabelecer nas zonas de alteração do nível de tensão serão efetuadas com o isolamento adequado para o nível de tensão superior.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A renovação de ativos é fundamental para assegurar o correto funcionamento da RND e contribui de forma muito significativa para a melhoria da qualidade de serviço das redes.

Com o abrandamento dos consumos a necessidade de reforço e expansão da rede diminui, pelo que diminui o seu contributo para a renovação de ativos. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos de rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, exige esforços redobrados de renovação ou reabilitação para os manter a funcionar com níveis de desempenho adequado.

A manutenção dos níveis de fiabilidade adequados nos ativos em exploração é determinante para se poder atingir os indicadores de qualidade de serviço pretendidos.

- **Programa Automação e Telecomando da Rede MT**

No PDIRD anterior a estratégia para a instalação de telecomando na RND tinha como objetivo atingir 1 ponto telecomandado por 25km na rede aérea, com pelo menos 1,5 pontos por saída MT; 1 ponto telecomandado por 3 MVA de potência instalada na rede subterrânea, com pelo menos 1,5 pontos por saída MT; e reposição de pelo menos 50% da carga por telecomando.

Tendo-se vindo a dar continuidade à estratégia de telecomando definida, prevê-se que em 2016 esteja concluída a instalação de pelo menos 1,5 pontos telecomandados por circuito e a reposição de pelo menos 50% da carga por telecomando.

Procurando ir de encontro à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT, para o presente PDIRD foi realizado um estudo para apurar os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão e que apresentem racionalidade técnico-económica.

Concluiu-se que a instalação de pontos telecomandados nas redes aéreas justifica-se economicamente em secções de 31MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3,5MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas e DTC instalados (sendo o telecomando efetuado com recurso a DTC Cell).

Sem prejuízo dos critérios estabelecidos, sempre que possível, a seleção do local de instalação de um novo ponto telecomandado deve ter em consideração a existência na proximidade de clientes considerados prioritários pelo Regulamento de Qualidade de Serviço (artigo 63º) para os quais uma interrupção de energia terá grande impacto.

A crescente preocupação com a continuidade do fornecimento de energia, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis, levou a EDP Distribuição a introduzir um novo equipamento para o telecomando de redes aéreas, denominado OCR3.

Este equipamento, para além das funções de telecomando que permitem isolar os defeitos que possam ocorrer, com recurso a automatismos existentes nas saídas das subestações, tem funções de proteção e de automatismos de religação e reconfiguração da rede programáveis, que lhes permite isolar os defeitos autonomamente, sem recurso às proteções das saídas das subestações, o que limita o impacto das falhas.

A utilização do OCR3 antecipa ganhos significativos na redução do MAIFI MT (interrupções de curta duração).

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

É de realçar o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente o suporte:

- ao elevado número de pontos telecomandados existentes e previstos instalar na rede MT;
- à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede;
- às operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração);
- à coordenação mais eficiente das equipas no terreno, com mais informação e mais centralizada.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, explicitado em mais detalhe no capítulo 7 (capítulo 7.3.4), demonstrando a importância que esta infraestrutura tem para o funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, o desenvolvimento de sistemas inteligentes de supervisão e operação são fundamentais para permitir uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, face aos novos desafios.

Destaca-se, ainda, que as questões de segurança cibernética ganham cada vez mais relevância na rede constituída pelos sistemas referidos.

Seguidamente apresenta-se a evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor.

No vetor Qualidade de Serviço Técnica os objetivos variam consoante o cenário de investimento considerado, conforme atrás descrito. Assim, apresentam-se os gráficos correspondentes a cada um dos três cenários estudados.

O cenário proposto neste Plano é o cenário 2 correspondente a um volume de investimento intermédio (figura 4.7), apresentando-se também o cenário 1 de menor investimento (figura 4.8) e o cenário 3 de maior investimento (figura 4.9).

A variação de investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica entre os três cenários verifica-se nos programas Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT e Investimento Inovador. No capítulo 11.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

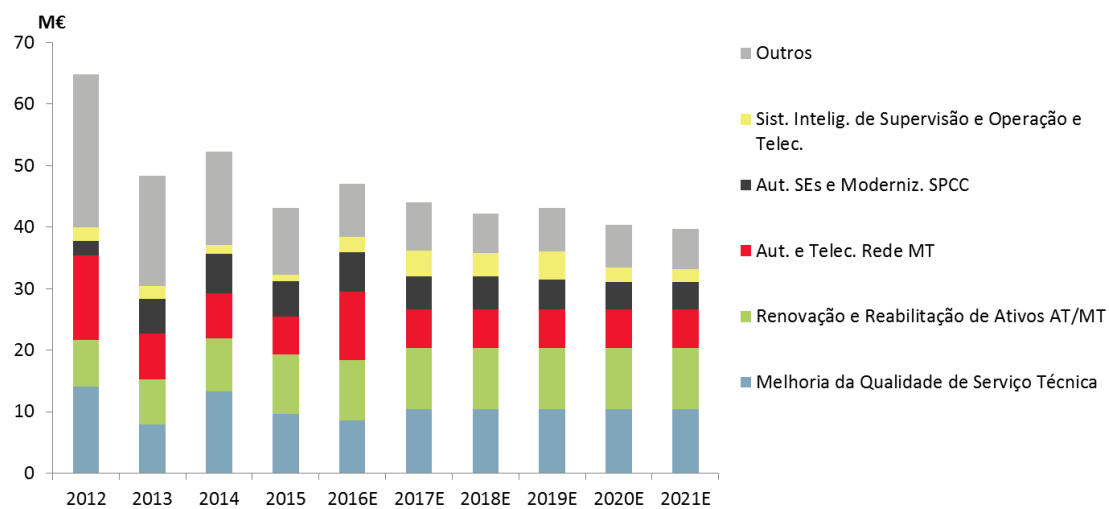


Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 2)

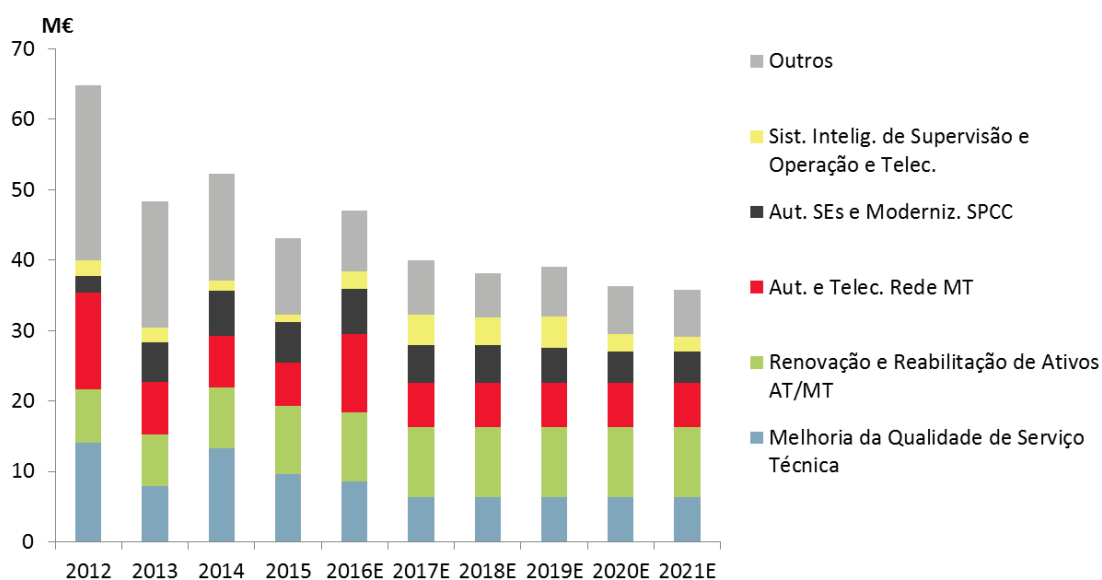


Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 1)

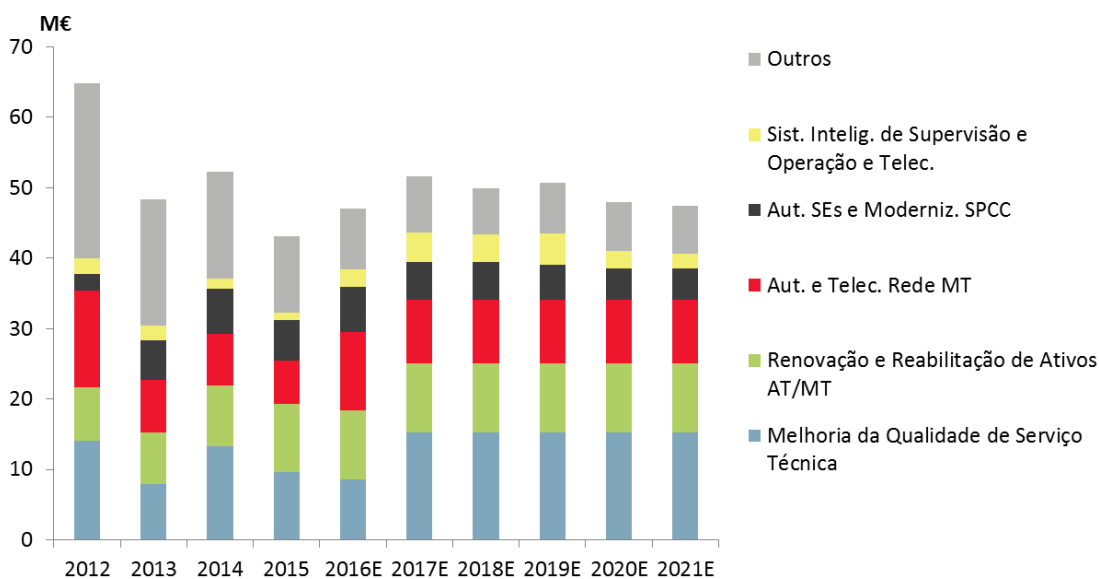


Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2012-2021 (cenário 3)

Salienta-se que o elevado investimento neste vetor no ano de 2012 destinou-se à recuperação das redes afetadas pelos temporais verificados na zona Oeste (23 de dezembro de 2009) e Xyntia (27 de fevereiro de 2010) e à massificação do telecomando da rede MT.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a qualidade de serviço é tolerável.

4.1.4 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes que permitam alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

A EDP Distribuição mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, tendo identificado um programa específico de investimento (Redução de Perdas Técnicas AT/MT) a incidir, 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.

No PDIRD anterior foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados. Além disso, o forte abrandamento da economia nos anos mais

recentes tem conduzido à redução da procura e, conseqüentemente, à redução da energia que transita nas redes.

Para este PDIRD foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantêm em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

O contributo dos vários programas genéricos de investimento para o vetor Eficiência da Rede permitirá per si manter as perdas técnicas em níveis adequados, pelo que no programa específico de Redução de Perdas Técnicas AT/MT apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Estes projetos mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

As projeções da evolução das perdas técnicas apontam para uma estabilização dos valores, verificando-se uma ligeira diminuição ao longo do período 2016-2022.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

Procura-se, assim, melhorar os patamares de perdas na rede mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica, com benefícios para a sociedade.

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor estima-se uma redução ligeira das perdas técnicas na RND, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída, e permitindo manter a tendência de redução do valor das perdas técnicas AT/MT.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência da Rede.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa, para além de garantir a alimentação das cargas e contribuir para a melhoria da qualidade de serviço, apresentam normalmente um forte contributo para o aumento da eficiência da rede.

- **Programa Redução de Perdas Técnicas AT/MT**

Este programa destina-se especificamente à redução da energia de perdas técnicas na RND e incide, 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.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos, nomeadamente no que diz respeito à substituição dos condutores das redes de distribuição, conduz genericamente à redução da energia de perdas técnicas uma vez que promove a substituição das secções de condutores mais reduzidas por secções superiores contribuindo, assim, para a melhoria da eficiência da rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2012-2015 e o previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura 4.10.

O investimento previsto no PDIRD 2017-2021 para o vetor Eficiência da Rede encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se no entanto algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 11.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

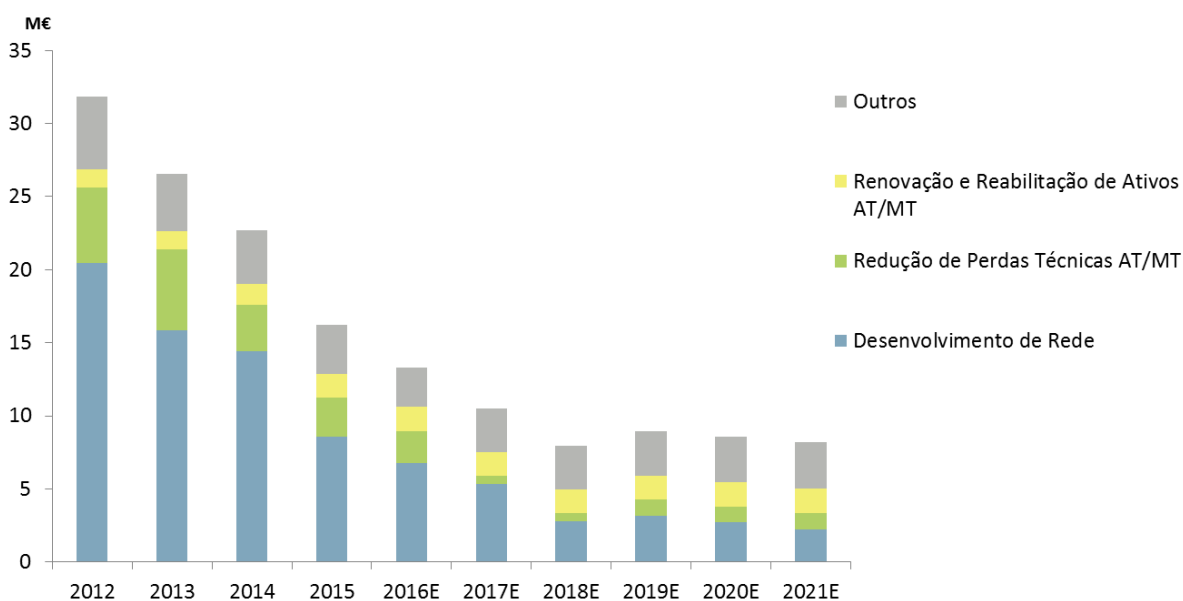


Figura 4.10: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2012-2021 (cenário 2)

Na figura seguinte apresenta-se a evolução expectável das perdas na rede, para o período 2017-2021, face ao investimento em eficiência na rede, de acordo com as previsões do modelo de avaliação do impacto do investimento neste vetor (ver anexo 8.C).

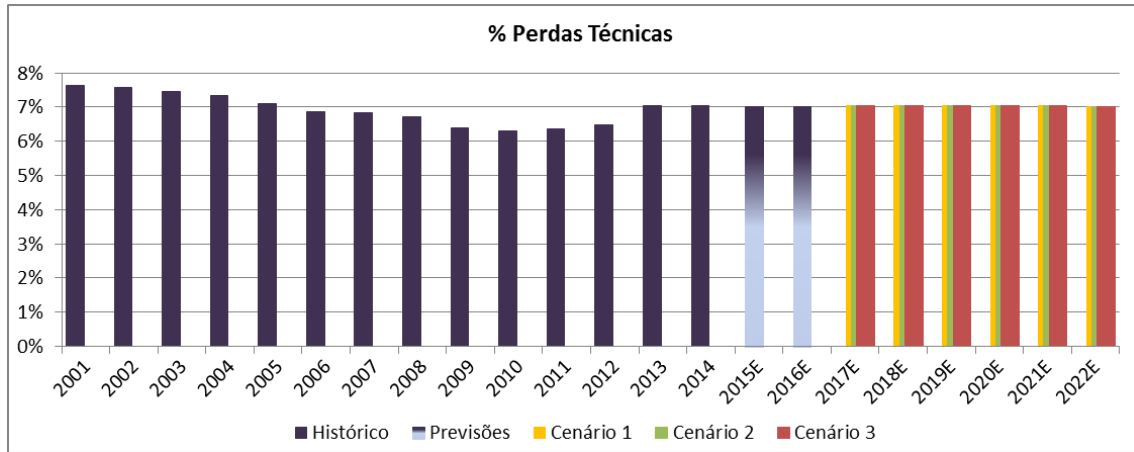


Figura 4.11: Impacto dos cenários de investimento nas Perdas Técnicas da RND

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é tolerável.

4.1.5 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

Estas evoluções criam novos desafios e potenciam o aparecimento de novos projetos que levam a alterações no âmbito em que se inserem os vetores de investimento.

A cota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No entanto, os investimentos necessários para a criação de uma rede inteligente não se traduzem em benefícios a curto prazo nos custos de operação, pelo que não devem ser englobados no vetor Eficiência Operacional, como considerado no PDIRD anterior. Assim, foi definido um novo vetor, designado Acesso a Novos Serviços, descrito no ponto seguinte, tendo sido desacoplados os investimentos até agora alocados ao vetor Eficiência Operacional. Esta alteração aos vetores de investimento encontra-se fundamentada no estudo realizado com o INESC TEC, apresentado no anexo 8.C.

A automatização da rede permite prever e responder adequadamente a possíveis incidentes, contribuindo, assim, para uma maior eficiência. O indicador do nível de automação para a rede MT, referido como “EAutRD - Elementos de automatização da rede MT da RND” (apresentado no estudo atrás referido), depende do número de elementos instalados na rede que contribuem para uma gestão mais autónoma e telecomandada da rede MT.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência Operacional.

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

A automação e a modernização dos sistemas em subestações diminuem os custos operacionais, melhorando a eficiência operacional e facilitando a operação e condução da rede.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Os projetos incluídos neste programa contribuem para a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, o que contribui para melhoria da eficiência operacional.

- **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 Beneficiações Extraordinárias**

Uma ação de beneficiação extraordinária visa repor a condição técnica do ativo no mesmo ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um envelhecimento/degradação precoce. Os projetos neste âmbito são determinantes para garantir a boa condição técnica desses ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores, contribuindo de forma significativa para uma melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Investimento Corrente Urgente**

Trata-se de um programa para dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente. Os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência, mas destinam-se essencialmente à resolução de incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica. Na maioria dos casos levam à substituição dos elementos de rede, quando obsoletos, diminuindo, assim, os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2012-2015 e previsto no período 2016-2021, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura 4.12. Até 2016 os valores consideram a matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores do PDIRD 2015-2019, e a partir de 2017 é aplicada a matriz atualizada para este PDIRD (ver capítulo 4.1.1) retirando os valores que foram alocados ao novo vetor Acesso a Novos Serviços.

Para o vetor Eficiência Operacional mantêm-se os mesmos objetivos nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se no entanto algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 11.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

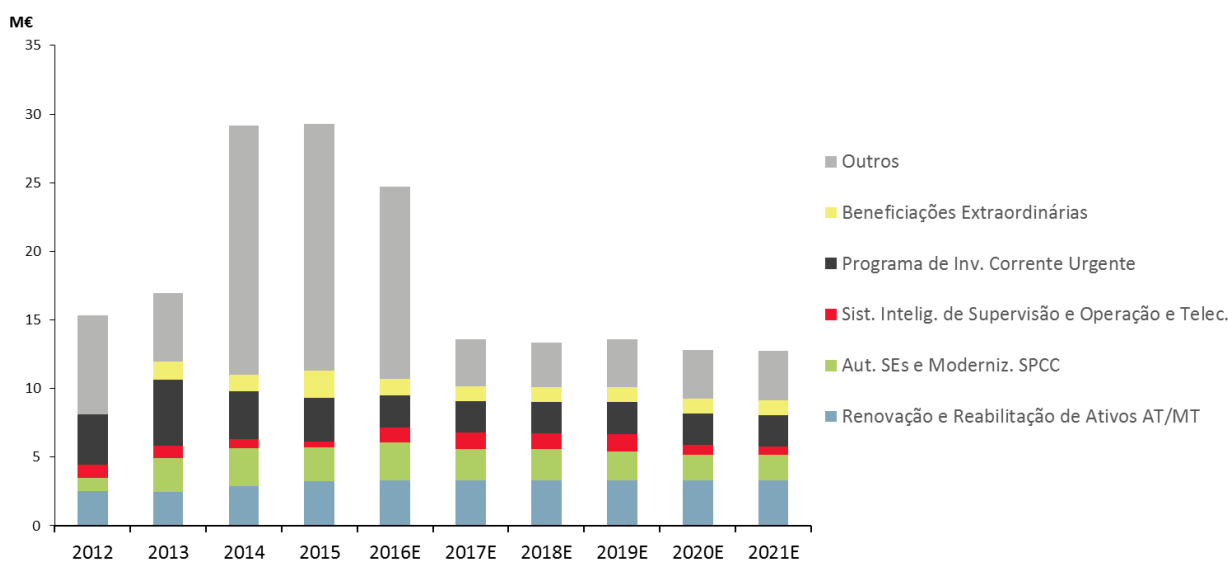


Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2)

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto de acordo com o cenário proposto neste Plano (cenário 2), avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (66 M€ no período 2017-2021), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,8%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,5% atuais de referência, considera-se que o valor de

investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

4.1.6 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação.

Assim, conforme já referido no ponto anterior (capítulo 4.1.5) foi definido um novo vetor, designado Acesso a Novos Serviços, que contempla os investimentos considerados neste âmbito. Esta alteração aos vetores de investimento encontra-se fundamentada no estudo realizado com o INESC TEC, apresentado no anexo 8.C.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas direcionados para o vetor Acesso a Novos Serviços.

- **Programa Investimento Inovador**

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência: componentes avançados, monitorização e sensorização da rede e inteligência e gestão ativa e integrada da rede, com benefícios na disponibilização de informação e facilitador de serviços para o mercado e para os consumidores, contribuindo para o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, as telecomunicações e a cibersegurança, contribuindo para uma gestão mais inteligente da rede.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços previsto no período 2017-2021, desagregado pelos programas de investimento que para ele contribuem, apresenta-se na figura 4.13. Apenas se registam valores após 2017, considerando a matriz atualizada para este PDIRD (ver capítulo 4.1.1), pois conforme já referido a versão anterior da matriz não contemplava este novo vetor.

Para o vetor Acesso a Novos Serviços mantêm-se os mesmos objetivos nos três cenários de investimento.

Verificam-se no entanto algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 11.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

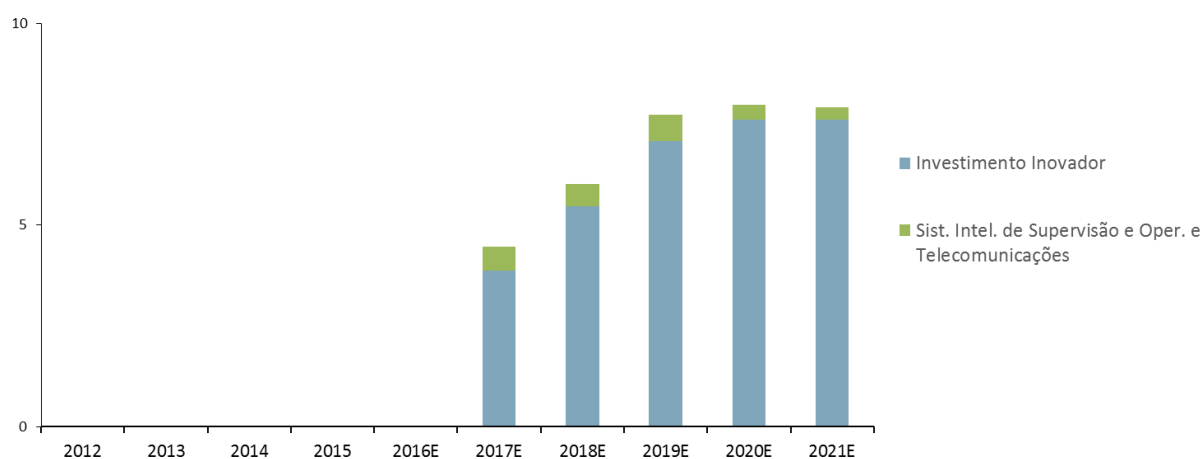


Figura 4.13: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

4.1.7 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Os programas de investimento (específico) agregam projetos que visam contribuir para o mesmo objetivo estratégico.

Por seu lado, os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa.

A decisão de alocar um projeto a um determinado programa no Plano considera a sua motivação principal, no momento da análise, relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. A motivação do projeto é classificada através de um mobilizador, que designamos por *driver*.

Assim, para a classificação do programa de investimento a atribuir a um projeto de investimento atende-se a 5 (cinco) *drivers*:

- Padrões de Segurança
- Perdas Técnicas na Rede

- Qualidade de Serviço Técnica
- Condição e Desempenho dos Ativos
- Rede Inteligente

Padrões de Segurança

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Garantir os consumos previstos para a zona em estudo em condições técnicas e regulamentares e atendendo aos cenários de previsão de procura, assegurando que os equipamentos e materiais instalados nas redes não ultrapassam os seus valores nominais ou as suas características em regime normal de funcionamento.
- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores.
- Assegurar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, garantindo a coerência entre as suas ligações.
- Garantir a qualidade de energia elétrica fornecida, em conformidade com o disposto no RQS em vigor e recomendações da NP EN 50160.
- Garantir a alimentação às capitais de distrito (Zonas A), no caso de falha total de uma subestação AT/MT.

Perdas Técnicas na Rede

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Melhorar o nível de perdas técnicas AT/MT da rede nacional de distribuição.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Eficiência da Rede.

Qualidade de Serviço Técnica

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar o cumprimento dos padrões de QST da rede nacional de distribuição no termos do RQS em vigor e tendo em atenção as zonas de qualidade de serviço definidas.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica.
- Melhorar o desempenho da rede e os indicadores gerais de QST.
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.

- Aumentar a resiliência das redes aéreas localizadas em zonas de maior risco e sujeitas a condições atmosféricas adversas.
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.
- Reduzir o número e duração das interrupções de energia elétrica, através da instalação de equipamentos de telecomando na rede e da modernização de instalações e upgrade de funções de automação, proteção, comando e controlo.
- Garantir o alinhamento com a estratégia definida no âmbito de subprogramas especificamente orientados para os objetivos de melhoria da QST (e.g. Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho).

Condição e Desempenho dos Ativos

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar níveis adequados de fiabilidade e o funcionamento adequado dos ativos em exploração na RND.
- Renovar e reabilitar ativos em mau estado de conservação, aferido pelo seu índice de saúde e de criticidade.
- Substituir ativos tecnicamente inadequados ou em fim de vida útil da RND.
- Alinhar os investimentos com as necessidades estimadas de renovação e reabilitação por classes de ativos.
- Garantir que o ativo cumpre as suas funções durante o período de vida útil que lhe é esperado.
- Assegurar a resolução de problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma resolução urgente.

Rede Inteligente

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de telegestão, supervisão e operação da rede.
- Melhorar a resiliência dos sistemas, aumentando a sua disponibilidade, operacionalidade e eficácia.
- Promover a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede.
- Desenvolver a segurança cibernética.
- Potenciar a utilização de tecnologias inovadoras na RND, nas áreas de componentes avançados, monitorização e sensorização, e inteligência e gestão ativa integrada da rede.

Finalmente, existem alguns projetos que, não sendo diretamente motivados pelos 5 *drivers* anteriormente descritos, são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. projetos que visam cumprir imposições regulamentares e obrigações legais ou a política ambiental da empresa).

A matriz de influência dos *drivers* dos projetos para os programas de investimento é apresentada na tabela seguinte.

Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento

Programa de Investimento	Padrões de Segurança	Qualidade de Serviço Técnica	Perdas Técnicas na Rede	Condição e Desempenho dos Ativos	Rede Inteligente	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo Contadores)	X					
Inv. Obrigatório (só contadores)						X
Desenvolvimento de Rede	X					
Aquisição de Terrenos para Subestações	X					
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		X				
Automação e Telecomando da Rede MT		X				
Promoção Ambiental						X
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						X
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		X				
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações					X	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT			X			
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT				X		
Beneficiações Extraordinárias				X		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC						X
Ligação de PT	X					
Programa de Investimento Corrente Urgente				X		
Investimento Inovador					X	

4.2 REDE INTELIGENTE

As tecnologias de comunicação e de informação estão a revolucionar praticamente todos os setores de atividade e o setor energético não é impermeável a essa evolução. Na sua essência, o conceito de “rede inteligente” encerra a ideia de transformação de rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais para melhorar a eficiência e/ou o desempenho da rede. O *Council of European Energy Regulators* (CEER) define rede inteligente (“*smart grid*”) da seguinte forma:

«*Rede inteligente é uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e*

sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.»⁷

Esta definição enfatiza os benefícios esperados das redes inteligentes, em particular o seu potencial para assegurarem os objetivos tradicionais de eficiência económica, qualidade de serviço e segurança no atual contexto de proliferação da produção distribuída, do autoconsumo e de serviços inovadores centrados nos consumidores (designadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo). Outras definições centram-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, destacando a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia (CE) ou o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Embora o conceito de redes inteligentes seja relativamente lato, em geral considera-se que contribuem para este paradigma de funcionamento da rede de distribuição os projetos que promovem a capacidade de recolha, processamento e análise de informação para otimização da exploração ou que permitem um maior nível de automação e telegestão. Neste sentido, a EDP Distribuição considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

a) Sensorização e Monitorização

Neste âmbito, pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização. Para tal, deverá obter-se cada vez mais informação da rede e com maior fiabilidade. Estes novos dados passam a ser potenciados por esta capacidade de sensorização e comunicação e garantem uma operação mais inteligente da rede.

b) Automação e Telegestão

Esta área tem como foco a automatização e gestão ativa da rede, atuando ao nível da integração na rede existente de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

⁷ CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

c) Telecomunicações e Cibersegurança

As comunicações e a sua evolução são uma peça fundamental na evolução das redes energéticas. A monitorização, a sensorização, a automação e a gestão otimizada da rede são tudo áreas de alguma forma dependentes de uma circulação de informação rápida, segura e fiável.

d) Automação do Processamento e Análise de Dados

Idealmente uma rede inteligente seria capaz de autonomamente detetar, avaliar e resolver as situações que necessitam de atuação. Esta inteligência ativa, sendo de elevada complexidade, só é possível se aumentarmos a capacidade de processamento e análise dos novos dados que serão possíveis obter. O investimento nesta área, em conjunto com as áreas anteriores, permite uma maior aproximação desse objetivo.

Assim, os investimentos associados ao desenvolvimento de uma rede inteligente serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

Com base na definição anterior e nas 4 categorias designadas, podem considerar-se como investimentos em redes inteligentes os seguintes programas, de entre os previstos no Plano 2017-2021:

Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€)

Programa de Investimento/Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Telecomunicações e Cibersegurança	Automação do Processamento e Análise de Dados
Automação e Telecomando da Rede MT	X	X		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	X	X		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		X	X	X
Investimento Inovador	X	X	X	X

O montante global previsto para o conjunto destes programas corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no período 2017-2021, que totaliza 131,8M€ para o cenário proposto neste Plano (cenário 2), distribuídos conforme se apresenta na tabela 4.6.

Tabela 4.6: Investimento em rede inteligente (M€) - cenário 2

Programa	2017	2018	2019-2021	Total 2017-2021
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	7,0	21,0	35,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,7	7,7	19,6	35,0
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	6,0	5,5	13,0	24,5
Investimento Inovador	4,6	6,4	26,3	37,3
Total Investimento Rede Inteligente	25,3	26,6	79,9	131,8

Tendo em conta as variações nos valores dos programas nos três cenários de investimento, a variação no total 2017-2021 do investimento em rede inteligente para o cenário 3 é de mais

25M€, enquanto que para o cenário 1 os valores mantêm-se iguais ao cenário 2, conforme apresentado nos capítulos 11.1.2.2 e 11.1.2.3.

4.3 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico associado à RND.

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

Os sistemas informáticos, pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado. A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado. São, por isso, fundamentais para enquadramento no desenvolvimento de uma rede inteligente.

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa.

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Na rubrica "Outros" estão considerados investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário.

Este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, pelo que o valor considerado para o PDIRD resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e de MT, no período 2017-2021, corresponde a um investimento global de cerca de 58,5M€.

No capítulo 7.5 e no anexo 8.J é apresentada uma descrição mais detalhada do investimento não específico na EDP Distribuição.

Página em branco

5. EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD 2017-2021, fazendo-se, ainda, uma análise breve à recente evolução histórica.

5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP)

O gráfico que se segue retrata os valores e previsões de energia entrada na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com o estudo desenvolvido pela EDP Distribuição para o período 2016-2021 e que se apresenta no anexo 9. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

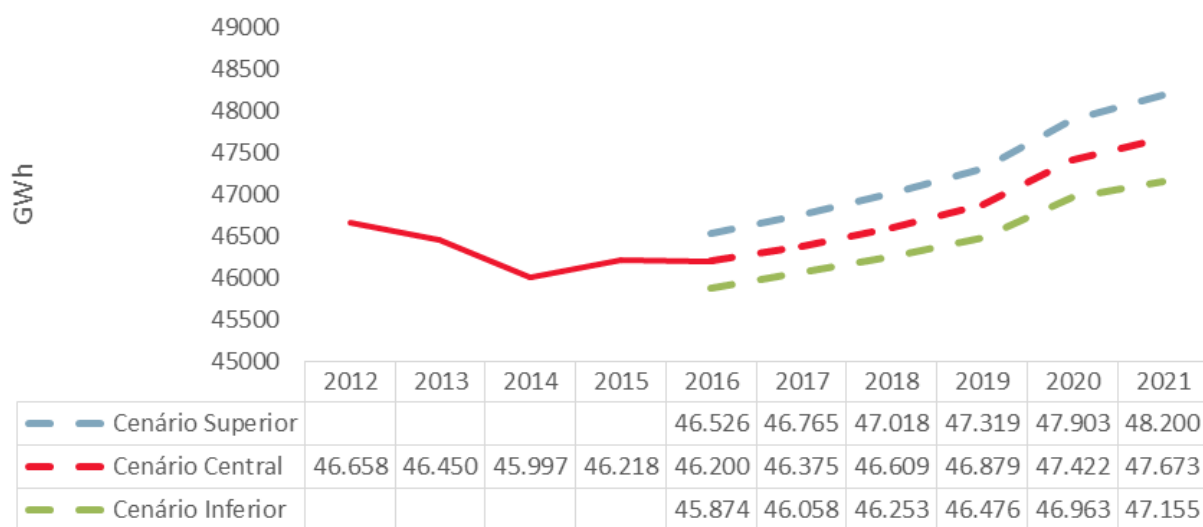


Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP)

Após a estimativa da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se três cenários possíveis. Desta forma, assumiu-se o cenário central como sendo a melhor estimativa de cada um dos modelos matemáticos construídos, sendo que para determinar os cenários superior e inferior foi calculado um intervalo de confiança a 95% da estimativa integrada no cenário central.

5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA E-2014) estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2013, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Para o efeito considerou-se o estudo efetuado pela EDP Distribuição que considera os consumos verificados nos anos 2014 e 2015 e as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética, e que se inclui no presente documento no anexo 9.

Na figura 5.2 apresenta-se a comparação das taxas de variação anual do PIB consideradas nos dois estudos referidos.

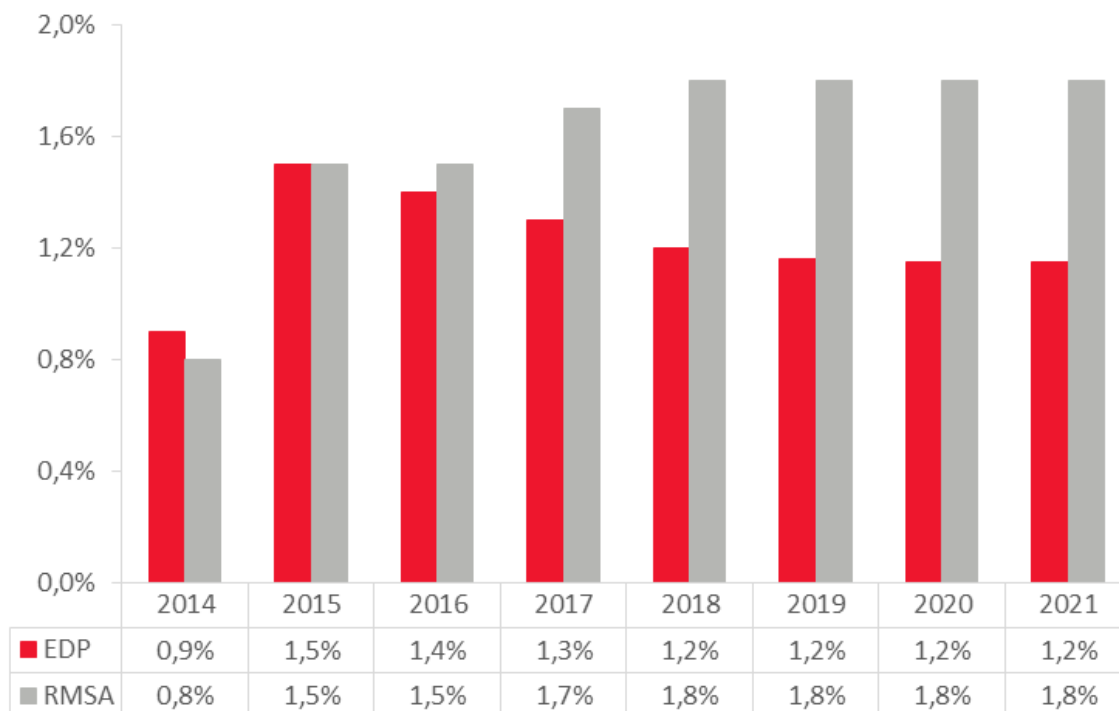


Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
(Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

O cenário macroeconómico subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA E-2014 apresenta taxas de variação anual mais baixas quando comparadas com as do cenário adotado no estudo da EDP Distribuição para os anos de 2015 e 2016. Conforme ilustrado no gráfico da figura 5.2, depois de um crescimento real de 0,9% no ano de 2014 e 1,5% no ano de 2015, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas nas previsões do FMI (Country Report No. 16/097) disponibilizadas em abril de 2016, para os anos de 2016 a 2021, são menos otimistas que as consideradas no RMSA.

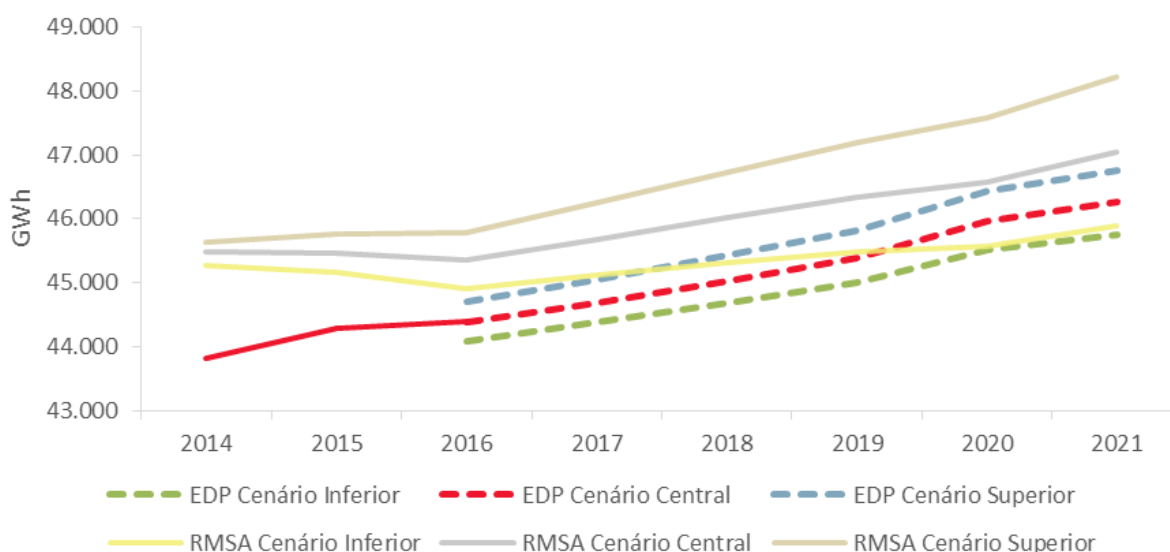


Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP e RMSA

À semelhança do estudo de previsão de procura realizado pela EDP Distribuição, também os pressupostos do RMSA-E 2014 consideram três cenários de consumo (Inferior, Central e Superior). É possível observar no gráfico da figura 5.3 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2014-2021. Analisando os resultados verifica-se que as previsões assumidas no RMSA são mais otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelos cenários macroeconómicos considerados. Também tem influência nesta diferença os anos iniciais de consumo, que no caso do estudo da EDP Distribuição tem como base consumos reais de 2014 e 2015, inferiores aos valores estimados nos pressupostos do RMSA-E 2014.

Assim, tendo em conta que o estudo da EDP Distribuição utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado e, apesar de apresentar taxas de crescimento ligeiramente superiores, projeta valores para o cenário central próximos do cenário inferior do RMSA, no PDIRD 2017-2021 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição.

Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
EDP Cenário Inferior			44.077	44.373	44.683	44.994	45.520	45.756
EDP Cenário Central ⁽¹⁾	43.808*	44.277*	44.391	44.685	45.032	45.388	45.965	46.257
EDP Cenário Superior			44.706	45.055	45.422	45.809	46.427	46.763
RMSA Cenário Inferior	45.266	45.154	44.911	45.116	45.308	45.489	45.573	45.897
RMSA Cenário Central ⁽²⁾	45.448	45.461	45.347	45.685	46.014	46.336	46.565	47.040
RMSA Cenário Superior	45.630	45.769	45.785	46.259	46.729	47.197	47.577	48.211

*Os valores do cenário central EDP Distribuição para 2014 e 2015 são valores reais

⁽¹⁾ Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

⁽²⁾ Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição

5.3 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A figura 5.4 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2012-2015, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da EDP Distribuição.

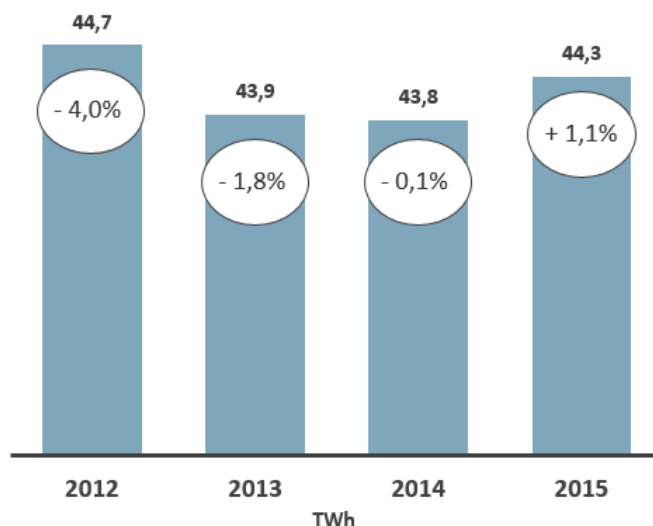


Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2012-2015

Uma análise à figura permite concluir que a taxa média de crescimento anual (TMCA) dos consumos, no período em análise, foi de -0,3%.

Após um período de quebra acentuada dos consumos, nos anos de 2011 e 2012, em 2013 verificou-se um abrandamento na quebra nos consumos, com um crescimento moderado no último trimestre, iniciando uma possível retoma. Tal veio a ser confirmado pela evolução dos consumos verificada até 2015. Ainda que o crescimento não seja muito acentuado, verifica-se já uma leve retoma, em consonância com a recuperação lenta da economia portuguesa.

Em 2015, os consumos de energia elétrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na figura 5.5.

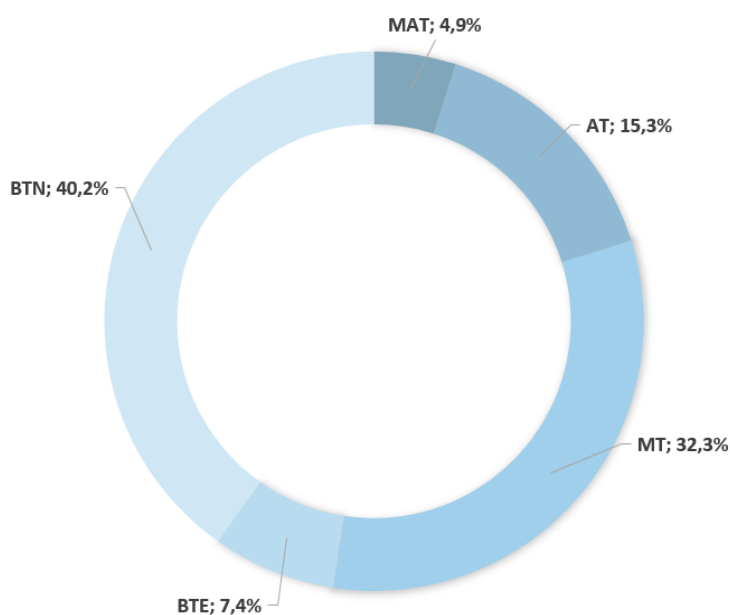


Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2015

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 50% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A figura 5.6 apresenta a distribuição por tipo de uso.

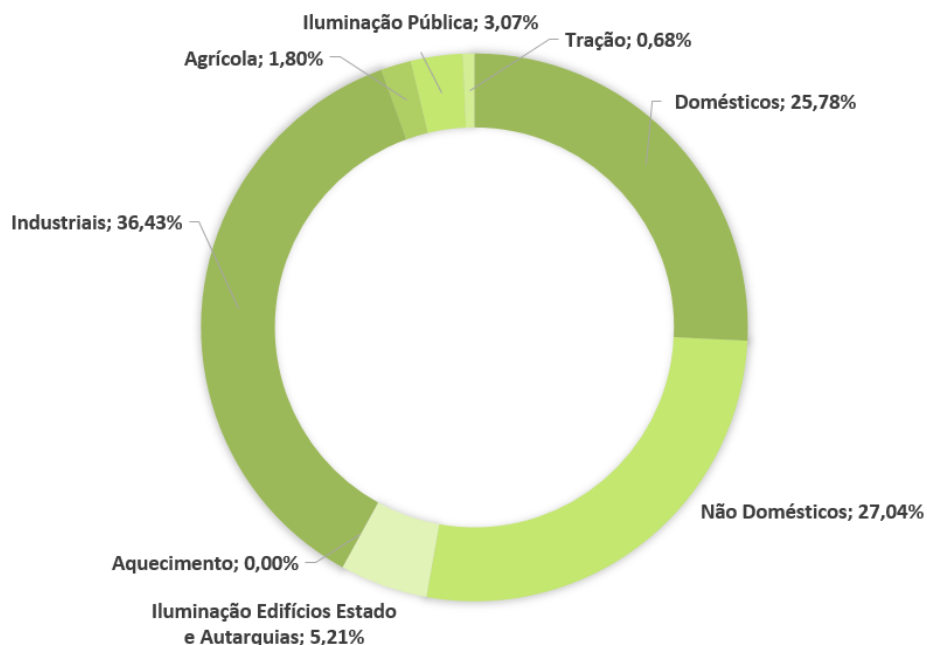


Figura 5.6. Distribuição de consumos por setor, ano 2015

Da análise da figura anterior constata-se que a maior fatia de consumo se verifica na indústria. Os consumos por setor mantêm-se em consonância com os dados do PDIRD anterior.

Apresenta-se na figura 5.7 um mapa com as densidades de consumos MT+BT para cada concelho de Portugal Continental (os consumos MT+BT são determinantes para o dimensionamento das subestações AT/MT da RND).

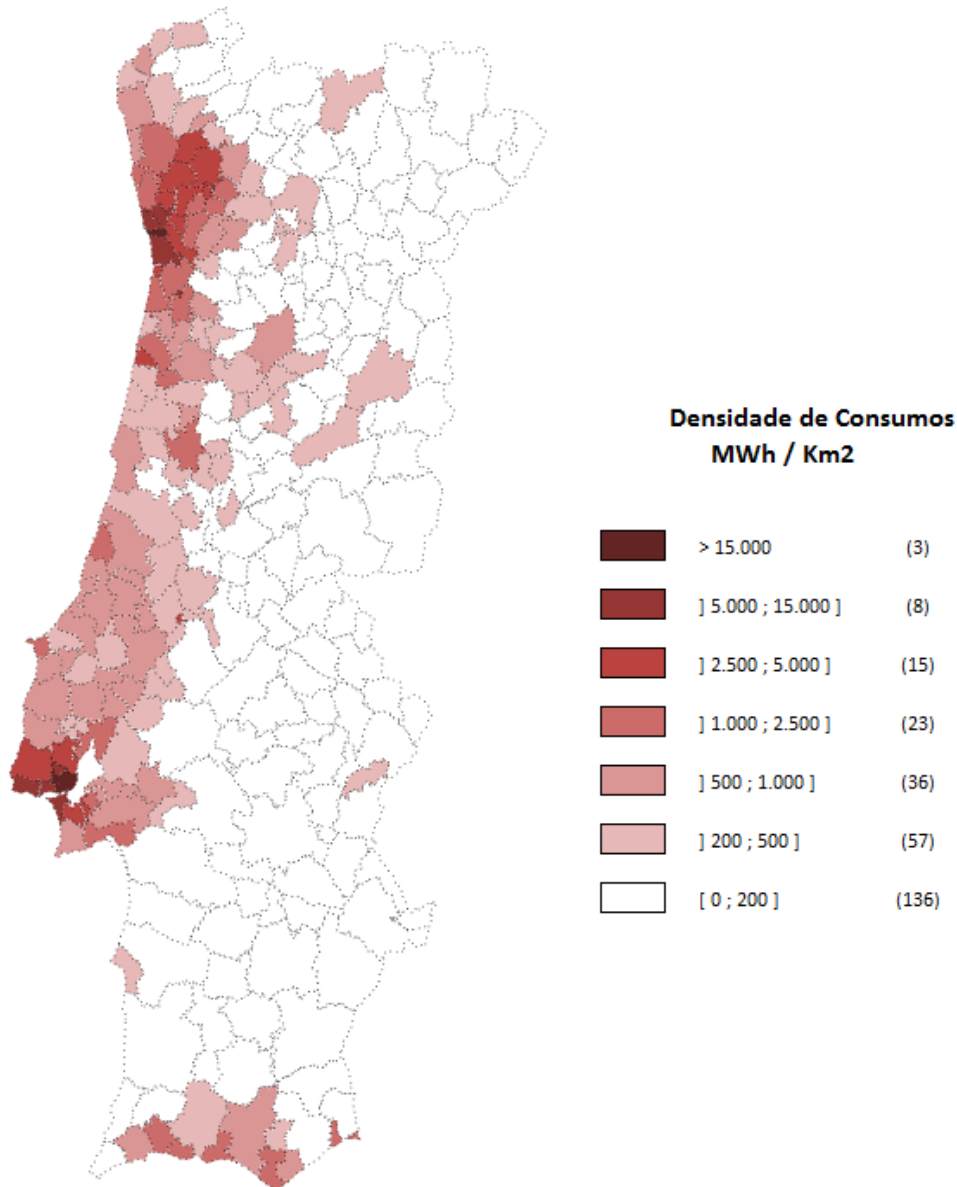


Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2015

Uma análise genérica ao mapa permite concluir que a grande maioria dos consumos de eletricidade estão concentrados na faixa litoral e nos grandes centros urbanos, destacando-se que cerca de 50% dos consumos se registam nas zonas de Lisboa e Porto.

5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição nos anos de 2012 a 2015 é representada na figura 5.8.

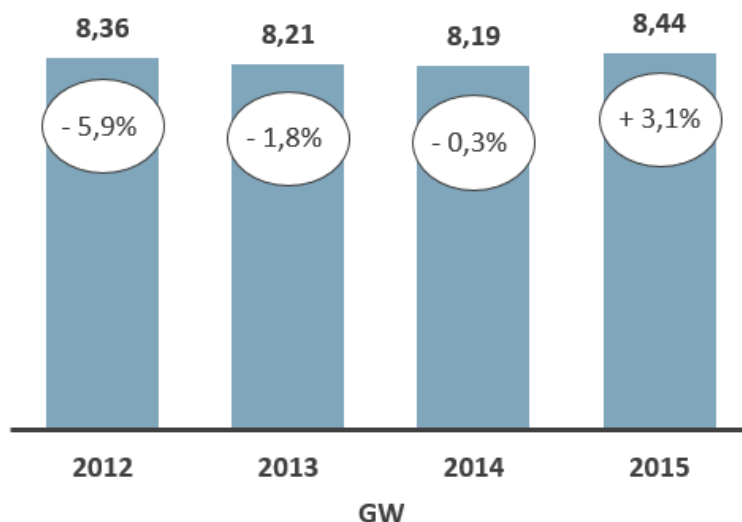


Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2012-2015

Relativamente à evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um decréscimo acentuado desde 2012 até 2013, estabilizando em 2014 e ocorrendo uma inversão no sentido positivo em 2015. A TMCA, no período 2012-2015, foi de 0,3%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na figura 5.9:

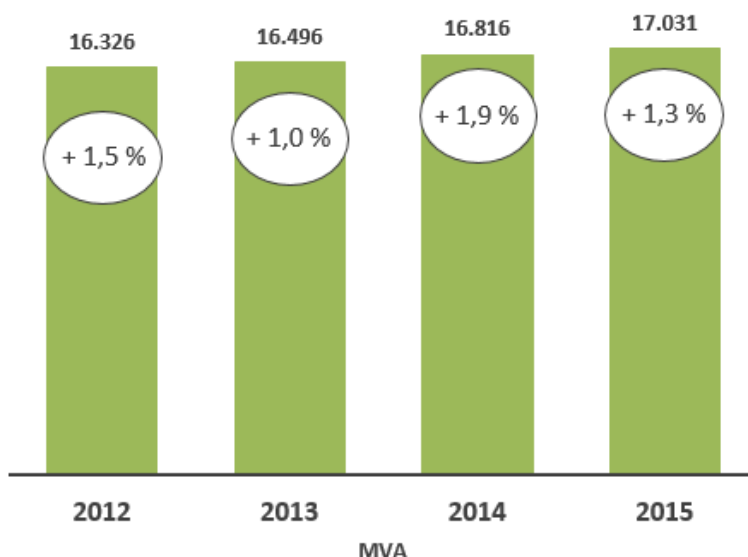


Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2012-2015

Verifica-se que a evolução da potência instalada tem crescido a um ritmo lento no período 2012-2015.

Este crescimento justifica-se para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das subestações mais carregadas, nomeadamente naquelas onde essa

utilização ultrapassou os 90%, garantindo os padrões de segurança para planeamento, a melhoria da qualidade de serviço e o aumento da eficiência da rede.

5.5 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

5.5.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme atrás referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano inclui-se no anexo 9 o estudo elaborado pela EDP Distribuição, considerando os consumos verificados até ao ano de 2015, as previsões mais recentes da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na tabela 5.2 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais

Unidade: **GWh**

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento
2013	48.545	4.687	43.858	-1,8%
2014	48.110	4.302	43.808	-0,1%
2015	48.392	4.114	44.277	1,1%
2016	48.389	3.997	44.391	0,3%
2017	48.581	3.896	44.685	0,7%
2018	48.832	3.800	45.032	0,8%
2019	49.118	3.730	45.388	0,8%
2020	49.681	3.716	45.965	1,3%
2021	49.951	3.694	46.257	0,6%

A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 46,3TWh em 2021.

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada nas tabelas 5.3 e 5.4.

Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)

Unidade: **GWh**

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2015	Previsto					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
MAT + AT	8 927	8 961	9 021	9 110	9 211	9 374	9 497
Variação anual	0,2%	0,4%	0,7%	1,0%	1,1%	1,8%	1,3%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2016-2021

Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)

Unidade: **GWh**

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2015	Previsto					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
MT + BTE + BTN + IP	35 350	35 430	35 664	35 922	36 177	36 591	36 760
Variação anual	1,3%	0,2%	0,7%	0,7%	0,7%	1,1%	0,5%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2016-2021

5.5.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2021, é a que se apresenta na figura seguinte:

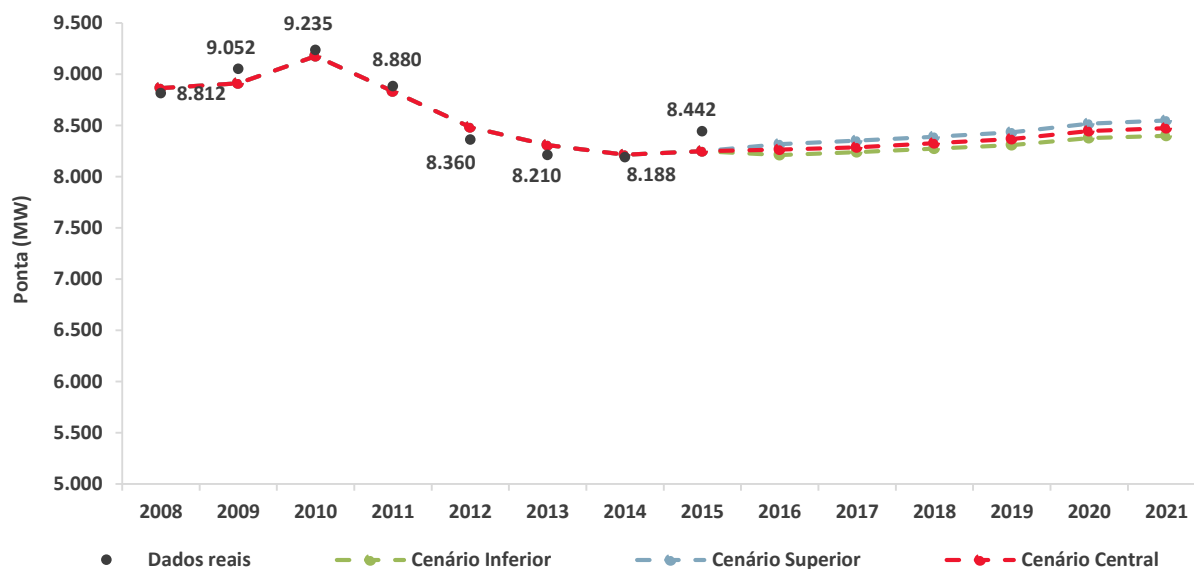


Figura 5.10: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2012-2015

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2015 (dados reais). Para os anos de 2016 a 2021 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

5.5.3 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS NAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

As potências das cargas nas subestações para a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes encontram-se no anexo 3.

No anexo 3.A é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2016, considerando os investimentos da EDP Distribuição que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2016, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

Nos anexos 3.B e 3.C é feita uma caracterização das pontas nos anos de 2018 e 2021, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

A projeção das pontas nas subestações foi efetuada com base na taxa de crescimento de consumo anual prevista para os concelhos, nos níveis de tensão MT e BT.

Nos anexos para cada subestação descreve-se a sua potência instalada, a ponta máxima e carga natural (inverno e verão), a potência de ligação disponível e a utilização da potência instalada.

Os termos utilizados nos quadros têm os seguintes significados:

Potência instalada – é igual à soma das potências nominais dos enrolamentos primários dos transformadores instalados na subestação, em MVA

Ponta máxima – Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;

Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA

Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente)

Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1)

5.5.4 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a EDP Distribuição tem disponíveis para recolha de informação do mercado, relativa a eventuais intenções de ligação à rede, permitiu sinalizar zonas de potencial crescimento acentuado de cargas.

Para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar constrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores.

Salienta-se que os grandes empreendimentos têm prazos de concretização alargados, pelo que não se justifica a realização antecipada de infraestruturas extra em resposta a essas solicitações. No entanto, face à relevância dos valores de potência envolvidos, estes poderão influenciar a escolha de soluções técnicas mais potenciadas, globalmente integradas em zonas onde se prevê um crescimento mais acentuado.

Face à incerteza na concretização de novos empreendimentos, em termos de datas e valores de potência a requisitar, serão devidamente monitorizados os focos de desenvolvimento de cargas, uma vez que valores significativamente diferentes dos previstos poderão criar necessidades de ajustamento no investimento, nomeadamente nos últimos anos deste Plano.

6. PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

6.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2016, prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 65 pontos de entrega (abreviadamente, PdE), divididos em 64 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO - CONCHAS. Esta última é utilizada apenas em regime de socorro, sendo nulo o trânsito de energia em exploração normal. No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD, 2016, conclui-se a ligação da RND à subestação da REN - ALTO DE SÃO JOÃO, concelho de Lisboa, e prevê-se a entrada em serviço de dois novos pontos de entrega da RNT: REN - ALCOCHETE e REN - OURIQUE, bem como a desativação dos pontos de entrega REN - RUIVÃES e REN - GUIMARÃES. Este último será substituído pelo PdE REN - FAFE, em exploração desde 2014, através de uma linha AT da RND, que se encontra em construção, interligando a SE GUIMARÃES à subestação REN - FAFE.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD 2017-2021 está acordado com o concessionário da RNT a entrada em serviço de 2 novos pontos de entrega:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO
- DIVOR

Para fazer face ao crescimento dos consumos que então se verificavam no eixo Porto – Póvoa de Varzim, foi prevista a necessidade de apoio da Rede de distribuição em AT com um novo PdE, na região de Vila do Conde. Os estudos efetuados pelo concessionário da RNT conduziram à localização do futuro PdE no concelho de Famalicão, afastando-se do propósito inicial. A integração do PdE na RND passa agora por um maior apoio à rede AT alimentada pelo PdE RIBA D'AVE, que verá a sua área de influência aumentada, consequência do encerramento dos pontos de entrega mono-alimentados RUIVÃES e GUIMARÃES, a concretizar em 2016. Face à redução dos consumos na região, observada recentemente, a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO, inicialmente prevista para 2017, foi acordada com o operador da RNT para 2019, desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019 - linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE. O principal benefício do projeto para a RND consiste na redução das perdas e no aumento de fiabilidade do abastecimento.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE REN - DIVOR. O objetivo apresentado pelo operador da RNT seria o de fazer face às dificuldades de expansão do PdE REN - ÉVORA. Face à redução dos consumos verificada na região nos últimos anos, e em acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - DIVOR foi adiada para 2021.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE REN - 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, foi acordado com o concessionário da RNT adiar a data de entrada em serviço deste novo PdE para 2022. Mantendo-se esta data, as obras de ligação à RND iniciar-se-ão ainda no último ano do período abrangido pelo PDIRD 2017-2021.

Para além de novos pontos de entrega, estão previstas novas ligações aos pontos de entrega existentes no período abrangido pelo PDIRD 2017-2021, que necessitam de novos painéis nos PdE da RNT:

- PdE PENELA- painel PONTÃO
- PdE VILA FRIA- painel SÃO ROMÃO DE NEIVA II

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o concessionário da RNT. Os projetos específicos que concretizam esses desenvolvimentos encontram-se descritos no capítulo 7 e nas fichas de caracterização dos investimentos, no anexo 7.

A lista com os projetos que dependem do Operador da RNT para a sua concretização, encontra-se no anexo 14, com a respetiva data de entrada em exploração e montante de investimento associado, os projetos estão priorizados face às necessidades da RND para garantir o cumprimento dos objetivos a que este Plano propõe.

6.2 LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇA

Existem 2 linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT:

- Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ
- Linha 15 kV VILA VERDE DE FICALHO – ROSAL DE LA FRONTERA

O trânsito de energia nestas linhas é contabilizado pelo concessionário da RNT.

Após a entrada em serviço do PdE REN - ESTREMOZ e da linha da RND ESTREMOZ - ALCÁÇOVA, a interligação transfronteiriça ALCÁÇOVA – BADAJOZ, que alimentava até então os consumos nos concelhos de Campo Maior e de Elvas, a partir da rede espanhola, passou a ter apenas a função de alimentação de recurso.

Nos anos 90, foram estabelecidas duas linhas MT de interligação transfronteiriça: Barrancos - Encinasola, já desativada, e Vila Verde de Ficalho - Rosal de la Frontera, para alimentação mútua das redes locais dos dois países. Com o aumento dos consumos e a evolução das redes, estas interligações deixaram de ser suficientes para a alimentação dos consumos envolvidos, tendo sido a primeira desativada por motivo de alteração da tensão no lado português (Barrancos). Relativamente à segunda linha, quando se justificar a alteração da tensão do lado português, o ORD solicitará ao operador da RNT que sejam desenvolvidas as diligências necessárias com vista à cessação do contrato de interligação MT entre os operadores das redes elétricas portuguesa e espanhola.

6.3 PRODUÇÃO EMBEBIDA

Situação em 31 dezembro 2015

O ano de 2015 termina com aproximadamente 4.276MVA (4.227MW) de potência ligada na RND relativa a 1004 instalações de PRE, crescendo 574MVA (452MW) de potência ligada relativa a 14 instalações de PRO. O aumento na potência de PRO é respeitante ao escalão de jusante do Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor, cuja ligação ocorreu em 2014.

Em 31 de dezembro de 2015, a potência ligada na RND perfazia 62,4% da totalidade de PRE ligada em Portugal Continental. Em 2015, o aumento líquido da potência ligada na RND foi de apenas 0,6%, valor influenciado pela desligação de quatro instalações de cogeração, totalizando 18,3MVA.

Na PRE, a fonte eólica representa 57% da potência. A tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica, aumento de 69%, de 2013 para 2015. Porém ainda representa apenas 6% da potência ligada em PRE na RND.

Em junho de 2015 começaram-se a ligar as primeiras instalações de produção, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014: UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo) e UPP (Unidade de Pequena Produção). A esmagadora maioria do número de instalações (98%) é de fonte solar, tecnologia fotovoltaica, e 84% do número de instalações ligaram-se na rede BT. Relevante observar a potência ligada em UPAC nos primeiros seis meses da vigência do decreto-lei, aproximadamente 2MVA, equivalente à potência ligada na anterior figura de microgeração, durante os seus primeiros dois anos, o que evidencia o grande interesse na produção sob a forma de autoconsumo e que, por conseguinte, poderá impactar na RND com a redução de energia distribuída.

Nos dados apresentados estão também incluídos os produtores ligados na rede BT, porquanto indiretamente a potência aí gerada naturalmente impacta na RND.

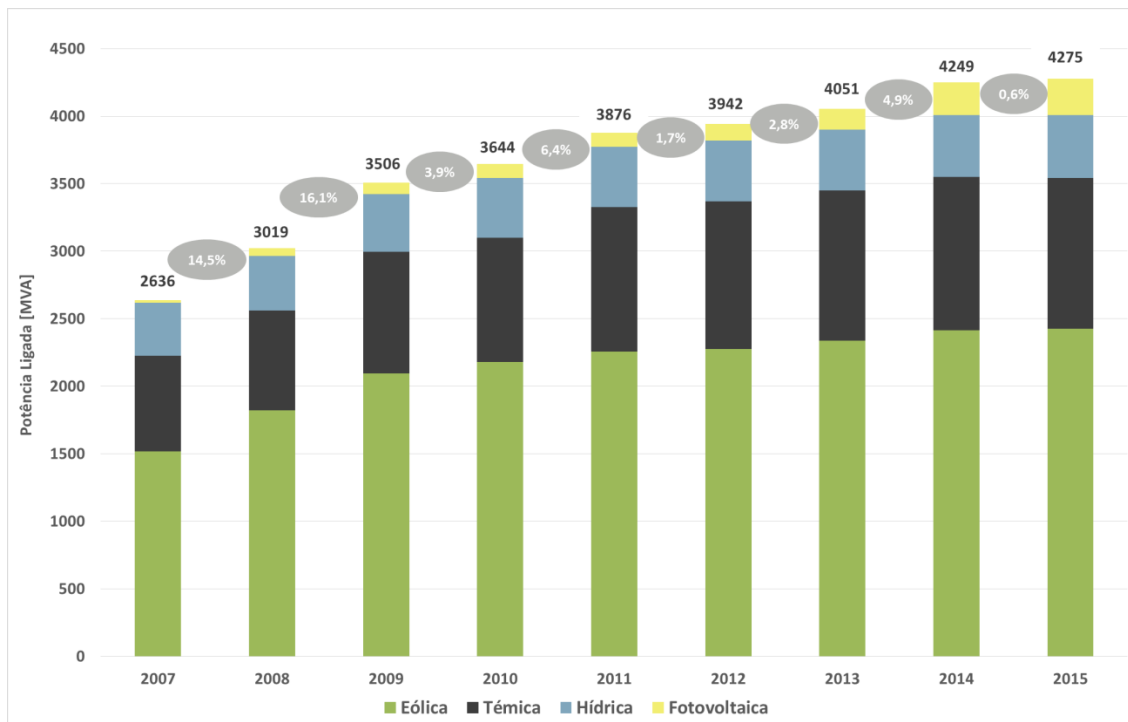


Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND

Processos em curso e comprometidos

Sobre a potência ligada na RND em final de 2015 acrescem 222MVA de potência de ligação relativa a 31 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e, previsivelmente, encontram-se a construir as centrais ou tê-las-ão ligado desde final de 2015. É o caso de 15 Centrais Fotovoltaicas totalizando aproximadamente 33MVA, cujo tempo de ligação nesta fase é normalmente inferior a um ano. Acrescem três Parques Eólicos totalizando aproximadamente 95MVA e cinco Aproveitamentos Hidroelétricos totalizando aproximadamente 14MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevaria a potência ligada na RND para 4.497MVA (coluna (a) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 1.138MVA de potência. Estes processos são situações cujos promotores têm Ponto de Receção (PR) atribuído (coluna (b) do gráfico seguinte) mas o processo de ligação não iniciou ou está parado. Existem situações sem contactos do promotor há mais de cinco anos, podendo indiciar o abandono do processo.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro eletroprodutor da zona piloto para as energias oceânicas criado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Ao abrigo desta legislação a concessionária da RND garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW. Numa ótica de eficiência de recursos, acompanhando o desenvolvimento da zona piloto, serão criadas as condições concordantes com as necessidades de potência que forem sendo declaradas pela entidade gestora.

Sobre os 5.635MVA de potência ligada e comprometida na RND avalia-se que em 2018 e em 2021 a RND disponha de, respetivamente, 7.488MVA e 7.740MVA de capacidade de receção para outros centros eletroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

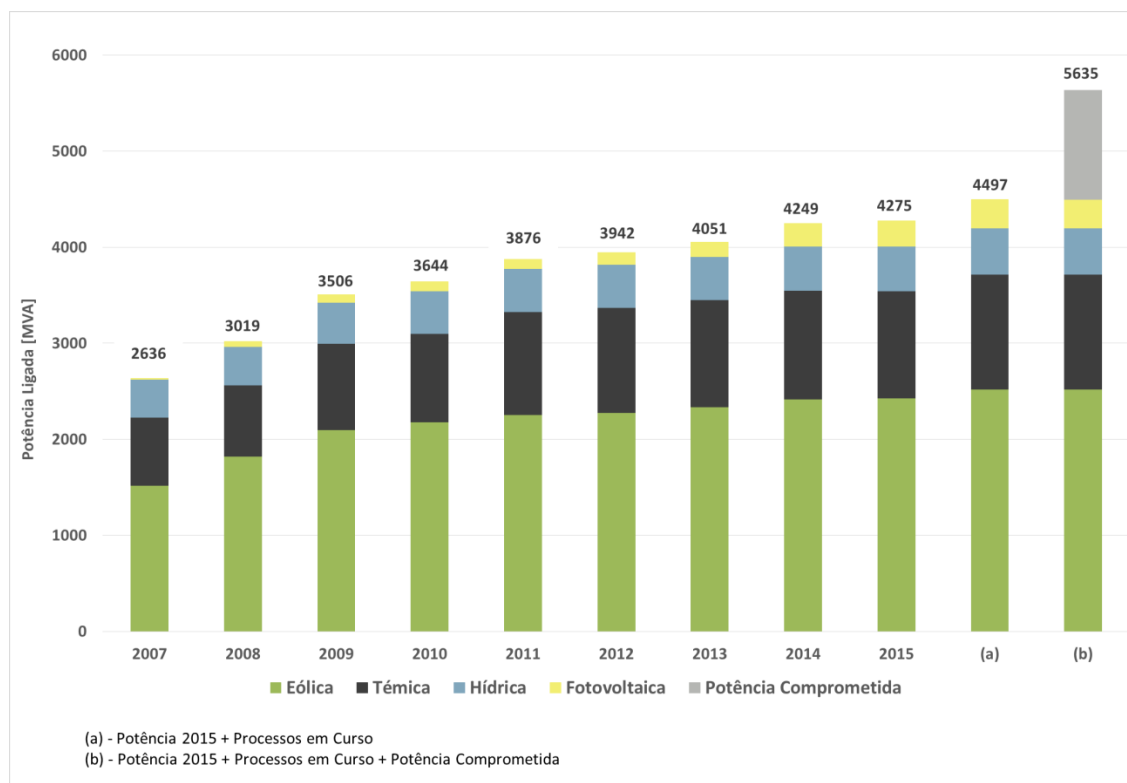


Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida

Perspetivas conhecidas

Durante o ano de 2015 foram respondidos 86 processos, ao abrigo do decreto-lei 215B/2012, o qual estabelece as condições da produção em mercado. Novamente a tecnologia fotovoltaica representou o maior número de processos, 69 de 86, ascendendo a um total de 1.329MVA de potência de ligação de um total de 1.451MVA. Não obstante o elevado interesse na produção em mercado, expresso no elevado número de processos respondidos, esta ainda não tem qualquer impacto na RND. A quase totalidade dos pedidos de ligação de Centrais Fotovoltaicas situa-se no sul do país, no Alentejo e Algarve.

No anexo 5 apresenta-se a capacidade prevista de receção de produção nas subestações AT/MT da RND.

Impacto dos PRE nas Perdas Técnicas

Um dos benefícios apontados para a produção descentralizada, entenda-se neste capítulo PRE, é a redução de perdas técnicas por via da redução de trânsito na rede uma vez que a energia é produzida próximo dos consumos.

Em 2015 a PRE nacional alimentou o equivalente a 42% do consumo nacional do sistema elétrico, revelando elevada integração da PRE. Na RND, a penetração da potência de PRE ultrapassa metade da ponta anual de consumo.

O estudo "Avaliação do Impacto da Produção Distribuída na Rede de Distribuição", elaborado pelo INESC-ID e incluído no anexo 8.G, permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o incremento de ligação de PRE. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, mas se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede, por exemplo a instalação de 1GW de PRE na rede AT provoca um incremento de perdas na rede AT de 16%.

7. CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2017-2021

7.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo procede-se à caracterização e justificação dos principais⁸ projetos a realizar no período de 2017 a 2021. Descrevem-se também os conjuntos de projetos que, apesar de individualmente terem menor dimensão, por possuírem um objetivo comum estão agrupados e são analisados em conjunto (programas ou subprogramas). Os valores de investimento apresentados são a custos primários.

No anexo 7 estão incluídas as fichas de caracterização respetivas.

Refira-se que os projetos previstos nos últimos anos do período serão oportunamente reavaliados nas subseqüentes revisões do PDIRD, a efetuar de dois em dois anos, podendo sofrer alterações ou surgir novos projetos.

Por razões de comodidade de representação no mapa de Portugal Continental, à escala 1:750.000, em formato A3, a apresentação dos principais projetos é feita neste plano por grandes zonas, correspondentes a cada folha do mapa:

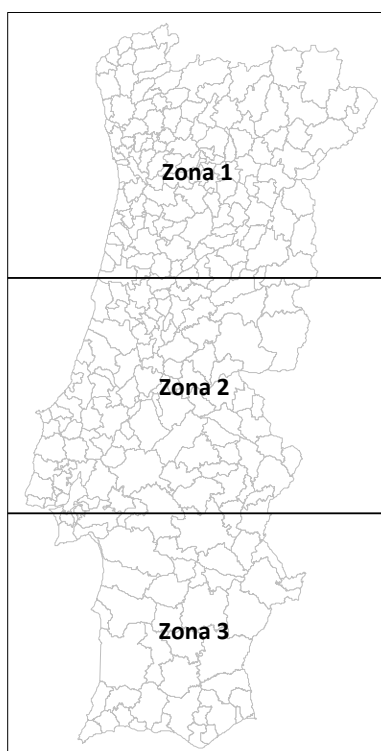


Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)

⁸ São indicados os investimentos (projetos/programas/subprogramas) de valor total igual ou superior a 500.000€ (custos primários).

Nas zonas limítrofes os projetos são apresentados na zona, cujos objetivos servem, ou onde têm maior significado. No final são referidos os projetos relevantes de carácter geral, que abrangem a RND, no seu conjunto.

Em cada uma das zonas consideradas, a apresentação é ordenada pela finalidade principal de cada projeto. Há, no entanto, projetos que têm mais do que uma finalidade, sendo inevitável repetirem-se algumas vezes referências ao mesmo projeto. A organização por finalidade é a seguinte:

7.1.1 LIGAÇÃO À RNT

Agrupa os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação de existentes. A realização destes projetos é coordenada entre as concessionárias da RNT e da RND e correspondem tanto a objetivos de reforço e reestruturação da RNT como a necessidades de potência da RND.

Os projetos envolvendo a construção de painéis de linha em subestações da RNT não estão geralmente aqui incluídos, sendo apresentados segundo a finalidade a que se destinam as novas linhas a que eles se ligam.

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o operador da RNT.

Os projetos de ligação à RNT mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.2 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO E DE CENTROS ELECTROPRODUTORES

Engloba os projetos previstos de ligação de instalações de consumo e de produção à rede AT, ou através de subestações AT/MT especialmente construídas para proporcionar essa ligação, e que serão integradas na RND.

Dada a natureza destes projetos, a sua concretização depende naturalmente da iniciativa de terceiros. No PDIRD 2017-2021 são referenciados os projetos acordados com os requerentes da ligação, que previsivelmente entrarão em serviço no período abrangido. Os custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo, de acordo com as regras em vigor. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor.

Os projetos de ligação de instalações de consumo e centros electroprodutores mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.3 REFORÇO INTERNO DA RND

Sob este título é apresentada a maioria dos principais projetos de iniciativa da concessionária da RND, que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e à melhoria da

eficiência da rede, ao cumprimento dos padrões de segurança e de qualidade de serviço. Incluem-se aqui novas linhas AT, novas subestações AT/MT e grandes projetos estruturantes de reforço da rede MT.

Os projetos de reforço interno da RND mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.4 MANUTENÇÃO E MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Inclui os projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para melhoria dos indicadores de qualidade de serviço e da qualidade da energia e redução das assimetrias entre regiões.

Estes projetos estão definidos em subprogramas orientados especificamente para a garantia de reserva N-1 de abastecimento às sedes de concelho, a melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica, o aumento da resiliência das redes aéreas em zonas de maior risco, a reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa e para a instalação de pontos de telecomando na rede MT.

Os projetos de manutenção e melhoria da qualidade de serviço e a sua programação variam consoante o cenário de investimento, nomeadamente tendo em consideração os diferentes objetivos de qualidade de serviço técnica definidos para cada um deles.

7.1.5 RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS

O elevado número de ativos técnicos da rede obriga à adoção de políticas e critérios de gestão adaptados a cada classe de ativo, tendo em conta as especificidades próprias e a sua envolvente.

A EDP Distribuição monitoriza e avalia a condição técnica dos ativos, utilizando os diversos tipos de manutenção, maximizando o seu bom desempenho e minimizando o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, melhorando assim a qualidade de serviço.

Para avaliar as necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos foi elaborado um estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 8.A e que fundamenta os valores de investimento em renovação e reabilitação de ativos a incluir neste Plano.

Deste estudo relevam-se os seguintes aspetos:

- Para os ativos transformadores AT/MT e linhas AT, cuja monitorização é mais cuidada, o risco é minimizado e, por isso, aceita-se um aumento da sua idade média sem comprometer a qualidade de serviço.
- Na rede MT considera-se a continuidade de substituição de ativos de secções reduzidas, que não estejam dimensionados para a corrente de curto-circuito expectável nas redes em que estão integrados ou que apresentem envelhecimento elevado.

- Reabilitação de componentes associados a subestações AT/MT e postos de corte, nomeadamente sistemas de alimentação de corrente contínua, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço.
- Esforço de renovação de disjuntores, incidindo particularmente sobre os disjuntores a óleo.

Conhecendo como os ativos envelhecem ao longo do seu ciclo de vida é possível determinar o momento mais adequado para efetuar as intervenções necessárias à reposição da sua condição técnica, seja através de ações de beneficiação, reabilitação ou substituição (renovação).

A metodologia utilizada para priorizar as propostas de investimentos a realizar no programa Renovação e Reabilitação de Ativos é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade para cada um dos ativos.

Após uma primeira análise para identificar os ativos com uma condição técnica menos satisfatória é calculado o Índice de Falha para cada um dos ativos, que quantifica o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha. Este índice é obtido ponderando o Índice de Saúde com o Índice de Fatores Externos.

São então selecionados os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado e avaliados os impactos, associados à sua falha, nos valores de negócio da Empresa.

Seguidamente é determinado o Índice de Criticidade associado à falha de cada um dos ativos selecionados, permitindo ordenar os ativos com condição considerada insatisfatória em função da quantificação da criticidade.

A determinação do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da EDP Distribuição tem como base a utilização de uma Matriz de Risco.

Uma vez identificados os ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade) são estudadas alternativas que permitam mitigar o risco e trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Os ativos em que esta mitigação possa ser conseguida através da atuação no Índice de Falha, são objeto de estudo para identificação de propostas a integrar o programa de investimento Reabilitação ou Renovação de Ativos.

Os projetos de investimento incluídos no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT foram selecionados tendo em consideração o Índice de Criticidade calculado, bem como os objetivos definidos para a qualidade de serviço e otimizando as diferentes intervenções numa mesma instalação.

Esta metodologia, que se encontra descrita no sumário executivo no anexo 8.B, permite efetuar uma melhor alocação dos recursos, renovando os ativos ou prolongando a sua vida, e assegurando bons desempenhos com custos justificados e risco controlado.

Os projetos de renovação e reabilitação de ativos mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.6 AUTOMAÇÃO DE SE E MODERNIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO COMANDO E CONTROLO

O programa Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo tem como principal objetivo melhorar a qualidade de serviço e a fiabilidade da rede, diminuindo a frequência e duração dos incidentes. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes:

- i. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas necessidades de investimento, referentes a situações de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

As principais intervenções nesta componente prendem-se com a substituição de SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT, e permitem para além da modernização dos ativos a incorporação de novas funcionalidades de proteção e automatismos idênticas às das novas instalações.

- ii. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT. Enquadra-se nesta componente dar continuidade aos seguintes tipos de intervenções:
 - instalação de proteções e automatismos (deslastre/relastre de mínimo de tensão e frequência, gestão horária de bateria de condensadores e regulação automática de tensão) em subestações que não possuam estas funcionalidades, consideradas indispensáveis para o adequado funcionamento das subestações;
 - implementação de REE (regime especial de exploração) em painéis de linha AT e MT que ainda não têm esta funcionalidade, para assegurar o estabelecimento rápido e fiável das necessárias condições de segurança para a realização de trabalhos TET;
 - instalação de proteções de terras resistentes em painéis de linha MT de subestações de zona A de qualidade de serviço (redução de MAIFI e SAIFI);
 - montagem de unidades de proteção diferencial de linha e teleproteções em painéis de linha AT de redes exploradas em malha.

Em termos globais, a componente associada a substituição de ativos assume-se com um peso superior à componente de atualização e modernização, captando aproximadamente 70% do investimento do programa, derivado essencialmente da necessidade de substituição de SPCC e URTA e do elevado custo associado a intervenções desta natureza.

Dada a sua importância, as necessidades de investimento em substituição de sistemas SPCC e URTA foram analisados no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 8.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rubrica contemplados no período 2017-2021.

Neste Plano, no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo está prevista a substituição de aproximadamente 25 SPCC (cerca de 13,5M€) e 50 URTA (cerca de 7,5M€). Adicionalmente, a substituição de SPCC é ainda efetuada no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT integrada na remodelação de QMMT (neste âmbito prevê-se a intervenção em cerca de 20 instalações).

É assim garantida a continuidade da atualização e modernização de sistemas de proteção, comando e controlo nas instalações da RND neste programa, para além de outros investimentos de âmbito mais genérico previstos realizar noutros programas, no período deste Plano.

Os projetos de Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.2 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS

7.2.1 7.2.1 ZONA 1

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no anexo 1.

7.2.1.1 Ligação à RNT

Durante o ano de 2016 conclui-se a ligação à RND do ponto de entrega REN- FAFE, com a construção da linha AT FAFE (REN) - GUIMARÃES e desativando-se o injetor REN- GUIMARÃES. Ainda neste ano será desativado o PdE REN- RUIVÃES, na sequência de um projeto de investimento na subestação de Ruivães (RND), que elimina o andar de 130 kV, que era a tensão do PdE.

No período 2017-2021, nesta zona, está prevista a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO (2019), desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019- linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE.

Ligação ao PdE - V N Famalicão

Para fazer face ao crescimento dos consumos na zona Noroeste do distrito do Porto (concelhos de Vila do Conde e Póvoa de Varzim), atualmente alimentados por três linhas AT a partir do injetor Vermoim, foi prevista a necessidade de construção de um novo ponto de entrega MAT/AT.

A localização para o novo PdE desviou-se do propósito inicial, passando o novo PdE a apoiar mais a rede de distribuição AT alimentada pelo PdE REN- RIBA D'AVE. O projeto de ligação do

PdE REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO à RND prevê a construção de 4 linhas AT, ligando, numa 1ª fase, às subestações LOUSADO e REQUIÃO, numa 2ª fase, às subestações BEIRIZ e VILA DO CONDE. Na 1ª fase do projeto de ligação ao injetor REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO é desativado um troço de aproximadamente 7 km da linha Lousado – Requião, estabelecida em 1973.

Investimento previsto no projeto da 1ª fase- 1.630 k€; ano de conclusão- 2019.

Investimento previsto no projeto da 2ª fase- 2.219 k€; ano de conclusão- 2021.

Linha AT Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva - Separação de ternos

Com o objetivo de aumentar a fiabilidade da rede AT na alimentação das subestações de São Romão de Neiva (concelho de Viana do Castelo) e de Fonte Boa (concelho de Esposende), eliminando a falta de reserva N-1 que se verifica na atualidade. A rede AT está sujeita a frequentes incidentes de curta duração.

O projeto consiste na separação dos ternos da linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva, constituindo dois circuitos independentes. Implica a disponibilização de um painel de linha AT, previsto pelo concessionário da RNT na sua subestação de Vila Fria, e a instalação de um painel de linha AT na subestação de São Romão de Neiva. A separação da linha em dois circuitos, explorados em paralelo, imuniza a rede às interrupções de curta duração, provocadas pela avifauna.

O projeto prevê a possibilidade de evolução futura para a construção de uma nova linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva II, duplicando a capacidade de transporte, se a evolução das cargas o justificar.

Investimento previsto no projeto - 220 k€; ano de conclusão- 2020.

7.2.1.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores

Nos últimos anos decresceu o nº de ligações na RND de novos centros electroprodutores, não se esperando concretizar nenhuma ligação à rede AT em 2016, nem existem intenções confirmadas de concretização, nesta zona.

Pelo contrário, tem havido várias solicitações de ligação de instalações consumidoras, novas e existentes (alimentadas em MT), prevendo-se até final de 2016 a ligação de duas instalações industriais, nos concelhos de Mangualde e de Oliveira de Azeméis, anteriormente alimentadas em MT. No período deste Plano, prevê-se a ligação à rede AT de três instalações, nos concelhos de Águeda, Ovar e Ribeira de Pena. Estas ligações são inseridas na rede AT existente, através de postos de corte de serviço público.

7.2.1.3 Reforço interno da RND

Durante 2016, prevêem-se concluir nesta zona importantes reforços da RND, dos quais se destacam:

- Posto de Corte 60 kV DEOCRISTE, no concelho de Viana do Castelo
- Linha 60 kV FAFE (REN) - GUIMARÃES
- Linha 60 kV MACEDO DE CAVALEIROS - MIRANDELA

Função da perspetiva de evolução dos consumos, no período do PDIRD 2017-2021 prevêem-se entrar em serviço, nesta zona, 4 novas subestações AT/MT:

- MOGUEIRAS, no concelho de Arcos de Valdevez
- CASAL DE CINZA, no concelho da Guarda
- GONDIFELOS, no concelho de Vila Nova de Famalicão
- Nova subestação AT/MT no concelho de Vila Nova de Cerveira

Prevê-se ainda reforçar a potência na SE SOUSA, no concelho de Felgueiras. Prevê-se ainda a construção de novas linhas AT e a execução de outros projetos na rede MT com impacto na melhoria de qualidade de serviço das redes.

Nova subestação AT/MT em Arcos de Valdevez

Os consumos dos concelhos de Arcos de Valdevez e de Ponte da Barca são maioritariamente alimentados pela subestação de Touvedo (concelho de Ponte da Barca), cuja carga natural ultrapassa 90% da potência nominal instalada no único transformador de 20 MVA. Em 2015, na sequência da instalação de uma nova unidade industrial no Parque Empresarial de Mogueiras, concelho de Arcos de Valdevez, foi necessário reforçar a alimentação da rede MT com uma subestação AT/MT móvel.

Das alternativas analisadas, entre as quais o reforço de potência na subestação de Touvedo, optou-se pela construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA. Considerou-se um aumento da potência de transformação, face à última versão, para melhor acomodar o aumento previsto dos consumos e a descativação da transformação 130/15 kV na SE LINDOSO.

A nova subestação resultará da ampliação do posto de seccionamento AT existente na zona, minimizando dessa forma o impacto e o custo da instalação. A futura subestação terá 6 saídas MT, que alimentarão cerca de metade da carga afeta atualmente à subestação de Touvedo.

O projeto assegura a bialimentação das sedes dos concelhos de Arcos de Valdevez e de Ponte da Barca, atualmente muito dependentes da subestação de Touvedo.

Investimento previsto no projeto - 2.660 k€; ano de conclusão- 2017

Nova subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira

No concelho de Vila Nova de Cerveira, na fronteira com o concelho de Valença, existe uma zona de concentração de consumos significativos, com uma carga de ponta de

aproximadamente 9 MW. Estes consumos são alimentados pela rede 15 kV da subestação de Valença, situada a 8 km. Por outro lado, a sede do concelho de Vila nova de Cerveira (2,5 MW de ponta) é alimentada pela SE France, com uma carga natural de consumo que ultrapassa a potência nominal do único transformador aí instalado.

Das alternativas analisadas, entre diversos locais, verificou-se que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA, no local de maior concentração de cargas tem benefícios de redução de perdas que justificam o investimento. A futura subestação será inserida na rede AT, na linha ORBACÉM - VALENÇA.

O projeto assegura a bialimentação da sede do concelho de Vila Nova de Cerveira, atualmente dependente da subestação de France.

Investimento previsto no projeto- 2.900 k€; ano de conclusão- 2020

Nova subestação AT/MT em Gondifelos

Verificou-se a existência na zona ocidental do concelho de Vila Nova de Famalicão de pontos de consumo dispersos, com dimensão significativa, cuja alimentação em média tensão atinge valores limite de queda de tensão, sendo previsíveis, a curto-médio prazo, situações de inconformidade regulamentar.

Para ultrapassar estes constrangimentos e ainda melhorar o apoio à rede de alimentação da sede de concelho de Vila Nova de Famalicão, prevê-se a construção da nova subestação Gondifelos, 60/15 kV, 1x31,5 MVA, ligada à rede AT na futura linha V.N.FAMALICÃO (REN) - REQUIÃO/ ALVELOS.

Face à existência de um terreno propriedade da EDP Distribuição, destinado à construção da subestação, não foi analisada outra localização alternativa.

Investimento previsto no projeto- 2.817 k€; ano de conclusão- 2019

Linha AT Turiz – Amares

A subestação AT/MT de Turiz, Vila Verde, encontra-se ligada em antena por uma linha com origem no injetor Oleiros (RNT). A carga da subestação, em hora de ponta, não consegue ser já socorrida pelas interligações de Média Tensão. A forma viável de garantir a reserva N-1 do circuito de alimentação AT e ao mesmo tempo de aumentar a utilização da linha que liga ao injetor da RNT é construir uma linha AT, interligando as subestações Turiz e Amares. A alternativa de construir uma 2ª linha a partir do PdE REN- OLEIROS, com um custo global idêntico, mostrou-se menos eficaz.

Para além do benefício da bialimentação da SE Turiz, do projeto resultam ainda outros benefícios de exploração: redução de perdas e aumento de estabilidade da malha envolvendo as subestações de S. João de Ponte e Lamações.

Investimento previsto no projeto - 1.202 k€; ano de conclusão- 2020

Reforço de potência na SE 60/15kV Sousa

Face à previsão da ponta de carga na SE SOUSA poder vir a aproximar-se perigosamente da potência instalada em 2022, considera-se a necessidade de reforçar a potência de transformação nesta subestação, com a instalação de um 2º transformador de potência, 31,5 MVA, idêntico ao 1º. A ampliação inclui a instalação de um 2º barramento MT e a repartição das saídas para a rede.

Dada a natureza do projeto, não se identifica solução alternativa mais rentável que o projeto proposto. A calendarização do projeto será ajustada em função da evolução dos consumos que vier a ser verificada.

Investimento previsto no projeto- 1.110 k€; ano de conclusão- 2021.

Substituição da subestação AT/MT Pocinho

A subestação do Pocinho, no concelho de Torre de Moncorvo, foi instalada em 1976, integrada na subestação MAT do mesmo nome, da estrutura da Rede Primária. Trata-se de uma instalação blindada exterior, parcialmente operada pelo operador da RNT. Para além desta particularidade que condiciona a operação do operador da RND, o equipamento, em serviço há quase 40 anos, em condições de exposição adversas, necessita de ser substituído.

O projeto prevê a construção de uma nova subestação AT/MT, totalmente integrada na RND, em terreno destacado da subestação MAT da REN. Adicionalmente, inclui-se o reforço e remodelação de rede MT na área de influência desta subestação.

Investimento previsto no projeto - 2.670 k€; ano de conclusão- 2017

Nova SE Casal de Cinza

Com o objetivo de aumentar a fiabilidade de alimentação às cidades capitais de distrito, previu-se a instalação de uma nova subestação AT/MT a Oeste da cidade da Guarda, na zona industrial e logística. A nova SE Casal de Cinza, 60/15 kV, terá um transformador de 40 MVA, proveniente da atual SE Guarda, onde, em sua substituição ficará um transformador de 20 MVA.

A nova subestação será inserida na rede AT no local de confluência de 3 linhas existentes, ficando ligada às subestações Celorico, Cerdeira e Guarda.

Investimento previsto no projeto- 2.895 k€; ano de conclusão- 2017.

7.2.1.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular diminuir o nº de incidentes de curta duração na rede abastecida pela saída “Bugio” da subestação de Felgueiras, que na média dos últimos 3 anos atingiu a média de 67 interrupções por ano, foi previsto o reforço da rede MT

que inclui a construção de um novo circuito da subestação para repartir os consumos desta saída.

Com a realização do projeto, prevê-se reduzir o nº de incidentes de curta duração para aproximadamente metade.

Investimento previsto no projeto- 534 k€; ano de conclusão- 2020

Reforço da rede MT da subestação de Tondela

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular diminuir o nº de incidentes em dias com fenómenos climáticos adversos, na rede abastecida pela saída “Caramulo” da subestação de Tondela. Este circuito tem mais de 100 km de extensão de rede aérea estabelecida em zona florestal.

O projeto consiste em repartir a o circuito atual em dois, reduzindo o impacto de cada incidente, e reforçar cerca de 14 km de rede aérea de secção reduzida (cobre de 10 mm² e aço de 30 mm²), que se revela demasiado débil para resistir às intempéries e à projeção de ramos de árvores.

Investimento previsto no projeto - 615 k€; ano de conclusão- 2019

7.2.1.5 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação do Andar AT da SE Guimarães

A subestação de Guimarães entrou em serviço em 1959, mantendo algumas estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos da cidade de Guimarães, com uma ponta de 43 MW.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 2 painéis de linha, 2 de transformador e inter-barras. Os transformadores, atualmente 3x20 MVA, 2 de 1966 e um de 1976, serão substituídos por novos, 2x31,5 MVA.

Investimento previsto no projeto- 2.040 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do Andar MT da SE Fafe

A subestação de Fafe, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1986. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1982 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Fafe alimenta consumos nos concelhos de Fafe e Guimarães, com uma ponta de 33 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do Andar AT e MT da SE Chaves

A subestação de Chaves, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1984. Os equipamentos AT e MT, de origem, exceto ampliações posteriores, são do tipo exterior. Os disjuntores, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1982 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Chaves, Valpaços e Montalegre, com uma ponta de 26 MW.

O projeto prevê a renovação do equipamento de origem do atual andar 60kV, reconfigurando-o para 2 semibarramentos, e o andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos, integrando-se na ampliação feita em 2005.

Investimento previsto no projeto- 1.570 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão

A subestação de Pinhão, no concelho de Alijó, entrou em serviço em 1982. Os equipamentos AT e MT, de origem, exceto ampliação do andar MT realizada em 2006, são do tipo exterior, cada andar com a configuração de duplo barramento. Os disjuntores, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1979 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Alijó, Sabrosa, São João da Pesqueira e Tabuaço, com uma ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição dos atuais andares 60 e 30 kV exteriores, integrando-se na ampliação feita em 2006.

Investimento previsto no projeto- 1.740 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do Andar AT da SE Macedo de Cavaleiros

A subestação de Macedo de Cavaleiros entrou em serviço em 1957, mantendo algumas estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1984 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos dos concelhos de Macedo de Cavaleiros, Vinhais e Alfândega da Fé, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 2 painéis de linha, 2 de transformador e inter-barras.

Investimento previsto no projeto- 900 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do Andar MT da SE Bragança

A subestação de Bragança entrou em serviço em 1983. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1983 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Bragança alimenta consumos nos concelhos de Bragança, Vimioso e Vinhais, com uma ponta de 30 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 30 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação do Andar AT da SE São Martinho de Dume

A subestação de São Martinho de Dume, no concelho de Braga, entrou em serviço em 1984. O andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são fabrico de 1983 e estão no fim da sua vida útil, exceto num painel mais recente. Atualmente, a subestação de São Martinho do Dume alimenta consumos no concelho de Braga, com uma ponta de 35 MW.

O projeto prevê substituição dos seccionadores dos painéis AT, recuperação/ beneficiação das estruturas oxidadas, substituição dos disjuntores dos painéis AT, exceto um, mais recente, substituição dos disjuntores MT dos painéis das BC e instalação de DST nos painéis das linhas).

Investimento previsto no projeto- 660 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação do Andar AT da SE Fonte Boa

A subestação de Fonte Boa, no concelho de Esposende, entrou em serviço em 1984, mantendo estruturas e equipamentos da época, exceto num painel recente. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1983 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos dos concelhos de Esposende e Barcelos, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do Andar MT da SE Bustos

A subestação de Bustos, no concelho de Oliveira do Bairro, entrou em serviço em 1983. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Aveiro, Oliveira do Bairro e Vagos, com uma ponta de 16 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto no projeto- 1.130 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do Andar MT da SE Barrô

A subestação de Barrô, no concelho de Águeda, entrou em serviço em 1990. O andar MT, de origem, é do tipo interior, constituído por quadro metálico. Os disjuntores MT, com meio de

corte em SF6, são maioritariamente de 1988. O quadro metálico sofreu incidente grave (incêndio) e encontra-se muito degradado. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Águeda, Oliveira do Bairro e Anadia, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto no projeto- 1.128 k€; ano de conclusão- 2018.

Reabilitação da rede AT do Porto

A rede AT de alimentação e as subestações Boavista e Monte dos Burgos, no Porto, tem cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados entre 1964 e 1972, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação da Boavista entrou ao serviço em 1964 e o andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. A subestação de Monte dos Burgos entrou ao serviço em 1970 e tem o mesmo tipo de configuração e tecnologia da subestação da Boavista. Em ambas as subestações os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1964 a 1968. Atualmente, as subestações Boavista e Monte dos Burgos alimentam consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 47 MW e 41 MW, respetivamente.

Conjugando as necessidades de renovação dos cabos subterrâneos e dos equipamentos AT das subestações Boavista e Monte dos Burgos, de entre as alternativas analisadas, optou-se por simplificar a estrutura da rede AT de alimentação dessas subestações, passando para uma configuração de bloco cabo - transformador e desativando os equipamentos do andar AT.

O projeto prevê o estabelecimento de um cabo isolado seco entre o posto de corte e seccionamento da Prelada da Boavista e a substituição dos transformadores nesta subestação 3x30 MVA, de 1964, por 2x40. Estes transformadores terão comutação do grupo de ligação do esquema atual na cidade do Porto (YNyn0) para o grupo de ligação normalizado nas restantes redes (YNd5). Relativamente à subestação de Monte dos Burgos, são alteradas as ligações por forma a obter a configuração de bloco cabo - transformador e desativado o andar AT.

Investimento previsto no projeto- 2.626 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação dos cabos AT entre a SE ANTAS e a SE Campo 24 Agosto

Os dois circuitos entre as subestações das Antas e do Campo 24 de Agosto, no Porto, são constituídos por cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados em 1975, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação do Campo 24 de Agosto entrou ao serviço na mesma data e alimenta consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 30 MW.

O projeto prevê o estabelecimento de dois circuitos em cabo isolado seco entre a subestação das Antas e a subestação do Campo 24 de Agosto e interligação com a subestação da Vitória, obtendo os circuitos Antas - Campo 24 de Agosto, Antas - Vitória e Prelada - Campo 24 de Agosto. Esta configuração aumenta a fiabilidade da rede AT de alimentação às subestações do

Campo 24 de Agosto e da Vitória, Tornando-as imunes a indisponibilidades dos injetores, quer da Prelada, quer das Antas.

Investimento previsto no projeto- 1.915 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do Andar AT da SE Custóias

A subestação de Custóias, concelho de Matosinhos, entrou em serviço em 1981, O andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são fabrico anterior ao da subestação (1959 e 1968) e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Matosinhos, com uma ponta de 35 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente e dos equipamentos identificados que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do Andar MT da SE Esgueira

A subestação de Esgueira, no concelho de Aveiro, entrou em serviço em 1987. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1985 e estão no fim da sua vida útil. Existe ampliação do andar 15 kV, realizada em 2004. Atualmente, a subestação de Esgueira alimenta consumos nos concelhos de Aveiro e de Albergaria, com uma ponta de 31 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos, integrando a ampliação realizada em 2004.

Investimento previsto no projeto- 1.475 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do Andar MT da SE Vila Nova de Gaia

A subestação de Vila Nova de Gaia, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1970. O andar MT mantém estruturas e algum equipamento de origem e é constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, com corte em SF6, foram maioritariamente substituídos recentemente. Atualmente, a subestação de Vila Nova de Gaia alimenta consumos no concelho de Vila Nova de Gaia com uma ponta de 38 MW.

O projeto prevê a renovação do barramento, isoladores de suporte 15 kV e dos equipamentos identificados que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação da Linha AT Mogofores - Mortágua

A linha 60 kV Mogofores - Mortágua, com condutores al-aço 160mm² e 20,2 km de comprimento, foi construída em 1974, para alimentação da subestação de Mortágua. A linha encontra-se já no fim da vida útil e apresenta evidências de degradação, principalmente ao

nível dos apoios. A linha Mogofores - Mortágua é normalmente explorada em vazio, mas uma vez renovada virá a alimentar a subestação de Mortágua, que atualmente alimenta consumos nos concelhos de Mortágua e Santa Comba Dão, com uma ponta de 12 MW.

O projeto prevê a renovação da linha incluindo condutores, isolamento e apoios.

Investimento previsto no projeto- 960 k€; ano de conclusão- 2022.

7.2.1.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renovação do SPCC da subestação de Bustelo

O SPCC (Sistema de Proteção, Comando e Controlo) da subestação de Bustelo, concelho de Penafiel, tem mais de 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 504 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do SPCC da subestação de São Martinho de Dume

O SPCC da subestação de São Martinho de Dume, concelho de Braga, está 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do SPCC da subestação das Antas

O SPCC da subestação das Antas, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 21 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado,

constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 765 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do SPCC da subestação da Boavista

O SPCC da subestação da Boavista, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 560 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do SPCC da subestação de Paranhos

O SPCC da subestação de Paranhos, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 26 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 675 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do SPCC da subestação da Vitória

O SPCC da subestação da Vitória, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 17 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 538 k€; ano de conclusão- 2021.

7.2.2 ZONA 2

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

7.2.2.1 Ligação à RNT

Após a abertura de vários pontos de entrega nos últimos anos, nesta zona no período 2017-2021 não está prevista a abertura de novos PdE da RNT para reforço da ligação à RND.

Reforço da ligação ao PdE REN-PENELA; linha Penela - Pontão

Para desfazer o “T” à saída do ponto de entrega REN- PENELA, da bifurcação da linha Pontão – Ortiga, está previsto o estabelecimento de uma nova linha AT, de 2 km de comprimento, para separar as linhas “Pontão” e “Ortiga”.

Investimento previsto no projeto- 166 k€; ano de conclusão- 2020.

7.2.2.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores

Nesta zona, durante 2016, prevê-se a ligação à rede AT de uma instalação de consumo, no concelho de Coruche, anteriormente alimentada em MT. No período do PDIRD 2017-2021 não existem intenções confirmadas de ligação de instalações consumidoras à rede MT.

Existem vários pedidos de informação para ligação de instalações de produção à rede AT, principalmente nos concelhos de Almeirim, Arronches e Santarém, mas não estão firmes as intenções de concretização no período de 2017-2021.

Ligação de aproveitamentos da energia das ondas na Zona Piloto

Por Decreto-Lei, o ORD tem a incumbência de construir as infraestruturas necessárias para proporcionar a receção na RND de 80 MVA de potência de geração.

A solução em análise com a entidade gestora do empreendimento apontou para uma 1ª fase dimensionada para a potência de aproximadamente 12 MW, consistindo no estabelecimento de uma canalização subterrânea 30 kV, entre o ponto de ligação na costa e a rede da subestação da Marinha Grande, numa extensão de 10 km. A ligação das restantes fases será definida no prazo e na dimensão, de acordo com as necessidades da entidade gestora.

O prazo de concretização deste projeto estará em conformidade com as obrigações legais do distribuidor. Nos últimos 2 anos, não houve desenvolvimento do processo.

7.2.2.3 Reforço interno da RND

Durante 2016, prevêem-se concluir nesta zona importantes reforços da RND, dos quais se destacam 2 subestações AT/MT:

- ALCAINS, no concelho de Castelo Branco
- GRADIL, no concelho de Mafra

Prevêem-se ainda a conclusão de várias linhas AT, das quais se destacam a conclusão da reformulação das linhas no eixo PEREIRO (REN) - VILA ROBIM, para além das que se destinam à alimentação das novas subestações AT/MT.

Função da perspectiva de evolução dos consumos, no período do PDIRD 2017-2021 prevêem-se entrar em serviço, nesta zona, uma nova subestação AT/MT:

- BENAVENTE, no concelho de Benavente

Prevê-se ainda o reforço de potência na subestação de Alpalhão e de entre as linhas AT, o reforço da linha 60 kV RIO MAIOR (REN) - TURQUEL e ligação da subestação do Maranhão ao PdE REN- ESTREMOZ.

Nova subestação AT/MT em Benavente

A carga da subestação de Mexeeiro, concelho de Salvaterra de Magos, ultrapassa com frequência 70% da potência instalada, atingindo, em ponta, 90%.

Entre as alternativas analisadas de reforço de potência na SE Mexeeiro e a construção de uma nova subestação perto da cidade de Benavente, optou-se pela 2ª por ser técnico-economicamente mais eficaz.

A solução prevista consiste na construção de uma nova subestação em Benavente (terreno disponível para o efeito), 60/30 kV, 1x20 MVA. A futura subestação será alimentada pela linha AT SE Carrascal – SE Mexeeiro, em anel.

Investimento previsto no projeto 2.285 k€; ano de conclusão- 2019.

Aumento de potência na SE Alhandra

A subestação de Alhandra tem 2 níveis de tensão MT, 30 e 10 kV, sendo este último alimentado por um transformador 60/10 kV, de 20 MVA, e por um enrolamento terciário de um transformador 60/30/10 kV, com apenas 10 MVA. Frequentemente, este enrolamento terciário ultrapassa a potência nominal

O projeto consiste em substituir um dos transformadores 60/30/10 kV, fabrico de 1972, por um novo transformador, igualmente 60/30/10 kV, com enrolamento terciário de 20 MVA. No global, existirá um aumento líquido da potência instalada de 1,5 MVA, porquanto o novo transformador terá a potência nominal de 31,5 MVA (enrolamento primário), enquanto o transformador substituído é de 30 MVA.

Analisada uma solução alternativa de reduzir a carga na rede 10 kV, através de uma nova subestação a construir perto de Alverca. Optou-se pelo aumento de potência na subestação de Alhandra por ser técnico-economicamente mais eficaz.

Investimento previsto no projeto - 500 k€; ano de conclusão- 2018

Reforço da linha AT RIO MAIOR (REN) - TURQUEL

A linha AT RIO MAIOR (REN) - TURQUEL alimenta as cargas das subestações Turquel e Cela, bem como a instalação de consumo ligada em AT nesta subestação, com uma ponta de 47 MW, e ainda socorre a subestação de Alcobaça, em caso de necessidade. A capacidade de transporte da linha existente já não é suficiente para este socorro, à ponta.

O projeto consiste em substituir a linha atual, estabelecida em 1979, com um terno al-aço 325, por uma linha com dois ternos e capacidade de transporte duplicada. O investimento no projeto é compensado pela redução de perdas na linha. Não se identificou uma solução alternativa técnico-economicamente mais eficaz.

Investimento previsto no projeto - 1.599 k€; ano de conclusão- 2020

Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão

A subestação do Maranhão é atualmente alimentada pelo PdE REN- ZÊZERE, muito mais distante que o PdE REN- ESTREMOZ. Verificou-se que a construção de um troço entre a linha MARANHÃO -ALCÁÇOVA e o injetor REN- ESTREMOZ e, por forma a permitir a alimentação da subestação do Maranhão por este injetor reduz as perdas de energia, compensando o investimento.

O projeto consiste em construir um novo troço de linha AT de aproximadamente 8 km, ligando o injetor REN- ESTREMOZ. A ligação utiliza o painel libertado aquando da passagem definitiva para 400 kV da linha MAT ESTREMOZ (REN) - DIVOR (REN).

Foi analisada uma solução alternativa de ligação à subestação de Estremoz da RND, que se revelou uma solução alternativa técnico-economicamente menos eficaz.

Investimento previsto no projeto - 750 k€; ano de conclusão- 2020

7.2.2.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Nova saída MT da subestação de Candosa

Para melhorar a qualidade de serviço e garantir a bialimentação dos consumos na sede de concelho de Carregal do Sal, prevê-se a constituição de um novo circuito da subestação de Candosa para Carregal do Sal.

O projeto aumenta a fiabilidade da rede, reforçando a capacidade de transferência de cargas entre as subestações de Candosa e de Carregal do Sal, esta última com apenas um transformador, alimentado por uma linha AT em antena, estando sujeita a maiores tempos de indisponibilidade.

A solução é mais económica que qualquer alternativa viável de bialimentação pela rede AT.

Investimento previsto no projeto- 503 k€; ano de conclusão- 2019.

Bialimentação AT das subestações Pedrógão e Sertã

As subestações Pedrógão e Sertã têm, cada uma, a alimentação AT em antena. No conjunto representam mais de 21 MW em ponta. Não existe capacidade na rede MT para o socorro das cargas alimentadas por cada uma das subestações, no caso de falha das respetivas linhas de alimentação AT. A dimensão da carga não socorrida é muito maior no caso da subestação da Sertã, que afeta a sede do concelho.

As soluções de interligação com linha MT, ou linha AT, funcionando numa 1ª fase em MT, revelaram-se ineficazes, por não garantirem a médio prazo a alimentação dos consumos em condições de exploração (queda de tensão) regulamentares. A solução consiste no estabelecimento de uma nova linha AT interligando as duas subestações.

Investimento previsto no projeto- 1.555 k€; ano de conclusão- 2017.

Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova

Integrado no programa de redução das assimetrias de qualidade de serviço entre as linhas MT, prevê-se intervir na saída “Caia” da subestação Alcáçova, concelho de Elvas, que na média dos últimos anos teve um desempenho entre as piores, em particular, nos dias de clima adverso. O circuito, 30 kV, tem uma grande extensão de rede associada, cerca de 160 km. O nº de incidentes de curta duração é de 47 por ano (valor de 2013).

A fim de disponibilizar o painel de 30 kV na subestação de Alcáçova, promove-se a conversão da rede residual de 6 kV, 24 postos de transformação, para a rede de 30 kV, integrando-a na rede urbana da cidade de Elvas.

Adicionalmente, serão instalados órgão de corte na rede com capacidade de isolar redes em defeito, que em conjunto com o desdobramento da linha em 2 circuitos conduzirá a uma redução de 70% do nº de interrupções sentidas por cada consumidor.

Investimento previsto no projeto- 966 k€; ano de conclusão- 2019

7.2.2.5 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação das linhas AT SE Vale do Tejo – SE Cruz do Campo

A linha AT Vale do Tejo – Cruz do Campo (concelhos de Alenquer, Azambuja e Cartaxo), aproximadamente 19 km, foi estabelecida em 1978 e necessita de intervenção de recuperação em todos os apoios, substituição de travessas, isoladores e condutores, que têm uma secção baixa, al-aço 175mm², face à potência necessária em certos regimes de contingência.

O traçado da linha Vale do Tejo – Cruz do Campo é acompanhado a pouca distância pelas linhas AT Vale do Tejo Espadanal e Espadanal Cruz do Campo, 10 anos mais recente.

Foi avaliada a substituição simultânea de todas as linhas por uma linha dupla, com 2 circuitos, em alternativa à substituição da linha mais antiga e substituição das restantes 10 anos depois. Optou-se pela 1ª solução, tendo em consideração o menor impacto no meio ambiente

(utilização de um corredor mais reduzido) e a maior redução de energia de perdas (na nova linha, os condutores têm maior secção).

Investimento previsto no projeto- 2.131 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação da linha MT SE Lousã - Cabeçadas

Trata-se de uma linha construída em 1939, para ligação em AT da central de Santa Luzia à subestação da Lousã. Integrada na rede MT em 1993.

Avaliada a condição do ativo, em exploração há mais de 70 anos, concluiu-se pela sua remodelação profunda, na extensão de 14,5 km.

Investimento previsto no projeto- 592 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)

A subestação da Venda Nova, no concelho de Tomar, entrou em serviço em 1969. O andar 30 kV, de origem, é do tipo interior, isolado a ar, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, corte em SF6, são recentes. Atualmente, a subestação da Venda Nova alimenta consumos nos concelhos de Tomar e Ferreira do Zêzere, com uma ponta de 26 MW.

O projeto prevê a substituição do barramento, isoladores e equipamentos com a vida útil ultrapassada e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2018.

Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim

A subestação de Almeirim 60/30/15 kV entrou em serviço em 1979. O andar 30 kV é do tipo exterior, constituído por dois semibarramentos, cuja obra de renovação está em curso. O andar de 15 kV alimenta uma rede residual, com 2 circuitos e 15 instalações de consumo. É constituído por um quadro metálico, do ano da construção da subestação e de um tipo que tem sofrido muitos incidentes, devido a contornamentos. Os disjuntores 15 kV, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1978 e encontram-se com a vida útil esgotada. Atualmente, a subestação de Almeirim alimenta consumos nos concelhos de Almeirim e Chamusca, com uma ponta de 30 MW.

Dado o carácter residual da rede 15 kV, em alternativa à substituição do andar 15 kV existente por um quadro metálico blindado novo, o projeto prevê a conversão da rede e dos postos de transformação 15 kV para 30 kV e integração na rede existente neste nível de tensão.

Investimento previsto no projeto- 858 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do andar AT da SE Entroncamento

A subestação do Entroncamento entrou em serviço em 1972. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1974 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta

os consumos dos concelhos do Entroncamento, Golegã, Torres Novas e Vila Nova da Barquinha, com uma ponta de 24 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do andar AT da SE Pombal

A subestação do Pombal entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho do Pombal, com uma ponta de 28 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 560 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação da Linha AT Olho de Boi - Ponte de Sôr

A linha 60 kV Olho de Boi - Ponte de Sôr faz parte do eixo de rede originalmente estabelecido entre as subestações de Olho de Boi e Estremoz, em serviço desde 1968. A linha, de altura baixa e com degradação do isolamento e dos acessórios, está obsoleta, sem capacidade de transporte suficiente para as cargas em causa.

Face à estrutura atual da rede e em alternativa à solução de substituição integral da linha Olho de Boi - Ponte de Sôr, o projeto prevê a sua renovação até ao apoio nº 28, de onde deriva a linha para alimentação de uma instalação de serviço particular, e desmontagem do excedente. O canal de comunicações instalado nesta linha (ADSS) será substituído pela instalação de cabo de Guarda (OPGW) na linha Belver - Ponte de Sôr.

Investimento previsto no projeto- 600 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do andar AT da SE Maranhão

A subestação do Maranhão, concelho de Avis, entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Avis, Mora, Ponte de Sôr e Sousel, com uma ponta de 12 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 680 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação do andar AT da SE Cruz do Campo

A subestação da Cruz do Campo, concelho do Cartaxo, entrou em serviço em 1966 O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973, 1979 e 1984, exceto ampliações, ou substituições recentes. Atualmente, a subestação da Cruz do Campo alimenta consumos nos concelhos da Azambuja e do Cartaxo, com uma ponta de 17 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto no projeto- 910 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação da subestação AT/MT Belver

A subestação de Belver, no concelho de Mação, entrou em serviço em 1972. O andar AT está integrado com a Central Hidroelétrica de Belver e os equipamentos AT são anteriores (desde 1967). O andar MT é de 1994, composto por um monobloco exterior, blindado em chapa, que se encontra em deficientes condições, derivado às intempéries. Atualmente, a subestação de Belver alimenta consumos nos concelhos de Mação, Abrantes e Gavião, com uma ponta de 7 MW.

O projeto prevê a renovação dos equipamentos de origem do atual andar 60kV, com a sua vida útil esgotada e a instalação de um novo andar MT, em edifício, com um novo quadro blindado modular, um barramento, e um novo sistema de proteção comando e controlo.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão - 2022.

7.2.2.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renovação do SPCC da subestação da Talagueira

O SPCC da subestação da Talagueira, concelho de Castelo Branco, tem mais de 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 500 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do SPCC da subestação do Telheiro

O SPCC da subestação do Telheiro, concelho de Maфра, está em serviço há 16 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2019.

7.2.3 ZONA 3

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

7.2.3.1 Ligação à RNT

Durante o ano de 2016 prevê-se concluir as ligações à RND dos novos injetores REN- ALTO DE SÃO JOÃO, REN- ALCOCHETE e REN- OURIQUE, bem como a ligação à linha MAT ESTREMOZ (REN) - DIVOR (REN), provisoriamente explorada a 60 kV.

No período 2017-2021, nesta zona, está prevista a entrada em serviço de um novo injetor da RNT nesta zona: REN- DIVOR.

Ligação ao PdE REN- DIVOR

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE RNT- DIVOR.

Inicialmente, A linha MAT da RNT que alimentará o futuro injetor da RNT, funcionará provisoriamente a 60 kV, a partir do PdE REN- ESTREMOZ e alimentará diretamente a futura subestação AT/MT Cerâmica (concelho de Arraiolos), através de uma linha AT da RND, com aproximadamente 8 km.

Adiada a data de entrada em serviço do PdE REN- DIVOR para 2021, o projeto da ligação à RND foi revisto, considerando agora apenas 3 painéis: Cerâmica e Montemor/Évora I e II. Ainda decorrem estudos com o concessionário da RNT sobre o projeto e a sua calendarização.

Investimento previsto no projeto - 1.253 k€; ano de conclusão- 2021.

Ligação ao PdE REN- PEGÕES

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE RNT- PEGÕES. A necessidade deste ponto de entrega esteve relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento. Tendo sido adiada a construção destes empreendimentos, a data de entrada em serviço deste novo PdE foi também adiada para lá do período abrangido pelo presente PDIRD, ficando acordada agora para 2022.

O projeto de ligação do novo PdE prevê o estabelecimento de 2 circuitos, alimentando as subestações de Pegões e de Vendas Novas. Mantendo-se a data indicada, as obras iniciar-se-ão ainda em 2021, no último ano do período abrangido pelo PDIRD 2017-2021.

Investimento previsto no projeto - 577 k€; ano de conclusão- 2022.

7.2.3.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros electroprodutores

Nesta zona, durante 2016, prevê-se a ligação à rede AT de instalações de consumo, uma no concelho de Palmela, uma no concelho de Beja e outra no concelho de Moura. No período do PDIRD 2017-2021 não existem intenções confirmadas de ligação de instalações consumidoras à rede MT.

Existem em carteira várias intenções de ligação de instalações de consumo e de produção, nomeadamente de centrais fotovoltaicas, à rede AT, mas desconhece-se o prazo de concretização, pelo que não se encontram refletidas no PDIRD 2017-2021.

7.2.3.3 Reforço interno da RND

Durante 2016, prevêem-se concluir nesta zona importantes reforços da RND, dos quais se destaca a subestação AT/MT:

- GRADIL, no concelho de Mafra

Prevêem-se ainda a conclusão de várias linhas AT, das quais se destaca a linha TAVIRA (REN) - CONCEIÇÃO, novo posto de corte AT que no concelho de Tavira já preparado para a futura subestação AT/MT, para além das que se destinam à alimentação da nova subestação AT/MT.

Função da perspetiva de evolução dos consumos, no período do PDIRD 2017-2021 prevêem-se entrar em serviço, nesta zona, 4 novas subestações AT/MT:

- PENA, no concelho de Lisboa
- GODIGANA, no concelho de Sintra
- CAPARIDE, no concelho de Cascais
- CONCEIÇÃO (ex- Cacela), no concelho de Tavira

Prevê-se ainda a execução de outros projetos na rede MT com impacto na melhoria de qualidade de serviço das redes.

Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)

Trata-se de um projeto cuja execução vem sendo sucessivamente adiada e alterada pela falta de espaço autorizado para a construção da nova subestação. Esta situação tem causado limitações severas à exploração da rede e abastecimento dos consumos, patente nas elevadas taxas de utilização da potência instalada nas subestações do centro da cidade de Lisboa, em particular na subestação da Praça da Figueira, cujos transformadores, em momentos assíncronos, atingem sobrecarga.

A alimentação AT desta subestação será concretizada a partir do posto de seccionamento do Alto de S. João, ligado ao ponto de entrega da RNT. A subestação terá um transformador 60/10 kV, 40 MVA.

Foi equacionada uma solução alternativa de reforço de potência na subestação da Boavista, que se revelou técnico-economicamente menos eficaz.

Investimento previsto no projeto GL06061 – 3.977 k€; ano de conclusão- 2017.

Nova subestação AT/MT Godigana

A região Noroeste do concelho de Sintra é uma região de média/ baixa densidade de cargas, que se encontra longe de qualquer ponto de injeção AT/MT. Por outro lado, a tensão de distribuição 10 kV não favorece a alimentação dos consumos a distâncias da ordem dos 10 km, como é o caso. Verificaram-se no passado situações de quedas de tensão próximas do limite admissível. As situações mais carentes têm sido pontualmente resolvidas com reforço das redes MT. Pelo valor da carga envolvida, já se justifica a construção de uma nova subestação AT/MT.

A futura subestação terá um transformador 60/10 kV, 20 MVA. A configuração da alimentação AT foi alterada para uma derivação da linha SABUGO - MAFRA, face à dificuldade reconhecida em fase de projeto no estabelecimento de uma linha AT com origem na subestação de Pêro Pinheiro.

Esta solução revelou-se mais eficaz e com menor impacto ambiental que a alternativa inicialmente considerada de construir a nova subestação mais próxima da zona de proteção natural, em São João das Lampas, junto a um posto de seccionamento existente.

Investimento previsto no projeto- 3.026 k€; ano de conclusão- 2017.

Nova subestação AT/MT Caparide

Foi identificada a necessidade de proceder ao reforço da injeção AT/MT em Cascais, e apontada uma localização para uma futura subestação no meio do retângulo definido pelas subestações Alcoitão, Estoril, Abóboda e Parede. A SE Caparide ficará já dentro da zona urbana, e por isso, será uma subestação fechada, insonorizada e alimentada por um cabo subterrâneo AT. Terá numa 1ª fase 40 MVA de potência instalada num único transformador.

Com a entrada em serviço da SE Caparide, será possível baixar o nível de carga das subestações Estoril e Parede, aumentando a segurança do abastecimento. Face à redução dos consumos verificada recentemente e às atuais previsões de crescimento moderado, a calendarização do projeto foi adiada.

Investimento previsto no projeto - 3.802 k€; ano de conclusão- 2021.

Reforço da rede MT da SE Cacém

Para resolver estrangulamentos detetados na rede urbana (zona A do RQS), servida pela subestação do Cacém, ao nível da falta de reserva N-1 e cargas que se aproximavam da capacidade de transporte dos cabos.

O projeto consiste no estabelecimento de 2 novas saídas MT da subestação do Cacém e vários reforços de rede. Durante o estudo do projeto foram analisadas várias alternativas de reforços e de traçados.

Investimento previsto no projeto - 662 k€; ano de conclusão- 2018.

Nova subestação AT/MT Conceição

O objetivo deste projeto é o de reduzir as perdas de energia nas redes AT e MT que servem os concelhos de Tavira, Castro Marim e Vila Real de Santo António, alinhado com o aumento da fiabilidade da rede garantia de alimentação com reserva N-1.

Pensada construir no extremo ocidental do concelho de Vila Real de Santo António, na fronteira co o concelho de Tavira, a localização definitiva acabou por ficar neste último, daí ter sido alterada a nomenclatura para Conceição, em conformidade com a freguesia respetiva.

O projeto consiste na construção de uma subestação 60/15 kV no posto de corte do mesmo nome, que entrará em serviço durante 2016. Terá um transformador 60/15 kV de 31,5 MVA e 6 saídas para a rede MT.

Investimento previsto no projeto - 2.209 k€; ano de conclusão- 2019.

7.2.3.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Reforço da rede 15 kV da subestação de Pegões

A rede 15 kV alimentada pela subestação de Pegões é extensa e sujeita a muitas interrupções de curta duração (46, na média dos dois circuitos, em 2013). O projeto tem por objetivo criar um novo circuito, repartindo a rede com os existentes.

O projeto prevê a substituição do andar 15 kV da subestação, constituído apenas por dois disjuntores auto-religadores, por um quadro metálico blindado com moderno sistema de proteções, o que permite maior seletividade e localização rápida dos defeitos.

Estima-se uma melhoria dos indicadores de qualidade de serviço em 50%.

Investimento previsto no projeto- 639 k€; ano de conclusão- 2019.

Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista

Atualmente, as subestações que alimentam a zona ocidental de Lisboa (Belém e Restelo), principalmente Central Tejo, Zambujal e Boavista, são alimentadas pelo injetor Zambujal, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Zambujal, nesta zona da cidade, o projeto transfere a alimentação de um transformador em cada uma das subestações Central Tejo e Boavista para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Zambujal.

O projeto prevê o estabelecimento de dois ternos de cabo subterrâneo (5,3 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção do cabo Zambujal - Boavista I. Através da junção com os cabos existentes obtêm-se dois novos circuitos: Alto de São João - Boavista e Alto de São João Central Tejo, utilizando os cabos de dois dos circuitos Zambujal - Boavista e Zambujal - Central Tejo. Cada subestação fica então alimentada por injetores diferentes: Alto de São João e Zambujal.

Investimento previsto no projeto- 2.639 k€; ano de conclusão- 2018.

Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto reforça a potência de um transformador na subestação Expo Sul e transfere a sua alimentação para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Moscavide. Este projeto é complementar ao projeto descrito a seguir.

O projeto prevê o estabelecimento de um terno de cabo subterrâneo (4,8 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção de um cabo de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo o circuito Alto de São João - Expo Sul

Investimento previsto no projeto- 2.060 k€; ano de conclusão- 2022.

Cabo subterrâneo AT Aeroporto - Metro Calvanas

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto permuta o circuito de alimentação de um dos transformadores da subestação do Aeroporto com um dos circuitos de alimentação do Metro Calvanas (instalação de consumidor AT). Com este projeto, a alimentação da subestação do Aeroporto fica repartida por dois injetores: Carriche e Moscavide. Este projeto é complementar ao descrito anteriormente.

O projeto prevê o estabelecimento de um terno de cabo subterrâneo (4,8 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção de um cabo de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo o circuito Alto de São João - Expo Sul

Investimento previsto no projeto- 1.871 k€; ano de conclusão- 2022.

7.2.3.5 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação do andar AT da subestação de Sabugo

A subestação do Sabugo, concelho de Sintra, entrou em serviço em 1978 e tem sido sucessivamente ampliada. Trata-se de um nó importante da rede, do qual depende a alimentação de 5 transformadores AT/MT, com a potência instalada de 100 MVA.

O projeto prevê a substituição do equipamento de origem, incluindo disjuntores a óleo, fabrico de 1974, que apresentam várias falhas de funcionamento, em particular dos comandos, que requerem ações acrescidas de manutenção.

Investimento previsto no projeto- 783 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do andar 30 kV da SE Monte Feio

A subestação de Monte Feio, concelho de Sines, entrou em serviço em 1975. O andar MT é maioritariamente de origem (existem ampliações mais recentes) e está sujeito a forte poluição marítima e industrial.

O projeto prevê a substituição do atual andar 30 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 1.550 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação AT/MT da subestação de Beja

O andar AT da subestação de Beja entrou em serviço em 1976 e é composto por um único barramento, o que, aliado à tecnologia (disjuntores a óleo) e ao tempo de serviço dos equipamentos, constitui um ponto fraco sob o ponto de vista da fiabilidade da instalação.

O projeto prevê a substituição total do parque exterior, por um andar AT com tecnologia híbrida. O projeto inclui a substituição das unidades de painel no andar MT, a substituição do sistema de alimentação dos serviços auxiliares.

Investimento previsto no projeto - 1.874 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer

A linha Vale do Gaio – Alcácer, utilizada na rede AT desde 2003, tem um troço de 17,5 km, construído em 1956, parte integrante da antiga linha 150 kV Setúbal – Ferreira do Alentejo da RNT. Trata-se da substituição deste troço de linha com 58 anos de serviço, cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórios a necessitarem de substituição total.

A linha foi cedida temporariamente pelo concessionário da RNT, para utilização na RND. Tendo perdido interesse para a RNT (a linha foi desmontada na parte não utilizada), Encontrase em desenvolvimento o processo de transmissão definitiva da infraestrutura para o concessionário da RND. Nesse sentido, o projeto foi reformulado e prevê a renovação da atual linha, com substituição de acessórios, de isoladores e reabilitação dos apoios, reduzindo o investimento.

Investimento previsto no projeto- 660 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação da linha MT Grândola – Água Derramada

Trata-se da renovação da rede 15 kV, ano de construção 1974 (40 anos de vida), secções reduzidas, apoios desgastados e isoladores em pré-rotura. Rede em antena, circundada por rede 30 kV.

Esta situação condicionou a solução, que prevê a conversão para 30 kV das linhas MT e dos postos de transformação, facilitada pela Introdução de bialimentação, a partir da rede circundante.

Investimento previsto no projeto- 728 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do andar AT do PS Sobralinho

O posto de corte e seccionamento AT do Sobralinho, concelho de Vila Franca de Xira, entrou em serviço em 1976, mantendo o equipamento de 60 kV original. Os disjuntores 60 kV, de tecnologia de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1973 e encontram no fim da sua vida útil.

O posto de corte e seccionamento do Sobralinho alimenta a subestação de Alhandra a instalação de consumo AT, com uma ponta de carga conjunta de 70 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Carregado e Fanhões.

O projeto prevê a substituição dos equipamentos 60 kV, disjuntores e seccionadores, instalação de disjuntor inter-barras e reabilitação das estruturas.

Investimento previsto no projeto- 772 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do andar AT da SE Loulé

A subestação de Loulé, concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1974, mantendo o equipamento de 60 kV original. Para além da idade e do desgaste natural, em terreno contíguo laborou intensivamente uma mina de sal, criando um ambiente de corrosividade acrescida para os equipamentos e estruturas do parque exterior.

Atualmente, a subestação de Loulé alimenta os consumos da cidade e do norte do concelho de Loulé, com uma ponta de 21 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Tunes e Estói.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 3 painéis de linha, 2 de transformador e inter-barras.

Investimento previsto no projeto- 1.300 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira

A subestação da Sobreira, concelho de Almada, entrou em serviço em 1953 como posto de corte AT. O equipamento AT é maioritariamente dos anos 70, tendo havido desde então algumas substituições e ampliações. O andar 30 kV é do tipo exterior, estabelecido em meados dos anos 80, com 2 semibarramentos. Os disjuntores MT são maioritariamente de 1984 e encontram-se no fim da vida útil. Atualmente a subestação da Sobreira alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com uma ponta de 30 MW (redes 30 e 15 kV).

A rede 30 kV alimentada pela subestação da Sobreira é residual, tendo apenas ligadas 6 pontos de entrega. São maioritariamente instalações de consumo de grande dimensão, o que dificulta a conversão para 15 kV, nível de tensão MT maioritário na região.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente e a substituição do equipamento em fim de vida e a substituição do andar 30 kV por quadro blindado modular, com 2 semibarramentos.

Investimento previsto no projeto- 1.117 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do andar MT da SE Laranjeiro

A subestação do Laranjeiro, concelho de Almada, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época. O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Laranjeiro alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com a ponta de 33 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 880 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do andar MT da SE Moita

A subestação da Moita, concelho da Moita, entrou em serviço em 1980. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, como era comum na época (mesmo tipo da subestação do Laranjeiro). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Moita alimenta consumos nos concelhos da Moita e de Palmela, com a ponta de 25 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 760 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do andar MT da SE Terrôa

A subestação da Terrôa, concelho de Setúbal, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (do mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Terrôa alimenta consumos no concelho de Setúbal, com a ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 545 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do andar MT da SE Seixal

A subestação do Seixal entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Seixal alimenta consumos no concelho do Seixal, com a ponta de 21 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 541 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do andar MT da SE Portagem

A subestação da Portagem, concelho de Almada, entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Portagem alimenta consumos no concelho de Almada, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 584 k€; ano de conclusão- 2021.

Renovação do andar MT da SE Reboleira

A subestação da Reboleira, concelho da Amadora, entrou em serviço em 1984. O andar MT é de origem, fabrico de 1982, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação da Reboleira alimenta consumos no concelho da Amadora, com a ponta de 19 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV exterior por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação do andar MT da SE Vale Escuro

A subestação do Vale Escuro, concelho de Lisboa, entrou em serviço em 1982. O andar MT é de origem, fabrico de 1981, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação do Vale Escuro alimenta consumos no concelho de Lisboa, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV exterior por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 1.000 k€; ano de conclusão- 2022.

Renovação do andar AT da SE Alcoitão

A subestação de Alcoitão, concelho de Cascais, entrou em serviço em 1976. O andar AT é de origem, tipo exterior. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente dos anos 70 e encontram-se no fim da sua vida útil (exceto ampliações mais recentes). O andar AT da subestação de Alcoitão serve também as subestações de Birre, Cascais e Estoril, tornando-se assim num ponto injetor.

Atualmente, a subestação de Alcoitão alimenta consumos no concelho de Cascais, com a ponta de 25 MW. A ponta do conjunto das subestações alimentadas pelo andar AT da subestação de Alcoitão é de 120 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV exterior por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto no projeto- 1.530 k€; ano de conclusão- 2022.

7.2.3.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renovação do SPCC da subestação de São Francisco

O SPCC da subestação de São Francisco, concelho do Montijo, está em serviço há 17 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 540 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do SPCC da subestação de Santa Marta

O SPCC da subestação de Santa Marta, concelho de Lisboa, está em serviço há 25 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 950 k€; ano de conclusão- 2017.

Renovação do SPCC da subestação de Évora

O SPCC da subestação de Évora está em serviço há 27 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do SPCC da subestação de Olhão

O SPCC da subestação de Évora está em serviço há 25 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED - unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 550 k€; ano de conclusão- 2018.

Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal

O SPCC do posto de seccionamento do Zambujal, concelho de Lisboa, está em serviço há 18 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 940 k€; ano de conclusão- 2019.

Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira

O SPCC da subestação da Quinta da Caldeira, concelho de Loures, está em serviço há 18 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 600 k€; ano de conclusão- 2020.

Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão

O SPCC da subestação do Arco Carvalhão, concelho de Lisboa, está em serviço há 19 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto no projeto- 840 k€; ano de conclusão- 2020.

7.3 OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND

7.3.1 RESERVA DE TRANSFORMADORES AT/MT

Os transformadores de potência são um equipamento imprescindível ao funcionamento da rede elétrica. A falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores, sendo importante prever uma certa quantidade de reserva.

Para o PDIRD anterior foi efetuado um estudo com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva de transformadores AT/MT.

Para tal foi caracterizado o parque de transformadores em exploração em 2013, identificando as principais características dos transformadores (relação de transformação, grupo de ligação e potência nominal). Identificaram-se os transformadores que se encontram fora de exploração e transformadores em subestações com reserva N-2 que podem constituir uma reserva operacional de transformadores.

Verificou-se que nos dez anos anteriores tinham avariado 17 transformadores e identificaram-se 42 transformadores AT/MT que se encontravam em vigilância (presença de defeitos e nível de degradação do papel isolante). O tempo de reparação médio era de 25 meses.

Assim, dimensionou-se a reserva de transformadores AT/MT por forma a garantir a disponibilidade do conjunto em serviço com o mínimo de 99%.

Dos critérios estabelecidos, e após uma revisão do estudo, resultou a necessidade de constituir uma reserva de 17 transformadores, com características diferentes de modo a cobrir as relações de transformação e grupos de ligação existentes.

Analisando o parque existente, verificou-se que 12 transformadores se encontravam disponíveis ou a disponibilizar no curto prazo e 3 transformadores se encontravam em exploração em subestações com reserva N-2. Assim, tendo em consideração que o tipo de transformadores já existentes e identificados não cobriam todas as situações relativamente às relações de transformação e grupos de ligação, identificou-se a necessidade de aquisição de mais 6 novos transformadores.

Neste PDIRD pretende-se dar seguimento ao plano de reserva de transformadores AT/MT iniciado no PDIRD 2015-2019, a concretizar até 2019, estando prevista a aquisição de 3 transformadores e a beneficiação de um transformador existente, conforme tabela 7.1.

Tabela 7.1: Transformadores de potência a adquirir e a beneficiar

Relação de transformação [kV]	Potência Nominal/MVA	Grupo de Ligações	Ação
60/15	31,5	YNd5	Adquirir
60/30	31,5	YNyn0(d)	Adquirir
60/30/10	31,5	YNyn0d11	Adquirir
60/30	20	YNd5	Beneficiar

Os transformadores serão localizados em plataformas existentes, destinadas para o efeito, em terreno anexo à subestação Olho-de-Boi (Abrantes). Aqui serão alvo de monitorização e de ações manutenção, a fim de garantirem a sua operacionalidade.

O investimento previsto no PDIRD 2017-2021 para conclusão deste plano é de 1,185M€, estando englobado no programa de investimento Desenvolvimento de Rede.

Os projetos incluídos no subprograma Reserva de Transformadores AT/MT mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.3.2 UNIDADES MÓVEIS DE RESERVA

Na sequência de estudo interno realizado, cujo sumário executivo se encontra no anexo 8.H, foi definido o dimensionamento de uma reserva de unidades móveis, para fazer face às avarias nas subestações AT/MT em serviço e para substituição de quadros MT, durante a execução das atividades de manutenção e dos projetos de renovação dos equipamentos, que têm de ser temporariamente colocados fora de serviço. O critério de dimensionamento foi estabelecido por forma a garantir a disponibilidade do conjunto de transformadores em serviço com o mínimo de 99%.

De acordo com o estudo esta reserva deverá ser constituída por 10 subestações móveis AT/MT (algumas podendo funcionar como MT/MT) e por 12 quadros MT móveis.

Assim sendo, verifica-se a necessidade de adquirir um módulo de quadro MT, adaptado aos 3 níveis de tensão de distribuição MT: 10, 15 e 30kV, e proceder à renovação e reabilitação de outras unidades móveis AT e MT já existentes, de acordo com a tabela 7.2.

Tabela 7.2: Unidades Móveis de Reserva AT e MT

Unidade Móvel de Reserva	Tensão	Ação
UMR AT 01	60/30-15 kV	Beneficiar
UMR AT 02	60/30-15 kV	Beneficiar
UMR AT 10	60/30-15 kV	Reparar
UMR MT 01	15 kV	Beneficiar
UMR MT 02	30-15 kV	Beneficiar
UMR MT 03	15 kV	Beneficiar
UMR MT 11	30-15 kV	Beneficiar
Nova UMRT	30-15-10 kV	Adquirir

As unidades móveis de reserva serão colocadas em plataformas existentes, destinadas para o efeito, em terrenos anexos às subestações de Ruivães (Vila Nova de Famalicão), Olho-de-Boi (Abrantes) e São Sebastião (Setúbal). Nestas instalações, os equipamentos, serão alvo de monitorização e de ações manutenção periódica, a fim de garantirem a sua operacionalidade.

O investimento total previsto para este subprograma é de 1,573M€, estando englobado no programa de investimento Desenvolvimento de Rede e prevendo-se a sua conclusão em 2017.

Os projetos incluídos no subprograma Unidades Móveis de Reserva mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.3.3 SUBSTITUIÇÃO DE SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA

Os sistemas de alimentação de corrente contínua assumem um papel absolutamente crítico na operacionalidade das instalações de distribuição de energia elétrica, impactando fortemente na qualidade de serviço. A falha destes ativos pode ter consequências devastadoras, como por exemplo a ocorrência de incêndios nas instalações da RND, e pôr em causa a segurança de pessoas e bens.

Estes sistemas permitem assegurar autonomia, operacionalidade e supervisão das instalações em causa, tanto ao nível dos sistemas de potência (transformadores, disjuntores, seccionadores, ...), como dos sistemas de proteção, comando, controlo e telecomunicações.

A carteira de projetos de investimento de substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua é composta por ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas necessidades de investimento, referentes a situações de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

O investimento previsto neste Plano no âmbito da substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua foi analisado no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 8.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rúbrica contemplados no período 2017-2021. O nível de investimento previsto neste PDIRD para estes ativos implica uma redução da sua idade média até final do período.

Os projetos de investimento específico associados a este subprograma estão englobados no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, prevendo-se um investimento de aproximadamente 5M€ em cerca de 100 instalações no período do Plano. Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

Os projetos incluídos no subprograma Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.3.4 PROJETO DE TELECOMUNICAÇÕES

Enquadramento

As redes de telecomunicações de segurança são um suporte crítico para a operação da rede elétrica e a sua fiabilidade é fator essencial, nomeadamente em situação de condições adversas, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado, salientando:

- O carácter *Mission Critical* das operações exige uma disponibilidade elevada;
- A necessidade de controlo do Risco reforça essa exigência;
- As redes públicas não têm apresentado a resiliência adequada;
- A pressão para a eficiência e a evolução das necessidades do ORD exige maior flexibilidade na gestão e operação da rede de telecomunicações;
- O seu papel na garantia das condições de segurança de pessoas no apoio às equipas no terreno, com maior relevância em regimes fortemente perturbados.

É de realçar o papel que as redes de telecomunicações apresentam na melhoria da qualidade de serviço (ex: nº de pontos telecomandados), eficiência operacional (ex: gestão das equipas no terreno – *work force management*), bem como na redução dos custos de operação com o aumento significativo, nos últimos anos, das operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração) e uma coordenação mais eficiente, com mais informação e mais central, mais dependente das telecomunicações com as equipas no terreno.

A rede de telecomunicações de segurança da EDP Distribuição está segmentada em dois níveis distintos:

- Rede Core (fixa) – rede de dados entre os sistemas centrais e os postos de seccionamento AT e as subestações AT/MT.
- Rede Acesso (sem fios) – rede de voz e dados, interligando os sistemas centrais e as instalações e equipamentos da rede MT (PT e OCR), bem como o suporte às equipas no terreno.

Constrangimentos da atual rede de telecomunicações

A rede core não suporta a tecnologia IP (*Internet Protocol*), exigida atualmente pelas soluções tecnológicas do mercado, utilizada nos protocolos *standard* de comunicação, impedindo a evolução dos atuais e implementação de novos serviços para a gestão, operação e manutenção da rede elétrica.

A rede de acesso, maioritariamente suportada por redes de operadores públicos de telecomunicações (rede GSM/GPRS/3G), tem comprovadamente apresentado limitações, quer de fiabilidade, quer de cobertura, sendo mesmo fator impeditivo de uma resposta adequada em situações de condições atmosféricas adversas.

É de realçar que a falha das redes de telecomunicações públicas durante a tempestade GONG, em janeiro de 2013, criou situações de elevada complexidade, atrasando a reposição do serviço e colocando em causa a segurança das equipas no terreno.

Este projeto foi previsto e já iniciado no PDIRD 2015-2019, estando a ser desenvolvido em duas fases: Rede Core (fixa) e Rede de Acesso (sem fios).

Rede Core (fixa)

A atual rede fixa de telecomunicações da EDP Distribuição (tecnologia PDH e SDH), caracterizada pela multiplicidade de interfaces, necessidade de implementação física de circuitos ponto-a-ponto, morosidade de configuração e complexidade de operação, largura de banda estática, e insuficiente controlo dos acessos remotos (segurança), não permite a implementação das soluções atuais disponibilizadas pelo mercado (adoção generalizada da tecnologia IP), nem dos respetivos serviços, sendo de realçar:

- SCADA: normalização para protocolo IEC 60870-5-104 (a atual rede não disponibiliza interfaces *ethernet*);
- Teleengenharia: largura de banda para acesso remoto a proteções e sistemas de teleação (disponível atualmente acesso por linha telefónica, sem controlo de utilizadores/acessos);
- QEE (qualidade energia elétrica): utiliza interfaces *ethernet* (a atual rede não disponibiliza interfaces *ethernet*);
- Videovigilância e intrusão: adoção alargada e soluções de nova geração (disponível atualmente por acesso por linha telefónica ou circuitos dedicados, sem controlo de utilizadores/acessos).

A adoção da tecnologia IP:

- permite, numa única infraestrutura de telecomunicações, a integração de serviços e a diferenciação da largura de banda, prioridade e níveis de segurança em função de cada aplicação/utilizador;
- a topologia das redes IP possibilita redundância efetiva, garantido os serviços a toda a restante rede em caso de falha de uma instalação;
- é uma solução uniforme, não existindo interfaces entre sistemas de diferentes tecnologias;
- possibilita a redução da afetação de meios humanos para manutenção;
- as redes IP têm sido adotadas por congéneres, operadores de telecomunicações e entidades bancárias;

garantido:

- maior eficiência dos serviços de telecomunicações;
- redução das operações físicas no terreno;
- maior flexibilidade da operação;
- maior rapidez de resposta e menores custos de configuração.

Assim, dando continuidade ao plano definido no PDIRD anterior, o desenvolvimento da rede *core* (fixa) encontra-se em fase de implementação.

O piloto efetuado sobre um conjunto limitado de instalações permitiu validar a adequabilidade da tecnologia IP e da solução, para os serviços e objetivos pretendidos de fiabilidade, resiliência, disponibilidade e segurança.

Em 2015 desenvolveu-se e concluiu-se o processo público de qualificação de soluções em tecnologia IP-MPLS, prevendo-se que o processo de consulta e adjudicação termine no primeiro semestre de 2016.

O período 2016-2020 será caracterizado pela migração das redes fixas atuais para redes IP, suportada na rede de fibra ótica já existente e que cobre a totalidade das instalações AT/MT, a serem implementadas não só nas novas instalações, como nas atuais, resultando na desativação progressiva das redes fixas existentes de tecnologia clássica, *Time Division Multiplexing* (TDM) e analógica.

Rede Acesso (sem fios)

A atual rede acesso da EDP Distribuição é composta por uma rede privativa de rádio analógica VHF (66/86MHz), bem como pela utilização das redes móveis dos operadores públicos de telecomunicações, disponibilizando comunicações de voz às equipas no terreno, e suportando o telecomando da rede MT (PT e OCR).

A rede privativa de rádio, com uma idade superior a 30 anos, utiliza tecnologia obsoleta e equipamento descontinuado (sem oferta de mercado), não respondendo ao número crescente de localizações a servir bem como ao volume crescente de comunicações de dados (tecnologia IP) do telecomando da rede MT, apresentando ainda grandes constrangimentos no suporte das comunicações de voz às equipas (escolha manual dos repetidores, alcance reduzido, um canal de voz por repetidor, etc).

O recurso às redes móveis de operadores públicos permitiu mitigar os constrangimentos apresentados pela rede privativa da EDP Distribuição, quer pelo nº reduzido de unidades por repetidor que suporta, quer pela adoção do protocolo (IP) *standard* IEC 60870-5-104 para o telecomando da rede MT.

No entanto, veio a constatar-se a extrema dependência das redes móveis públicas em relação ao fornecimento de energia elétrica (de facto, a rede elétrica é uma infraestrutura crítica de que todas as outras dependem), com reiteradas falhas de serviço, quer em situações normais de falhas de energia, quer obviamente em situações extremas de rede perturbada (ex: falha generalizada de todas as operadoras de redes móveis na tempestade GONG – 19 janeiro 2013). De facto, continuam a verificar-se incidentes relevantes na RND que, caso tivessem ocorrido ou venham a ocorrer em dias de regime perturbado, causariam grandes dificuldades na condução da rede.

Constata-se também a natural orientação *mass-market* das redes públicas, nomeadamente: apresentando melhores condições de cobertura em áreas de forte densidade populacional não cobrindo largas franjas do território, ausência de mecanismos de priorização de tráfego, frequentes atualizações técnicas necessárias à evolução dos serviços públicos e que motivam interrupções de serviço, limitações dos processos de gestão de serviço.

Esta comprovada vulnerabilidade das redes públicas levou ao estudo de alternativas de evolução e satisfação das crescentes necessidades de comunicações de uma *Smart Grid* (rede inteligente):

- Evoluir a utilização dos serviços prestados pelos operadores públicos;
- Adotar nova tecnologia, nomeadamente 4G, que permite a adoção nativa do IP e assegura mecanismos de qualidade de serviço da rede de comunicação;
- Implementar uma rede privada de telecomunicações de segurança, complementando e substituindo as Redes Públicas em função do seu grau de resposta aos requisitos específicos da operação *Smart Grid*.

Poderão, no entanto, surgir alterações legislativas, e/ou deliberações da comissão europeia, com impacto direto na escolha da solução, nomeadamente na possível atribuição de espectro específico para as empresas de energia (*utilities*) e/ou necessidade de obter o acordo do regulador de telecomunicações – ANACOM – na referida disponibilização de espectro (o atual espectro está disponível mas não atribuído às empresas de energia).

Face ao exposto, e dada a complexidade e dimensão do problema, a EDP Distribuição está a desenvolver estudos técnicos, incluindo um piloto LTE 450MHz em condições reais de exploração, e a análise junto do Regulador ANACOM para o estabelecimento de um novo modelo de interoperabilidade a estabelecer com os Operadores Públicos bem como do processo de candidatura à atribuição de espectro necessário a uma Rede Privativa.

Visto que este projeto deverá ser desenvolvido no período abrangido por este PDIRD, prevendo desencadear em 2016 a consulta aos operadores públicos para a contratação de serviços com um novo enquadramento de interoperabilidade, efetuar a candidatura à atribuição de espectro radioelétrico e, conseqüentemente, lançar a consulta para o fornecimento e instalação de uma Rede Privativa com tecnologia LTE (4G), está incluído neste Plano o investimento previsto para a sua concretização, com início em 2017 e duração de 4 anos, permitindo a sua reavaliação no próximo PDIRD.

Na tabela seguinte é apresentado o investimento considerado neste Plano para o projeto de telecomunicações, mantendo-se nos três cenários de investimento analisados, e que se encontra abrangido no programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações,

Tabela 7.3: Investimento previsto no projeto de Telecomunicações

Projeto	<2017	2017	2018	2019-2021	Total 2017-2021
Rede Fixa	2,5	2,5	2,0	3,0	10,0
Rede Acesso	0	2,5	2,5	5,0	10,0
Total (M€)	2,5	5,0	7,5	8,0	20,0

7.3.5 EVOLUÇÃO APLICACIONAL DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND

A plataforma SCADA/DMS, utilizada pela EDP Distribuição, e vulgarmente conhecida como GENESys, permite a visualização e operação remota da rede nacional de distribuição.

De modo a garantir o acompanhamento da evolução da automatização da rede elétrica, aumento da eficiência operacional, e da experiência de utilização do GENESys, torna-se

necessário a implementação contínua de melhorias e novas funcionalidades aplicacionais na referida plataforma.

O subprograma Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 7 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4 M€/ano (igual nos três cenários de investimento).

7.3.6 RENOVAÇÃO TECNOLÓGICA DE *HARDWARE* DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND

Na mesma linha da evolução da plataforma aplicacional, a renovação tecnológica de *hardware* da plataforma GENESys é fundamental. Nesta perspetiva, esta renovação inclui os servidores SCADA e DMS, postos de operação e sistemas de visualização SCADA e sistema de armazenamento de dados.

Na base de sustentação deste projeto está o crescimento da rede e da respetiva base de dados, o aumento das unidades telecomandadas e o aumento significativo das funcionalidades e melhorias introduzidas no GENESys que se tornaram bastante mais exigentes para a atual plataforma.

O subprograma Renovação Tecnológica de *hardware* da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 7 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4 M€/ano (igual nos três cenários de investimento).

7.3.7 PROJETO LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS

Aproveitando a existência da função localização de defeitos que é disponibilizada pelas unidades de proteção dos sistemas de proteção comando e controlo, pretende-se aproveitar a informação dos valores de resistência e reatância de defeito para estimativa aproximada da distância às avarias.

Os principais benefícios esperados estão relacionados com a redução de END e a redução da extensão das rondas a linhas aéreas AT e MT após incidentes.

Foi desenvolvido um projeto-piloto em 2013 e 2014 e encontra-se atualmente em curso um piloto alargado durante o ano de 2016 (classificado como investimento inovador), para validação do conceito e operacionalidade deste sistema, tendo como objetivo o *roll-out* futuro do mesmo.

Dando seguimento a este *roll-out*, prevê-se no PDIRD 2017-2021 a implementação desta funcionalidade em 120 instalações, que foram identificadas como mais prioritárias (tendo em

conta a quantidade de defeitos ocorridos, a qualidade de serviço intrínseca a cada subestação e os modelos de URTA existentes nas SE).

O investimento total associado a este projeto é de 1,44M€, prevendo-se a sua realização nos anos de 2017 e 2018. O projeto está englobado no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo e mantém-se nos três cenários de investimento analisados.

7.3.8 INVESTIMENTO INOVADOR

O conceito de investimento inovador resume-se nos seguintes pontos, sem se esgotar das demais especificidades que possam decorrer de projetos com outro tipo de particularidades:

- Os projetos de investimento enquadrados neste conceito poderão resultar da aplicação de uma nova tecnologia, ou projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição.
- Estes projetos são habitualmente classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado.
- Por outro lado, a sua aplicação generalizada (*roll-out*) deverá resultar numa redução de custos ou investimento evitado, tendo por isso uma racionalidade económica associada.

A EDP Distribuição definiu que a alocação de recursos a investimentos do tipo inovador deve ser cautelosa, garantindo a escolha de projetos com um potencial de realização elevado.

Para o desenvolvimento destes projetos potenciou-se a aposta em parcerias com entidades externas à EDP Distribuição, nomeadamente universidades ou instituições de investigação que tragam mais-valias aos projetos da empresa. Essas mais-valias materializam-se num reforço da massa crítica e num incremento da capacidade inovadora fundamental para o desenvolvimento de projetos inovadores.

Tratando-se de projetos inovadores, têm por isso uma maior incerteza na sua definição e um maior risco de execução associado, pelo que a decisão final sobre o arranque destes projetos terá de ser devidamente avaliada e ponderada dentro dos parâmetros conhecidos.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são genericamente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

Em seguida identificam-se as áreas de investimento definidas no âmbito do investimento inovador.

Áreas de Investimento Inovador

Tendo em conta a necessidade de evolução sustentada da rede, privilegiaram-se três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

a) Componentes Avançados

Esta área tem como foco atuar ao nível da integração na rede existente de novos componentes com características tecnológicas avançadas que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

b) Monitorização e Sensorização da Rede

Pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede. Este acréscimo de dados é essencial para a obtenção de um conhecimento mais rigoroso, o que permitirá atuar de forma mais inteligente.

A EDP Distribuição tem em desenvolvimento um modelo de gestão de projetos de sensorização que potenciará uma visão comum e integrada deste tipo de projetos, e adequando-se ao novo paradigma das redes inteligentes.

c) Inteligência e Gestão Ativa e Integrada da Rede

Uma melhor gestão da rede obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre a rede. Esta gestão ativa, sendo de elevada complexidade, deverá ser facilitada por uma maior inteligência da rede, nomeadamente com níveis de automatização crescente e tornando a rede mais flexível.

Estas áreas de atuação pretendem cobrir o leque de projetos que irão compor a rubrica de investimento inovador. Deste modo, dando continuidade aos projetos implementados desde o PDIRD anterior, continuarão a realizar-se neste Plano projetos-piloto nas áreas definidas.

Na área de investimento Monitorização e Sensorização da Rede, existe um projeto que se destaca pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes (Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação) e para o qual se inclui aqui uma breve descrição, que se apresenta em seguida. No anexo 7 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe.

Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação

O DTC – Distribution Transformer Controller – é um componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Na arquitetura concebida pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto InovGrid, o DTC desempenha ainda a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com os contadores inteligentes - EDP Box (EB). Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados.

Um desafio deste projeto é a integração dos DTC nos sistemas e processos de negócio do ORD, o que constitui um passo essencial para a materialização dos benefícios esperados. Para superar este desafio a EDP Distribuição tem vindo já a promover o desenvolvimento dos Sistemas de Informação (SI) instrumentais na utilização da informação disponibilizada pelo

DTC, como por exemplo o SCADA BT Grid e o *software* de planeamento DPlan – Distribution Planning. No mesmo sentido, a EDP Distribuição tem em curso diversos projetos-piloto, no domínio da sensorização de PT.

Dando continuidade à aposta no desenvolvimento das redes inteligentes, no plano de investimento 2017-2021 pretende-se dar continuidade a este projeto e instalar cerca de 31.500 DTC em postos de transformação.

É de referir que no PDIRD anterior estava incluída neste projeto a instalação de DTC Cell para telecomando de celas MT, e que no presente Plano foi considerada no âmbito do programa de investimento Automação e Telecomando da Rede MT, continuando a garantir-se a sua realização coordenada com a instalação de DTC nos postos de transformação a telecomandar.

Investimento em projetos de carácter inovador

O investimento considerado neste Plano para projetos de carácter inovador em AT/MT é apresentado na tabela 7.4 e compreende um total de 37,3M€ no período 2017-2021 para o cenário 2 proposto, estando incluído o projeto anteriormente descrito de “Instalação de DTC em postos de transformação”, que corresponde a cerca de 80% do valor total do investimento inovador previsto no Plano. No cenário 1 (de menor investimento) o investimento inovador previsto é igual ao cenário 2, e no cenário 3 (de maior investimento) tem um incremento de mais 10M€ no período.

7.3.9 INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES AÉREAS

Tendo como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, e procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas, inclui-se neste Plano um subprograma para enterramento de linhas aéreas, englobado no programa de investimento Promoção Ambiental.

O valor de investimento previsto no cenário 2 proposto é de 2M€/ano, sendo de 3M€/ano no cenário 3, de maior investimento. O cenário 1, de menor investimento, não considera a realização deste subprograma.

7.4 IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS

A quantificação dos benefícios para o sistema elétrico (redução da energia de perdas e da energia não distribuída como medida da melhoria dos indicadores de qualidade de serviço), durante a vida útil dos projetos dos principais investimentos previstos, encontra-se discriminada no anexo 7.

7.4.1 IMPACTO NA QUALIDADE DE SERVIÇO

Neste documento, por definição, considera-se que a energia não distribuída é a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria. No entanto, para efeitos de avaliação dos

projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

O Plano apresentado e respetivos projetos de investimento, com impacto no vetor qualidade de serviço técnica dão resposta a duas componentes de análise e atuação: uma relativa ao esforço da não degradação da qualidade de serviço e outra relativa à melhoria de determinadas zonas da rede.

Quanto à não degradação da qualidade de serviço, implica o desenvolvimento de projetos que contribuem em média, anualmente, com uma melhoria da continuidade de serviço equivalente à degradação natural da rede de modo a anulá-la.

Quanto à melhoria da qualidade de serviço, neste Plano, refere-se ao esforço de dotar de reserva N-1 de abastecimento às sedes de concelho, do aumento da resiliência das redes sujeitas a fenómenos climatéricos extremos, da redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT e para a instalação de pontos de telecomando na rede MT, melhorando as zonas pior servidas.

Na quantificação dos benefícios considerados com impacto no vetor qualidade de serviço, o parâmetro utilizado para a avaliação dos projetos teve em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT).

A tabela seguinte apresenta o resumo dos benefícios anuais de redução de END, proporcionados pelos principais projetos avaliados neste parâmetro, onde se separou a redução de END resultante da redução do número e da duração das avarias, da redução de END resultante da eliminação de sobrecargas ou de variações de tensão não regulamentares.

Tabela 7.4: Redução de END proporcionada pelos principais investimentos (GWh)

Benefício	GWh
Redução de END (interrupções)	0,25
Redução de END (sobrec./reg.)	1,42
Redução de END total	1,67

Nos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço são avaliados os seus impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço: SAIDI MT e MAIFI MT.

A tabela seguinte apresenta o resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço, proporcionados pelos projetos avaliados nestes parâmetros.

Tabela 7.5: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço

Indicador QS	Redução	Un.
SAIDI MT	41,0	min.*
MAIFI MT	7,15	inc.*

*- base RND

A redução no indicador SAIDI MT indicada (41,0min) corresponde à redução do indicador TIEPI MT de 27,3min (base RND), correspondendo ao valor anual no final do período do PDIRD de 1,92GWh de END.

Existem ainda outros projetos neste Plano, motivados pela melhoria da qualidade de serviço e também motivados por outros vetores estratégicos com impacto considerável na qualidade de serviço, cujo contributo se estima venha a proporcionar uma redução de END, no final do período, entre 2,91 e 4,28GWh, conforme o cenário.

Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor qualidade de serviço representam, no fim do período 2017-2021, ganhos anuais de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria), que se apresentam na tabela seguinte.

Tabela 7.6: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2017	1,04	1,16	1,31
2018	2,02	2,27	2,57
2019	3,01	3,39	3,84
2020	3,93	4,43	5,03
2021	4,83	5,45	6,20

Os benefícios resultantes dos investimentos propostos neste Plano asseguram os objetivos de evolução dos indicadores de qualidade de serviço técnica definidos em cada cenário de investimento.

7.4.2 IMPACTO NA EFICIÊNCIA DA REDE

O impacto na eficiência da rede dos principais projetos de investimento previstos no presente Plano, medido pelos benefícios anuais médios de redução da energia de perdas, estima-se em 36,9GWh. Outros projetos previstos no presente Plano contribuem adicionalmente com cerca de 34,1 a 40,0GWh/ano para a redução da energia de perdas, em função do cenário de investimento.

Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor eficiência da rede representam, no fim do período 2017-2021, os ganhos médios anuais em energia de perdas na rede AT e MT apresentados na tabela seguinte:

Tabela 7.7: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2017	17,4	17,9	18,6
2018	29,8	30,9	32,2
2019	44,4	46,0	48,0
2020	58,2	60,3	62,9
2021	71,0	73,7	76,9

Os investimentos previstos neste Plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura e do aumento da produção de energia distribuída permitindo, ainda, uma pequena redução do valor das perdas globais da RND.

7.5 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico associado à RND.

O investimento não específico tal como referido anteriormente deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

Este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, pelo que o valor considerado para o PDIRD resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT⁹.

Os valores de investimento aqui apresentados são relativos apenas aos níveis de tensão AT e MT.

Sistemas Informáticos

Os sistemas informáticos, pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado.

⁹ A chave de repartição utilizada, e divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (valores globais: AT - 15,05%, MT - 33,91% e BT - 51,04%).

A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado. São, por isso, fundamentais para enquadramento no desenvolvimento de uma rede inteligente.

O investimento médio considerado no período anterior (2014-2016) foi de 3,1M€/ano, estimando-se para o período do PDIRD um aumento muito significativo, para um valor médio anual de 8,9M€.

Edifícios e Outras Construções

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa. Com efeito, ao longo dos vários anos, tem sido feito um esforço de reorganização dos espaços ocupados resultando na libertação de edifícios.

Os investimentos a realizar ao nível de edifícios decorrem de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

O investimento médio considerado no período anterior (2014-2016) foi de 1,4M€, estimando-se para o período 2017-2021, um valor médio anual inferior a 0,4M€ correspondendo a uma redução muito significativa, face ao período anterior.

Equipamentos de Transporte

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Verifica-se que o investimento médio, considerado no período anterior (2014-2016), foi de 2,0 M€, estimando-se para o período 2017-2021 uma redução para um valor médio de 1,8M€.

Outros

Na rubrica “Outros” estão considerados Investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário.

O investimento médio considerado no período anterior (2014-2016) foi de 5,4M€, estimando-se para o período 2017-2021 uma redução muito significativa, para um valor médio de 0,6M€. Esta redução deve-se também à alteração de critérios de classificação de alguns projetos/investimentos.

Síntese de valores para o período 2017-2021

Resulta do conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT no período do PDIRD 2017-2021, um investimento global de cerca de 58,5€, distribuído da seguinte forma:

Tabela 7.8: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€)

Rubricas Valores nominais (M€)	Média Anual	PDIRD 2017-21					Total
	2014-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento Não Específico	11,9	15,2	18,8	8,3	8,3	7,9	58,5
Edifícios e Outras Construções	1,4	0,6	0,5	0,4	0,3	0,0	1,8
Equipamento de Transporte	2,0	2,3	1,7	1,7	1,7	1,7	8,9
Sistemas Informáticos	3,1	11,8	16,0	5,6	5,6	5,6	44,7
Outros	5,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,1

Os valores médios anuais considerados no triénio anterior (2014-2016) correspondem a 11,9M€, estimando-se uma ligeira redução de valores médios anuais, para cerca de 11,7M€, no presente PDIRD 2017-2021.

O aumento de investimento não específico, com evidência nos anos de 2017 e 2018, deve-se fundamentalmente ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os supra referidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se o regresso a um nível de investimento inferior.

7.6 LISTA ORDENADA DE INVESTIMENTOS E PROGRAMAÇÃO ANUAL

A seleção dos investimentos a incluir no PDIRD 2017-2021 teve em consideração os objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços.

Cada projeto, em geral, contribui para mais do que um objetivo, enquadrando-se assim em mais de um vetor de investimento.

A seleção de investimentos a incluir em Plano implica uma análise multiobjetivo, tendo em conta o contributo para cada vetor e os critérios de priorização referidos no capítulo 2.2.

Tendo em consideração estas condições de análise e a necessidade de minimizar o risco associado ao atingimento dos objetivos do Plano, cada um dos projetos ou conjunto de projetos tem de ser considerado no seu contributo para cada um dos vetores de investimento.

Desta forma, os projetos foram agrupados e ordenados em cada um dos vetores, tendo em conta a ordem de prioridade face às necessidades de investimento na RND. No anexo 10 apresentam-se as listas ordenadas e a respetiva programação anual dos investimentos incluídos neste Plano.

7.7 TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS

No anexo 11 é apresentada a tabela resumo de todos os projetos e investimentos no âmbito deste Plano com o montante anual previsto para cada projeto.

Página em branco

8. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2016 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO

No presente capítulo caracteriza-se a previsão da Rede Nacional de Distribuição com os seus elementos mais significativos, considerando a realização dos investimentos propostos neste Plano, e o seu funcionamento na situação de rede futura para os anos de 2018 e 2021.

Adicionalmente evidencia-se a satisfação dos padrões de segurança e eventuais situações de constrangimentos na rede.

8.1 SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2018 E 31.12.2021

Apresenta-se, na tabela 8.1., a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2018 e 31.12.2021, bem como a sua variação relativamente a 2016.

Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2018 e 31.12.2021

Caraterização da Rede		2016	2018	2021	Variação 2016-2021	
Subestações AT/MT:	Nº Subestações	390	393	399	9	2%
	Nº TP AT/MT	670	669	676	6	1%
	Potência Instalada [MVA]	17.043	17.097	17.282	239	1%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações	28	28	28	0	0%
	Nº TP MT/MT	52	53	51	-1	-2%
	Potência Instalada [MVA]	396	411	401	5	1%
Rede AT:	Aérea [km]	8.684	8.731	8.741	57	1%
	Subterrânea [km]	501	515	518	17	3%
Rede MT:	Aérea [km]	58.617	59.046	59.695	1.078	2%
	Subterrânea [km]	14.397	14.502	14.662	265	2%

Nota: o número de instalações mantém para os três cenários de evolução de consumos.

Da análise da tabela, verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2017-2021 se situará nos 2%, com um aumento da potência instalada de 1%. Este crescimento, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, prende-se também com a melhoria da qualidade de serviço técnica, nomeadamente no que diz respeito à garantia de alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito (zona A) e sedes de concelho.

Relativamente às redes, o crescimento previsto no quinquénio 2017-2021 situa-se em 1% para a rede AT e 2% para a rede MT (não contempla as situações de substituição de condutores).

Apresenta-se na figura 8.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, surgirão durante este Plano, num total de 11 novas subestações a instalar (destaca-se que a subestação AT/MT Pocinho já existe e está instalada no interior das

instalações da SE Pocinho (REN), prevendo-se neste Plano a sua deslocalização física para terreno adjacente e desanexado das instalações da REN).

Está previsto desativar 1 subestações AT/MT, do tipo móvel, a SE Arcos de Valdevez que será substituída pela nova subestação AT/MT Mogueiras.

A subestação AT/MT Poldra será do tipo móvel e surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho (englobado no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica) por forma a cumprir a estratégia adotada neste Plano para a qualidade de serviço. O volume de investimento previsto para a realização deste projeto não é significativo, uma vez que será utilizada a subestação móvel AT/MT proveniente da antiga subestação de Barrosas.

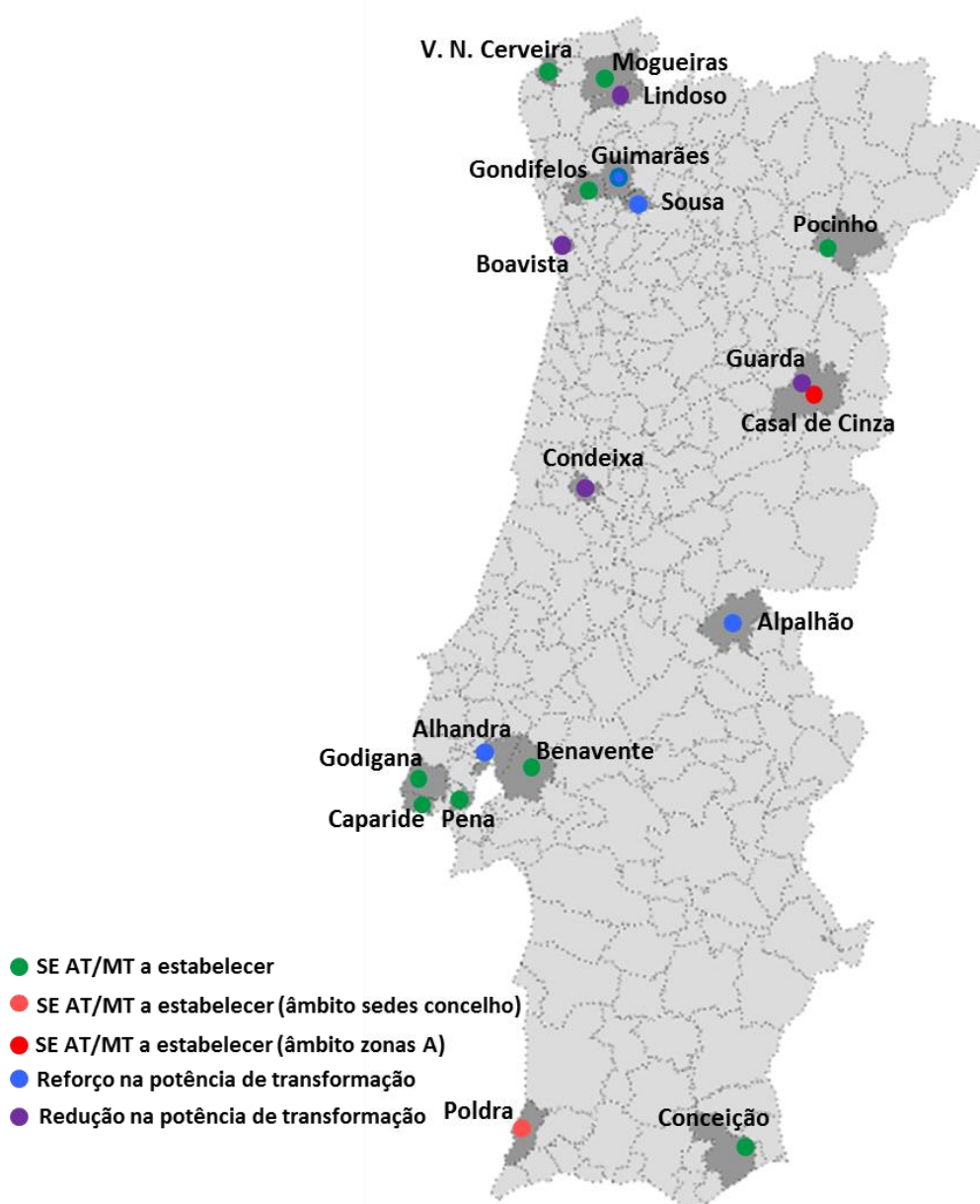


Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2017-2021

Complementarmente, no anexo 1 incluem-se os mapas nacionais com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2018 e 31.12.2021.

No anexo 2 representa-se os graus de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

Nos capítulos 8.2.e 8.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de consumo considerados neste Plano.

Conforme já referido no capítulo 3.2, uma vez que as condições de funcionamento da rede para diferenças entre os três cenários de consumo considerados são desprezáveis, nos anexos a este Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

8.1.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

O cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.1.

Nas tabelas 8.2 e 8.3 indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas e cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como os respetivos comprimentos totais associados.

Tabela 8.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.052	9.027	9.014	97,9	97,6	97,5
Ut > 70	194	218	231	2,1	2,4	2,5

Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2021

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.000	9.020	9.008	97,2	97,4	97,3
Ut > 70	259	239	251	2,8	2,6	2,7

No final do Plano, e para os cenários de consumo considerados, verifica-se um ligeiro agravamento da utilização da capacidade da rede AT (inferior a 1%), aumentando a percentagem de linhas com utilização superior a 70% relativamente a 2016.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT mais pormenorizada.

Verifica-se que, em todos os cenários de consumo, existem quatro linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%, o que se deve à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

8.1.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

O cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.2.

Nas tabelas 8.4 e 8.5 indica-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT em 31.12.2018

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	362	359	355	92,1	91,3	90,3
70<Ut ≤90	31	34	37	7,9	8,7	9,4
Ut > 90	0	0	1	0,0	0,0	0,3

Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT em 31.12.2021

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	363	355	348	91,0	89,0	87,2
70<Ut ≤90	36	44	50	9,0	11,0	12,5
Ut > 90	0	0	1	0,0	0,0	0,3

No final deste Plano, para o cenário superior de consumos, prevê-se que apenas uma subestação AT/MT tenha uma utilização ligeiramente superior a 90%. Uma vez que a utilização nessa subestação será de cerca de 92% neste cenário, sendo inferior a 90% no cenário central, não se previu a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

Verifica-se que, para o cenário superior de consumos, existe um agravamento de cerca de 3p.p. na quantidade de subestações com uma utilização superior a 70% relativamente ao início do Plano, e sendo um pouco inferior nos restantes cenários.

Na tabela 8.6. apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da EDP Distribuição, para os anos de 2016, 2018 e 2021 e respetiva variação.

Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

DRC	Pot.Inst. (MVA)	2016			Pot.Inst. (MVA)	2018			Pot.Inst. (MVA)	2021			Δ Pot.Inst. 2016-
		U [%]				U [%]				U [%]			
		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior	
Norte	2.645	52,8	53,4	53,9	2.628	53,4	54,1	54,8	2.722	53,1	54,0	55,0	2,8%
Porto	3.479	53,1	53,7	54,2	3.469	54,0	54,8	55,4	3.469	55,4	56,5	57,4	-0,3%
Mondego	1.967	45,2	45,6	46,1	1.977	46,0	46,5	47,1	1.977	47,7	48,6	49,5	0,5%
Tejo	2.441	47,2	47,7	48,2	2.451	47,5	48,1	48,7	2.471	48,3	49,1	50,0	1,2%
Lisboa	4.593	49,6	50,4	50,6	4.654	49,5	50,6	50,7	4.694	50,2	51,8	52,0	2,2%
Sul	1.920	47,3	47,7	48,2	1.920	48,7	49,3	49,9	1.950	50,3	51,2	52,1	1,5%
TOTAL	17.043	49,7	50,3	50,7	17.097	50,2	51,0	51,5	17.282	51,1	52,3	53,0	1,4%

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98.

Para os cenários inferior e central de consumos a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é cerca de 52%, aumentando 1p.p. relativamente ao previsto no início do Plano. No cenário superior, a utilização global da potência instalada é de 53%, aumentando 2p.p. relativamente ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, também, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada, por área geográfica, refere-se que os valores de Norte, Lisboa e Sul são superiores à média nacional, o que se deve ao aparecimento de novas subestações para satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e cumprimento da estratégia definida no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

8.1.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

Com este Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações.

No entanto, existiu a preocupação de reduzir as saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no capítulo 4.1.3.2 e será dada continuidade ao esforço de telecomando em mais pontos da rede MT, através da instalação de equipamentos do tipo OCR3 nas redes aéreas e DTC Cell em postos de transformação nas redes subterrâneas.

8.1.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

Na elaboração deste Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores referidos no capítulo 3 para efeitos de dimensionamento.

8.2 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista em 31.12.2018 e 31.12.2021, considerando o cenário central de consumos.

O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva n-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

8.2.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND, tendo em consideração as cargas naturais previstas.

Verifica-se que na generalidade das subestações, depois de considerados os aumentos previstos para as cargas, estas continuam a possuir potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Estima-se que, em 2021, cerca de 92% do universo de subestações AT/MT possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

8.2.2 RESERVA N-1

O PDIRD 2017-2021 inclui 1 subestação AT/MT no âmbito da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), a SE Casal de Cinza. Neste âmbito ficam a restar 3 subestações que, tendo em conta a sua baixa racionalidade económica, não foram contempladas no horizonte deste Plano.

Está ainda prevista uma subestação AT/MT que surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho (englobado no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica), para garantia de reserva N-1 às sedes dos concelhos de Aljezur e Vila do Bispo (SE Poldra), dando continuidade à estratégia descrita no capítulo 4.1.3.2 para este subprograma.

A conversão de redes com diferentes níveis de tensão MT para o nível de tensão predominante visa, também, a garantia de reserva na alimentação das cargas respetivas.

8.2.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO

Como as situações não regulamentares detetadas são objeto de análise caso a caso, sendo resolvidas por ações de configuração da rede ou conduzindo à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar, não são de esperar no final do período situações em que se verifiquem variações de tensão acima dos valores regulamentares.

Considerando a realização dos investimentos que se prevê concluir neste PDIRD referentes a novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem

como na substituição e renovação de SPCC, está assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no final de 2021.

Página em branco

9. QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

9.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo evidencia as questões consideradas na avaliação ambiental estratégica (AAE) da atividade da EDP Distribuição, que enquadrou neste âmbito as opções relativas às propostas de investimento que constituem o PDIRD - Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição, relativo ao período de 2017-2021.

A EDP Distribuição, como operador da rede de distribuição (ORD), tem vindo a implementar na sua atividade ações e medidas de proteção ambiental integradas num programa progressivo de certificação ambiental das suas atividades, conforme a norma ISO 14001, tendo previsto a sua conclusão até 2020.

A EDP Distribuição, nos termos da sua atividade de desenvolvimento da RND, possui uma grande capilaridade territorial (80.000Km de rede AT e MT), devida à proximidade com os utilizadores finais.

As opções de novos traçados para ampliação ou reforço da rede AT/MT estão condicionadas por fatores de decisão exógenos à EDP Distribuição, o que tem por consequência uma abordagem fortemente determinística nas respetivas propostas de investimento.

Neste enquadramento, considera-se que estas questões da avaliação ambiental estratégica deverão ser iniciadas numa abordagem multidimensional da sustentabilidade considerada no QRE – Quadro de Referência Estratégico, para o Portugal 2020, em termos de 3 Eixos Estratégicos:

- EIXO I - Apoiar a transição para uma economia com baixas Emissões de Carbono em todos os sectores;
- EIXO II - Promover a adaptação às Alterações Climáticas e a Gestão e Prevenção de Riscos;
- EIXO III - Proteger o Ambiente, a Biodiversidade e promover a Eficiência na Utilização dos Recursos.

Considerando como ponto de partida a abordagem traduzida nestes eixos, serão em seguida e através de adequada metodologia, desenvolvidas as questões da avaliação ambiental estratégica com a incidência na atividade da EDP Distribuição, com foco no PDIRD 2017-2021.

9.2 OBJETO DE AVALIAÇÃO

O PDIRD define e corporiza o desenvolvimento da rede de distribuição em conformidade com a alínea e) n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro. Este Plano quinquenal é periodicamente elaborado pela EDP Distribuição e assenta em objetivos e opções estratégicos, traduzidos nos vetores de investimento nele considerados:

- Segurança de Abastecimento;
- Qualidade de Serviço Técnica;
- Eficiência da Rede;
- Eficiência Operacional;
- Acesso a Novos Serviços.

Em função destes vetores de investimento foi definida uma estratégia da avaliação ambiental, que enquadra as questões de referência estratégicas indicadas na Figura 9.1 na estratégia ambiental do PDIRD 2017-2021, e que passa por:

- Facilitar a integração de Fontes de Energia Renovável e promover Eficiência na Distribuição de Energia;
- Aumentar a Resiliência das infraestruturas da rede às Alterações Climáticas e aos Riscos submetidos;
- Avaliar e prevenir potenciais conflitos com as áreas de Conservação da Natureza e Biodiversidade;
- Garantir a segurança no abastecimento de Energia Elétrica, mitigando possíveis conflitos com áreas de forte Presença Humana e/ou com Obstáculos Naturais ou Antropogénicos.

Na sequência deste enquadramento e considerando definidos os pontos estratégicos da EDP Distribuição para o PDIRD 2017-2021 foi possível identificar os FCD - Fatores Críticos para a Decisão.

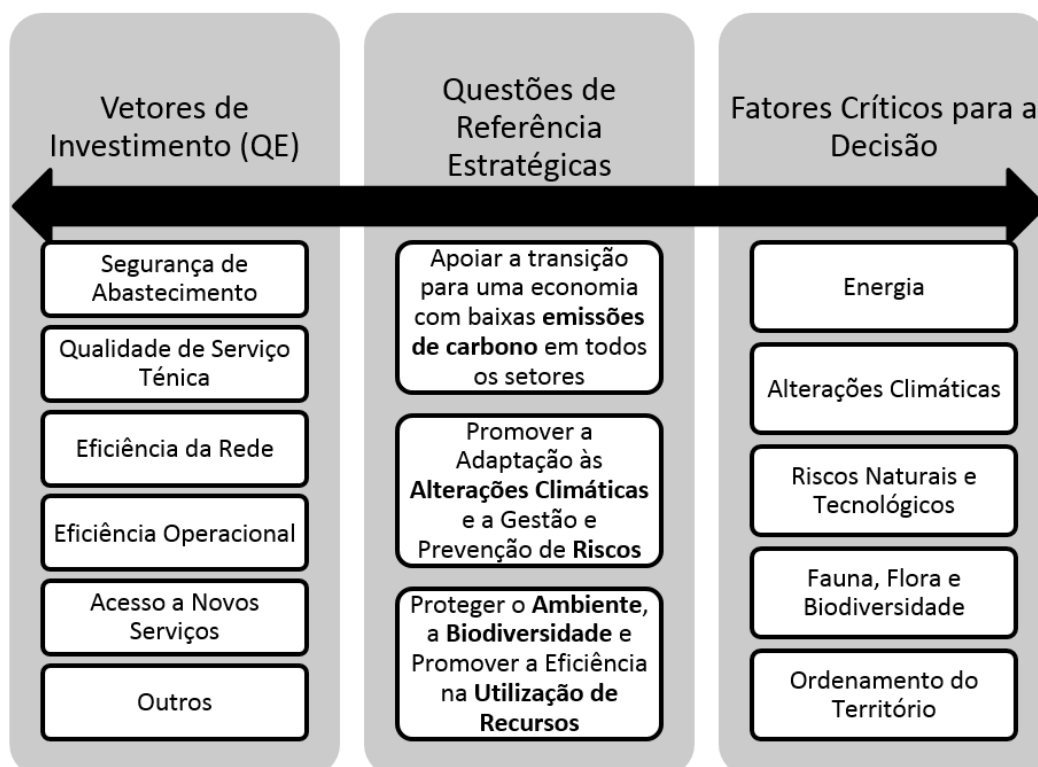


Figura 9.1: FCD - Questões estratégicas e Vetores de investimento

A partir da definição destes FCD foi possível identificar, para cada um deles, as principais diretrizes em termos das respetivas oportunidades e riscos.

9.3 OBJETIVOS E METODOLOGIA

Pretende-se neste ponto avaliar como as opções e propostas de investimento do PDIRD 2017-2021 incorporam as questões ambientais e de sustentabilidade consideradas críticas para o desenvolvimento e reforço da RND.

A abordagem no PDIRD da AAE da atividade da EDP Distribuição consistiu na adoção de uma metodologia onde foram incorporadas as ações que se descrevem¹⁰:

- a) Integração das questões ambientais e de sustentabilidade nos processos críticos de decisão;
- b) Avaliação das opções estratégicas relativamente às oportunidades e riscos para o ambiente e para a sustentabilidade das decisões;
- c) Validação das contribuições da avaliação ambiental estratégica da atividade para os processos estratégicos e para os resultados.

A metodologia adotada passa por três fases ilustradas na figura 9.2:

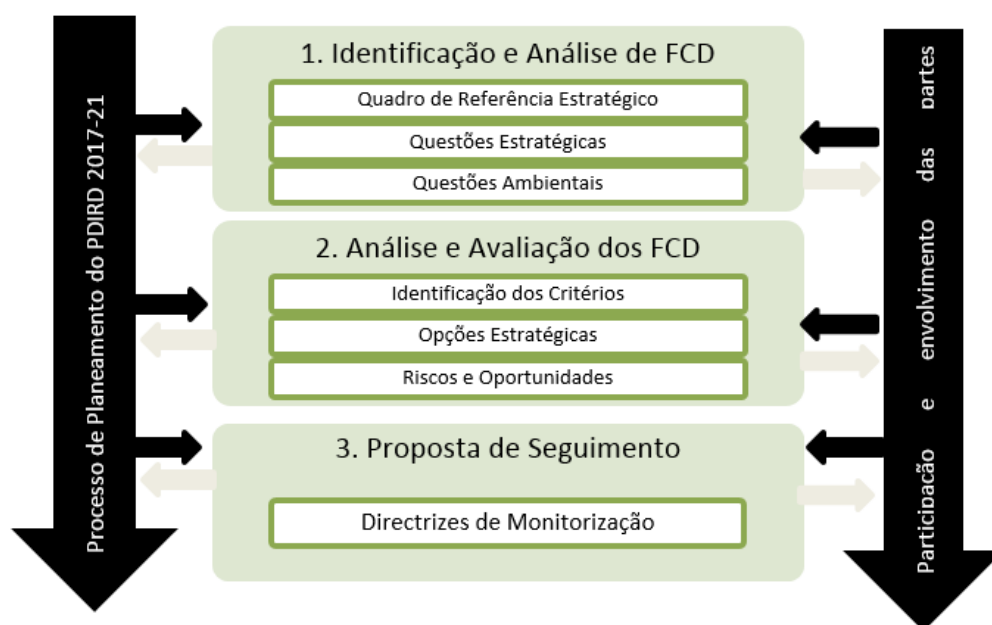


Figura 9.2: Metodologia seguida na avaliação ambiental estratégica no PDIRD

¹⁰ - Maria do Rosário Partidário. "Guia de Boas Práticas para a Avaliação Ambiental Estratégica". Instituto Superior Técnico, Redes Energéticas Nacionais, Agência Portuguesa do Ambiente, Ministério da Agricultura do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território, 2007.

- Maria do Rosário Partidário. "Guia de Melhores Práticas para a Avaliação Ambiental Estratégica". Instituto Superior Técnico, Redes Energéticas Nacionais, Agência Portuguesa do Ambiente, Ministério da Agricultura do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território, 2012.

1. Identificação e Análise de FCD: Nesta fase identificam-se os fatores críticos para a decisão em conformidade com as questões de referência estratégica a nível nacional, consolidando com a estratégia da EDP Distribuição e identificando as principais questões estratégicas e as questões ambientais.
2. Análise e Avaliação dos FCD: Para cada Fator Crítico para a Decisão, identificam-se os critérios de avaliação, as opções estratégicas a considerar e os riscos e oportunidades
3. Proposta de Seguimento: Nesta última fase identificam-se para cada FCD as estratégias e as diretrizes para a monitorização e planeamento que constituem medidas de controlo.

9.4 FATORES CRITICOS PARA A DECISÃO E CRITÉROS DE AVALIAÇÃO

A componente estruturante da AAE da atividade da EDP Distribuição assenta nos FCD que foram definidos com base nos Eixos Estratégicos considerados prioritários para Portugal no âmbito do QRE – Programa 2020.

Apresentam-se, no quadro resumo, os FCD definidos bem como os respetivos critérios de avaliação, a que foram atribuídos os respetivos indicadores, que permitem materializar a AAE da atividade.

Tabela 9.1: Quadro de Avaliação dos FCD: FCD, Critérios de Avaliação e Indicadores

FCD #1 ENERGIA	
Objetivo: Redução das emissões de carbono no setor elétrico.	
Critérios de Avaliação	
1. Promoção da distribuição de energia de fontes renováveis.	Avaliação da capacidade da rede de distribuição para a possibilitar a ligação e gestão de produtores na Rede de Distribuição.
2. Apoio à eficiência energética nas infraestruturas.	Avaliação da eficiência energética através de ações de gestão e minimização das perdas na Rede de Distribuição.
3. Desenvolvimento e implantação de sistemas de distribuição inteligente	Avaliação de Projetos no âmbito da desmaterialização de processos, eficiência na Rede, na redução de consumos e na integração das fontes de energia distribuída.
4. Promoção de estratégias de baixo teor de carbono	Avaliação de estratégias de redução de emissões de carbono, nomeadamente na promoção do veículo elétrico e análise do seu impacto na Rede de Distribuição.
FCD #2 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS	
Objetivo: Reforço das capacidades de adaptação da Rede de Distribuição às alterações climáticas pela adoção e articulação de medidas transversais, setoriais e territoriais.	
Critérios de Avaliação	

1. Medidas de Prevenção às alterações climáticas	Adoção de Práticas de avaliação de Risco e desenvolvimento de ações de acesso a informação sobre esta temática com vista a definir a sua localização e medidas de mitigação destes efeitos.
	Programa de aumento de resiliência das linhas Aéreas de AT e MT a eventos atmosféricos extremos.
	Programa de estabelecimento e renovação de cerca de 3500 Km /ano da Rede Secundária de Defesa da floresta contra Incêndios.
	Desenvolvimento de ações conjuntas no âmbito do Protocolo com a APA para melhoria da informação sobre a temática do Domínio Hídrico de Águas Interiores e respetivos leitos de cheias.
	Definição de critérios e técnicas fomentadoras da utilização de materiais e equipamentos que mitiguem os efeitos sobre o ambiente.
FCD #3 RISCOS NATURAIS E TECNOLÓGICOS	
Objetivo: Reforço da gestão face aos riscos, numa perspetiva de resiliência, capacitando as instituições envolvidas	
Critérios de Avaliação	
1. Adoção e articulação de medidas transversais	Avaliação das medidas implementadas para a adoção e articulação de medidas transversais para a gestão e prevenção dos riscos.
2. Instrumentos de Planeamento e Comunicação.	Avaliação desenvolvimento e monitorização dos sistemas de informação para o planeamento, prevenção de risco e comunicação.
3. Ações Inovadoras para prevenção e Gestão de Riscos.	Avaliação da realização de medidas e ações para a prevenção e gestão de riscos.
FCD #4 FAUNA, FLORA E BIODIVERSIDADE	
Objetivo: Conservação, gestão, ordenamento e conhecimento da biodiversidade e dos ecossistemas.	
Critérios de Avaliação	
1. Conhecimento e localização da biodiversidade e dos ecossistemas.	Identificação e avaliação de sistemas de informação com cartografias específicas e atualizadas da localização da biodiversidade e ecossistemas.
2. Contributos para a Conservação da Natureza.	Avaliação de medidas para a conservação da natureza.
3. Preservação de Áreas Protegidas e Classificadas	Identificação e avaliação através de cartografia especializada de áreas classificadas e de ocorrência de espécies protegidas.
FCD #5 ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO	
Objetivo: Conservação, gestão, ordenamento e conhecimento dos recursos geológicos.	
Critérios de Avaliação	
1. Conhecimento e Localização dos Recursos Geológicos, Arqueológicos e Outros.	Identificação e avaliação de cartografia especializada de áreas classificadas.
	Avaliação da interação com as Entidades responsável pela conservação, gestão, ordenamento e conhecimento dos recursos geológicos.

9.5 MEDIDAS, AÇÕES E DIRETRIZES DE MONITORIZAÇÃO DOS FCD

9.5.1 ENERGIA

As principais medidas e ações realizadas para o FCD Energia são:

Geração Distribuída Renovável – Contribuição para o aumento de capacidade disponível na rede de distribuição para ligação de produtores decorrente da realização de projetos de investimento previstos no Plano

Perdas – Desenvolvimento de Projetos de investimento com benefício/custo só em perdas superior à unidade, dirigidos para a redução de perdas técnicas na Rede de Distribuição,

Smart Grids – Realização de Estudos e de Projetos Europeus, com implementação Nacional, na desmaterialização de processos, no aumento da eficiência da rede, na redução de consumos e na integração das fontes de energia distribuída (InovGrid).

Mobilidade Elétrica – Criação e Expansão da Rede de Postos de Carregamento para o VE, Promoção do VE, Estudos e Projeto PlanGridEV sobre o respetivo impacto na Rede de Distribuição.

Para a monitorização deste FCD é utilizada uma plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes em matéria de produção de energia elétrica a partir de FER, Eficiência Energética, *Smart Grids* e Mobilidade Elétrica, nomeadamente a DGEG, APREN, ERSE, as unidades de investigação em tecnologia de aproveitamento de recursos renováveis, tecnologias de redes inteligentes e de mobilidade elétrica, bem como as empresas dos respetivos setores.

9.5.2 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

As principais medidas e ações realizadas para o FCD Alterações Climáticas são:

RSDFCI – Rede Secundária de Defesa da floresta contra Incêndios - Programa de realização anual de projetos de estabelecimento e renovação em cerca de 3500 Km/ano de LA de AT e MT em conformidade com os PMDFCI - Planos Municipais de Defesa da Floresta contra Incêndios em vigor para cada um dos 278 Concelhos (programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível).

Condições Construtivas – Adoção de práticas de avaliação de risco face a localização e as condições técnicas de construção; Programa de aumento de resiliência das linhas aéreas de AT e MT a eventos atmosféricos extremos;

Tecnologias – Definição de critérios que fomentem a utilização de materiais e equipamentos que mitiguem os efeitos sobre o ambiente.

Para a monitorização deste FCD é necessário manter ativa uma plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes no FCD Alterações Climáticas, nomeadamente a APA, ICNF e DGEG.

9.5.3 RISCOS NATURAIS E TECNOLÓGICOS

As principais medidas e ações realizadas para o FCD Riscos Naturais e Tecnológicos são:

Protocolo com Entidades – Desenvolvimento de ações suportadas em Protocolos que possibilitem acesso atempado a informação que permita conhecer e evitar as situações de potenciais riscos. Atuar em conformidade com os Manuais de Boas Práticas.

Sistemas de informação (SIT e Plataforma Colaborativa FILEPLACE) – Garantir o seu funcionamento e disponibilização aos respetivos utilizadores de informação adequada e atualizada.

Monitorização sistémica das infraestruturas – Antecipando a resolução de situações de risco potencial, nomeadamente a implementação do BGR - Buffer de Gestão de Risco, contra o derrube ou queda de árvores fora da faixa de proteção sobre as linhas aéreas de AT e MT. Programa de aumento de resiliência das linhas aéreas de AT e MT a eventos atmosféricos extremos.

Para a monitorização deste FCD é utilizada uma plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes no FCD Riscos Naturais e tecnológicos nomeadamente a APA, ICNF, DGEG, e ERSE.

9.5.4 FAUNA, FLORA E BIODIVERSIDADE

As principais medidas e ações realizadas para o FCD Fauna, Flora e Biodiversidade são:

Protocolo com Entidades – Desenvolvimento de ações suportadas em Protocolos que possibilitem acesso atempado a informação que permita conhecer e evitar as situações de potenciais riscos. Atuar em conformidade com Diretivas das Aves, Habitats, documentação e cartografia sobre Biodiversidade e Áreas e Espécies Florestais Protegidas

Sistemas de informação (SIT e Plataforma Colaborativa FILEPLACE) – Garantir o seu funcionamento e disponibilização aos respetivos utilizadores de informação adequada e atualizada. Neste âmbito foi efetuada a produção de cartografia especializada pela EDP Distribuição no âmbito de Protocolo com o ICNF sobre as AEPAS – Áreas com Estatuto de Proteção Ambiental – em fase de validação pelo ICNF, para posterior disponibilização e acesso públicos;

Monitorização sistémica das infraestruturas – Antecipando a resolução de situações de risco potencial.

Para a monitorização deste FCD é utilizada uma plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes no FCD Fauna Flora e Biodiversidade nomeadamente a APA, ICNF, DGEG, e ERSE.

9.5.5 ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO

As principais medidas e ações realizadas para o FCD Ordenamento de Território são:

1. Domínio Público Hídrico – Está em curso a produção de cartografias especializadas pela EDP Distribuição no âmbito de Protocolo com a APA, para posterior validação por esta Entidade para a disponibilização e acesso Públicos;
2. Sistemas de informação (SIT e Plataforma Colaborativa FILEPLACE) – Garantir o seu funcionamento e disponibilização aos respetivos utilizadores de informação adequada e atualizada. Neste âmbito foi iniciado um processo que envolve a celebração de Protocolos com CIM-Comunidades Intermunicipais que envolvem as respetivas Câmaras Municipais;
3. Interações com EGT – Entidades de Gestão Territorial - Promoção e desenvolvimento de ações de coordenação que permitam conjugação de esforços para minimizar os efeitos das suas intervenções, nomeadamente com DGT, CCDR, APA, DGEG, ANPC, ANAC, IP, REN, EPAL e OUTRAS.

Para a monitorização deste FCD é utilizada uma plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes no FCD Ordenamento do Território, nomeadamente com, DGT, CCDR, APA, DGEG, ANPC, ICNF, ANAC, IP, REN, EPAL e outras.

Ter presente o Plano de Ação PPRRR – Preparação e Prevenção da Fauna, Flora e Biodiversidade às infraestruturas da rede e melhorar a Resiliência e Resposta de todos os intervenientes (Interagir para Solucionar).

9.6 METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DAS MEDIDAS E AÇÕES

A implementação das medidas e ações previstas no PDIRD 2017-2021 estão sujeitas ao plano de ação PPRRR, isto é prevenção, preparação, resiliência, resposta e recuperação, desde a fase do Planeamento, passando pela fase de Projeto e Construção até à fase de Manutenção, como ilustrado na figura 9.3.



Figura 9.3: Plano de Ação PPRRR

Neste contexto, a AAE da atividade da EDP Distribuição não é aplicada apenas como fundamento das ações descritas no PDIRD 2017-2021, isto é, na fase de Planeamento, mas será também aplicada nas fases subsequentes de Projeto, de Construção e na Manutenção dos ativos alvo da rede nacional de distribuição.

9.7 AÇÕES RELEVANTES DE PREVENÇÃO DO RISCO AMBIENTAL

9.7.1 AVALIAÇÃO AMBIENTAL DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

As questões ambientais foram consideradas, nesta fase de Planeamento, para os projetos que integram o PDIRD 2017-2021, descritos no capítulo 7.

Com a adoção deste critério foram avaliados 91 projetos que constituem um investimento total de 172,7M€.

Cada um destes projetos foi submetido ao “Modelo de Avaliação Prévia para a Seleção de Ações e Apoio à Decisão em Projetos Tipo da EDP Distribuição”, que resultou do Manual de Boas Práticas decorrente da implementação da Medida #25 do PPDA - Plano Promocional de Desempenho Ambiental 2009/2011 promovido pela ERSE¹¹.

Esta Medida #25 teve como objetivo desenvolver e implementar um modelo de apoio à decisão que integre a componente ambiental nas fases de planeamento, construção e

¹¹ Manual de Boas Práticas que contempla o modelo acima mencionado, resultante da Medida #25 do PPDA elaborado pela Equipe liderada pela Prof.ª Maria do Rosário Partidário.

exploração da rede de distribuição, e antecipe conflitos ambientais em projetos suscetíveis de terem efeitos negativos no ambiente.

A aplicação da metodologia na fase de Planeamento pressupõe, como condição prévia, o conhecimento das características do projeto e do ambiente onde este se localiza, incluindo as condicionantes de carácter legal que daí decorrem. No que se refere ao espaço de localização do projeto de investimento a grelha de análise estabelecida considera as seguintes áreas:

- Áreas integradas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas (Decreto-Lei n.º142/2008, de 24 de julho):
- Parques Arqueológicos ou zonas de proteção de bens culturais imóveis;
- Paisagens de elevado significado pelo seu valor patrimonial resultante da sua configuração natural e/ou da intervenção humana, assinaladas em planos de ordenamento do território ou em guias turísticos;
- Geomonumentos constantes da base de dados do LNEG ou da associação ProGeo-Portugal;
- Povoamentos de sobreiro ou de azinheira, protegidos pelo Código Florestal;
- Espaços urbanos, com exceção de espaços industriais e de armazenagem constantes de planos de ordenamento do território em vigor.

O conhecimento das características do projeto e da sua localização permite, desde logo, evitar em sede de planeamento as áreas que possam impedir a sua realização.

Desta forma, para cada um dos 91 projetos de investimento analisados, realizou-se este despiste com o preenchimento das áreas impeditivas na matriz criada no âmbito da Medida #25.

Na tabela 9.2 apresentam-se as principais conclusões desta avaliação.

Tabela 9.2: Resultados da Avaliação Ambiental dos Projetos

Tipo de Ativo	Traçados	Resultados	Número de Projetos
Novas Linhas	Novo	C	4
	Novo	NC	2
Novas Linhas (Injetores REN)	Novo	C	2
	Novo	NC	2
Novas Subestações	Novo	C	5
	Novo	NC	5
Reforços de Rede	Novo	C	8
	Novo	NC	3
	Existente	C	1
Reforços de Subestações	Existente	C	1
Renovação de Linhas	Existente	C	7
Renovação Subestações e Linhas	Existente	C	33
Outros	NA	NA	18
Total			91

C – Conforme; NC – Não Conforme; NA – Não Aplicável

Como resultado da aplicação desta avaliação pode-se concluir que, dos 91 projetos analisados, 61 apresentam resultados em conformidade com o modelo de avaliação descrito.

Para os 18 projetos classificados como “outros” as condições do modelo de avaliação não são aplicáveis, uma vez que se tratam de projetos de remodelação de SPCC em subestações existentes, instalação de DTC em postos de transformação existentes e projeto de telecomunicações, não tendo por isso risco de impacto ambiental associado.

Há que referir que 50 destes projetos são estabelecidos com o aproveitamento de traçados já existentes, o que releva a incorporação efetiva de uma Boa Prática.

Existem, no entanto, 12 projetos restantes que sinalizam um risco potencial de o traçado colidir com áreas sensíveis ao estabelecimento de linhas aéreas elétricas.

Estes riscos ocorrem essencialmente devido ao estabelecimento de novas linhas em áreas sensíveis a linhas aéreas elétricas, nomeadamente áreas protegidas no Parque Natural de Cascais-Sintra e no Parque Natural da Serra da Estrela, em Sítios de Importância Comunitária, o rio Lima e o Monfurado, em áreas sensíveis de ICNF, em pontos de água usados por meios aéreos de combate a incêndios, o imóvel classificado Casa e Quinta de Castro e zona sensível de aproveitamentos hidroagrícolas.

Deste modo e perante esta situação de alerta, na fase de Projeto e de definição real do traçado serão encontradas as soluções que evitem ou mitiguem este potencial risco.

Nestas situações e na sequência do processo de licenciamento serão consultadas as entidades competentes, nomeadamente ICNF, IGESPAR, ANPC e serviços Municipais de Proteção Civil, DGADR e as Câmaras Municipais, e incorporadas em cada um dos projetos, medidas de prevenção da natureza e biodiversidade recomendadas.

9.7.2 AUMENTO DA RESILIÊNCIA DAS LINHAS AÉREAS

No âmbito do programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica foi incluído neste PDIRD o subprograma Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas, conforme descrito no capítulo 4.1.3.2.

O desenvolvimento do projeto-piloto do Louriçal permitiu estudar e implementar ações que vão tornar as linhas aéreas de AT e MT mais resilientes ao risco decorrente de queda, derrube ou varejamento de árvores situadas fora das faixas de proteção motivadas por eventos de natureza extrema.

Com base nos estudos realizados para o anterior PDIRD com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e a Universidade de Lisboa (U Lisboa), foi obtido o mapeamento da vulnerabilidade da infraestrutura elétrica aérea a efeitos meteorológicos.

O mapeamento da vulnerabilidade da rede elétrica a impactos meteorológicos (medida pelo parâmetro TIEPI MT), mostrou que esses impactos se distribuem de forma heterogênea, associados a um pequeno número de eventos extremos muito energéticos.

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do referido projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500km na rede de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500km.

No anexo 7 apresenta-se a ficha deste subprograma. O investimento associado é de 7.480k€.

9.8 PROMOÇÃO AMBIENTAL

Dando seguimento às preocupações ambientais, o PDIRD 2017-2021 contempla um programa de investimento direcionado para a promoção ambiental (programa Promoção Ambiental).

No âmbito deste programa, a EDP Distribuição tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas e recolocação de ninhos no âmbito da proteção da avifauna.

Para além de ações no âmbito já referido, este programa engloba, ainda, um subprograma específico para enterramento de linhas aéreas (considerado apenas nos cenários 2 e 3 de investimento), designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. A ficha respetiva é apresentada no anexo 7.

O valor total do programa de investimento Promoção Ambiental no PDIRD é de 16,4M€ no cenário proposto neste Plano (cenário 2), 6,4M€ no cenário 1 (de menor investimento) e 21,4M€ no cenário 3 (de maior investimento).

9.9 CONCLUSÃO

As questões ambientais estratégicas que tiveram por base os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) foram conduzidas em frequente interação entre a equipa responsável por este tema e a equipa responsável pelo planeamento do PDIRD. Esta metodologia permitiu a afinação sistemática e o esclarecimento sobre opções estratégicas avançadas pela equipa de planeamento, conduzindo a um resultado progressivamente convergente.

Deste modo, possibilitou-se uma aproximação sistemática a uma estratégia concebida com a preocupação de satisfazer objetivos relevantes para todos os FCD em avaliação.

Os projetos detalhados no PDIRD 2017-2021 permitem a redução de emissão de CO₂, na medida em que a maioria nos projetos contribui para a redução de perdas na rede de distribuição, estimando-se uma redução anual de perdas na rede AT e MT, no final do período 2017-2021, de 73,7GWh (ver capítulo 7.4). Assim, estima-se que ao longo da vida útil dos projetos estes contribuam com cerca de 18,8M toneladas de CO₂ evitadas, o que corresponde a 3.763 toneladas por ano.

Página em branco

10. ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD 2017-2021

A análise de risco ao PDIRD 2017-2021 compreende cinco níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.3.);
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (descrito no capítulo 2.3).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às três primeiras dimensões.

10.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD

A análise de risco ao PDIRD 2017-2021 analisa o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos enunciados para os diferentes vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Os investimentos previstos no PDIRD 2017-2021 respondem às necessidades dos vetores de investimento:

- Segurança de Abastecimento – visa garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Qualidade de Serviço Técnica – visa garantir o cumprimento dos objetivos para a QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço. Este vetor também dá resposta à estratégia para a melhoria da QST apresentada neste Plano.
- Eficiência da Rede – visa garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND.
- Eficiência Operacional – visa garantir a redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços – visa facilitar o acesso a novos serviços de rede.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores considerados no presente PDIRD.

10.1.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, garante-se o dimensionamento adequado de todos os componentes da RND para que estes permitam satisfazer a procura de energia elétrica.

O objetivo relativamente a este vetor é o de garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.

O risco associado a este vetor é:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente do Investimento Obrigatório e dos programas Desenvolvimento de Rede e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento obrigatório são estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

As necessidades de investimento associadas a desenvolvimento de rede partem da análise das condições atuais de desempenho da rede, identificando-se projetos que, face a uma previsão da evolução da procura, serão necessários e apresentam indicadores económicos adequados.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT permite garantir a renovação (substituição ou reabilitação) de ativos envelhecidos da rede e cuja probabilidade de falha tende a aumentar. Os investimentos realizados no âmbito deste programa contribuem para o aumento da fiabilidade dos ativos associados à RND. A análise dos projetos incluídos neste programa avalia as condições de operação da rede atual e prevista, encontrando a alternativa mais adequada que garanta a Segurança de Abastecimento, a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência da Rede em que estarão inseridos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

A evolução mais lenta da procura tem permitido reduzir o montante de investimento associado ao programa Desenvolvimento de Rede, diminuindo o contributo absoluto deste programa associado ao vetor Segurança de Abastecimento.

A preocupação com a renovação sustentável dos equipamentos associados à RND, garantindo o seu desempenho adequado, tem conduzido a um aumento do investimento associado ao programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, o qual apresenta um aumento do contributo para este vetor, em termos absolutos.

A possibilidade de se proceder a sobreinvestimento ou subinvestimento neste vetor é mitigada da seguinte forma:

- As necessidades de investimento associadas a investimento obrigatório são estimadas com base em indicadores estatísticos que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, esses valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que este possa ser diferente do inicialmente previsto;
- O PDIRD é revisto de 2 em 2 anos, o que permite calendarizar os projetos associados a desenvolvimento da rede, reavaliando quais são os projetos mais adequados para acompanhar a evolução da procura. A calendarização dos projetos é avaliada para diferentes cenários de evolução da procura. Verificou-se que, para os cenários analisados, não há alterações da calendarização para os projetos com investimentos previstos nos 2 primeiros anos de vigência do PDIRD (conforme descrito no capítulo 2.3). Essa análise permite concluir que o período de revisão do PDIRD é adequado para mitigar o risco de sobreinvestimento ou de subinvestimento;
- Os ativos da rede, apesar das ações de manutenção e conservação, vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha. O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT é dotado de uma verba determinada em função de uma análise do desempenho e da idade dos ativos mais críticos para o desempenho da RND, sendo realizada uma análise criteriosa dos projetos de investimento associados ao programa, que se baseia numa análise dos riscos de falha dos ativos, e garantindo uma renovação sustentada da RND. O PDIRD é revisto de 2 em 2 anos, o que permite fazer uma reavaliação regular do desempenho dos equipamentos em serviço na RND, adequando o investimento associado a este programa em função dessa avaliação.

A avaliação da rede, na zona de implementação de cada projeto, para cenários de evolução da procura mais exigentes e de reduzida probabilidade de ocorrência, surge como uma medida adicional de mitigação do risco de não garantia da alimentação de 100% da procura. Verifica-se, no entanto, que existe algum risco de não alimentação de cargas em situação de contingência N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD 2017-2021 (ver capítulo 4.1.2). Na alternativa adotada para a segurança de abastecimento não se prevê, no final do Plano, a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 55,9MW não simultânea para a totalidade da RND.

Os mecanismos de mitigação do risco garantem a realização dos montantes de investimento, associados ao vetor Segurança de Abastecimento que se revelem efetivamente necessários.

Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco associado quer à realização de níveis de investimento não adequados, quer quanto ao não cumprimento dos critérios de planeamento, é negligenciável.

10.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, dá-se resposta às exigências estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço e assegura-se a melhoria contínua da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias e aumento da resiliência das redes.

Os objetivos para a melhoria da qualidade de serviço para o período 2017-2021 são apresentados no capítulo 4.

O risco associado a este vetor é:

- Não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço técnica estabelecidos.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os investimentos previstos pela EDP Distribuição e 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. Essa análise permite proceder à estimativa esperada dos indicadores de QST após a realização dos projetos.

Tratando-se de valores esperados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio. As condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados. Particularmente relevante, relativamente a esses desvios, será a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

Para melhor compreender esses fenómenos e analisar soluções mitigadoras do seu impacto, a EDP Distribuição procedeu a dois estudos, apresentados no PDIRD 2015-2019.

- Estudo interno, para identificar soluções construtivas alternativas.
- Estudo do Impacto Meteorológico sobre as Infraestruturas Elétricas de Portugal Continental, em parceria com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e o Instituto de Ciência Aplicada e Tecnologia (ICAT) da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa;

Tendo desenvolvido estudos de avaliação de uma solução inovadora de gestão de corredores de linhas áreas com o objetivo de aumentar a resiliência perante fenómenos atmosféricos

extremos¹², a EDP Distribuição procedeu à implementação de um projeto piloto para mitigação dos efeitos de eventos extremos, através da implementação de princípios inovadores de gestão do coberto arbóreo.

A EDP Distribuição desenvolveu o conceito de “Buffer de Gestão de Risco”, o qual é definido em função da existência de árvores localizadas fora da faixa de proteção mas que, pelo seu porte, apresentam risco de queda sobre as linhas aéreas.

Este conceito visa aumentar o desempenho da RND em presença de fenómenos atmosféricos extremos, mitigando o risco de não cumprimento dos objetivos associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica. Com esse aumento de resiliência pretende-se diminuir a banda de incerteza em torno do objetivo de SAIDI MT definido para o vetor, apresentado no capítulo 4.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

Neste documento fez-se a avaliação do desempenho de ativos críticos para o desempenho da RND no que diz respeito à sua fiabilidade (transformadores AT/MT, disjuntores e troços MT), avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados.

A EDP Distribuição desenvolveu um estudo com o Instituto Politécnico de Leiria (IPL) para cálculo da fiabilidade (disponibilidade ao nível dos barramentos AT e MT das subestações AT/MT) tendo-se obtido valores elevados de disponibilidade. O valor médio de disponibilidade para as subestações em anel é de 99,99935% (barramento AT) e de 99,99854% (barramento MT) e para as subestações em antena é de 99,99527% (barramento AT) e de 99,99291% (barramento MT), sem grandes assimetrias médias entre as diversas zonas. A existência de valores mais baixos para as subestações em antena, e em particular para as subestações com recursos limitados pela rede MT, está avaliada. O risco é mitigado com ações planeadas e preparadas para atuação em caso de indisponibilidade, com recurso a unidades móveis de reserva (subestações móveis). De referir que a EDP Distribuição tem, para todas as subestações AT/MT, um plano de contingências que para cada tipo de indisponibilidade da subestação (indisponibilidade total, TP e barramento MT) determina o tipo de ações a desenvolver para repor o serviço.

O risco de não cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço é também mitigado pelo disposto no artigo 8.º do RQS. Este artigo estabelece, na alínea b) do seu n.º 5, que a classificação de um evento como excepcional permite *“que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.”*

Conforme ilustrado no capítulo 4, os investimentos realizados na RND têm proporcionado melhorias de qualidade de serviço que permitem estabelecer uma relação entre esse esforço

¹² Descritos no paper Prata, R., Pereira, S., Veira, M. e Verdelho, M.I., *“Innovative solution of safety corridor design for Overhead Lines: Increasing Resilience to Extreme Weather Events While Providing Environmental Benefits”*, 23rd International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Lyon, paper 0246, Jun. 2015.

e os resultados assim obtidos. A experiência acumulada pela EDP Distribuição, apoiada no modelo de avaliação de impacto do investimento de QST desenvolvido com o INESC TEC permite, dentro de uma margem de incerteza adequada, estimar a relação futura entre os investimentos a realizar e a evolução esperada da qualidade de serviço.

Estes 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.

10.1.3 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se adequar os níveis de perdas na RND.

O atual desempenho da RND no que diz respeito às perdas técnicas pode ser considerado adequado. Para os valores de trânsito de energia verificados em 2011, esse valor foi estimado em 2,3% da energia entrada na RND.¹³

O estudo mais recente do INESC-ID contendo a avaliação do comportamento da rede de distribuição face ao crescimento da produção distribuída (março de 2016) avalia as perdas técnicas, na RND, em 2,2% da energia entrada. Este estudo conclui que o aumento da pequena produção nas redes BT origina uma redução das perdas verificadas na RND. Ao contrário, a produção distribuída diretamente ligada à RND tem tendência a aumentar o valor das perdas. O sumário executivo desse estudo é apresentado no anexo 8.G.

O risco associado a este vetor é:

- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado. Este risco poderá estar associado às condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), bem como ao ritmo de aparecimento de novos PRE.

Os investimentos associados a este vetor decorrem, essencialmente dos, programas Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

As perdas técnicas dividem-se em duas componentes, uma das quais fixa (não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT, sendo de cerca de 120GWh anuais), e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de

¹³ Conforme indicado no estudo realizado pelo Cie3, IST, “Avaliação de Perdas na Rede de Distribuição”, apresentado no PDIRD 2015-2019.

Joule). Estas últimas variam aproximadamente com o quadrado da energia transitada¹⁴, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura. Caso esta evolua mais rapidamente do que o previsto, os investimentos de expansão e renovação da rede poderão não ser suficientes para contrariar o aumento das perdas por efeito de Joule associado a esse aumento dos consumos, traduzindo-se num aumento do nível de perdas verificado na RND.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD que, ocorrendo de dois em dois anos, permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Os projetos incluídos no PDIRD 2017-2021 foram avaliados para diferentes cenários de evolução da procura. Para os cenários analisados, não há alterações da calendarização prevista para os projetos com investimento previsto para os 2 primeiros anos de vigência do PDIRD. No entanto, sendo todas as restantes variáveis iguais, variações da evolução da procura traduzem-se em variações do nível de perdas, uma vez que as perdas variáveis variam com o quadrado da potência transitada nas redes. O cenário inferior prevê, para 2018, que a energia entrada na RND será de 48,671TWh. O cenário superior prevê que essa energia será de 49,833TWh, uma diferença de 2,4%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração da percentagem de perdas reduzida.

O risco de não cumprimento das metas também pode advir de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE, nomeadamente se ocorrer um rápido crescimento desta – seja pela construção de novos aproveitamentos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento ou a chuva.

A PRE, até determinada quantidade de energia entregue à rede, tende a reduzir os trânsitos de energia verificados nesta, reduzindo as perdas. No entanto, passado um ponto de equilíbrio entre consumo e produção local, a PRE pode inverter os trânsitos de energia até então verificados na rede, momento a partir do qual o aumento da PRE gera um aumento das perdas técnicas na rede.

A potência PRE ligada à RND em 2015 atingiu já 4.276MVA. Esta PRE já contribui para o aumento das perdas técnicas verificadas na RND. Com o aumento da PRE, esse impacto aumentará.

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. Esse comportamento é esperado para os valores globais das perdas técnicas associados às redes de distribuição, conforme apresentado no estudo elaborado pelo INESC

¹⁴ Pode não ser exatamente se houver variações da forma dos diagramas de carga ou alteração dos trânsitos de energia na rede, por exemplo associados a modificações dos padrões ou volume da energia entregue pela PRE.

TEC “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional” (março de 2016), cujo sumário executivo é apresentado no anexo 8.C.

Sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável.

10.1.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Este vetor contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização.

O risco associado a este vetor é:

- Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional.

Os investimentos recaem sobre duas categorias, investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

As necessidades de renovação e reabilitação de ativos são estimadas tendo presente o desempenho da RND, sendo esse desempenho monitorizado. Considera-se a necessidade de se realizar uma renovação adequada, a qual garanta a sustentabilidade dos atuais níveis de desempenho e de custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva.

O risco de se proceder a volumes de investimento em renovação e reabilitação de ativos desadequados é, portanto, mitigado pelo conjunto dessas ações – identificação de volumes de investimento necessários face ao conjunto dos ativos em exploração e identificação dos ativos individuais a serem objeto de renovação ou reabilitação através da monitorização do desempenho da RND e de uma avaliação do seus índices de saúde e de criticidade.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

O presente PDIRD dá resposta a essas necessidades, promovendo um nível que se considera adequado de renovação e reabilitação de equipamentos em fim de vida útil. Esse volume de investimento contribui para que se assegure que os níveis de desempenho da rede e de custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva permanecem em valores adequados.

A automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional. Também pode contribuir para melhorar a eficiência operacional se conduzir a um menor número de intervenções físicas (por substituição por operações remotas) ou a uma mais rápida deteção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de deteção de elementos avariados por inspeção das redes).

No estudo elaborado pelo INESC TEC “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional” foi introduzido um indicador, EAuTRD, o qual dá a relação entre o contributo dos elementos de automação ou telecomando instalados na RND no ano em causa, tomando 2014 como referência. Considera, no seu cálculo, a instalação de DTC e OCR e o telecomando de postos de transformação e seccionamento.

A evolução do indicador EAuTRD apresentada no sumário executivo do documento é apresentada na Figura 10.1.

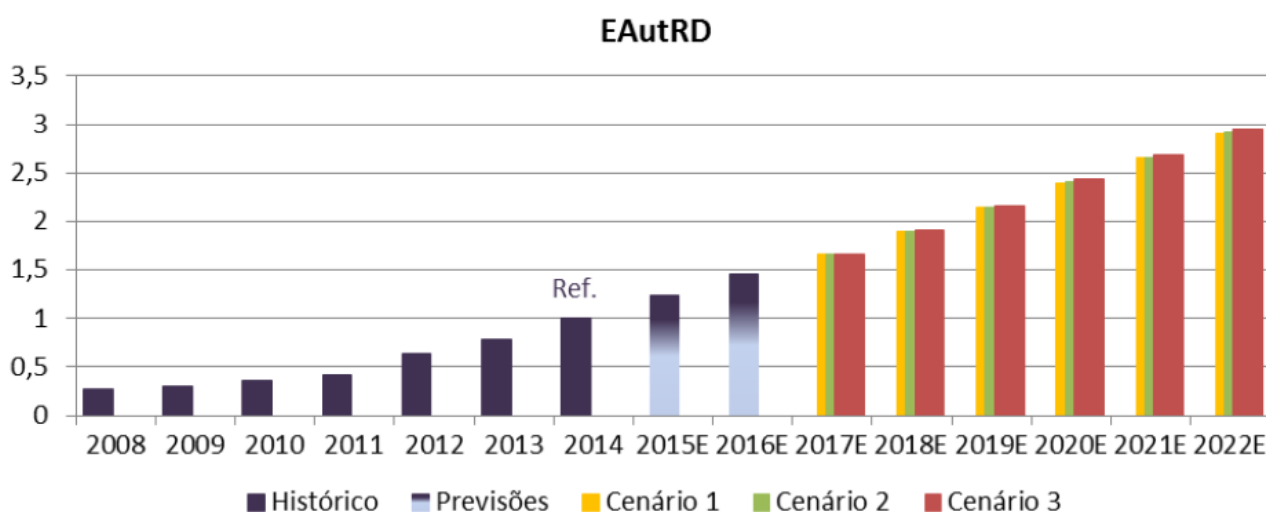


Figura 10.1: Evolução do índice EAuTRD para vários cenários de investimento¹⁵

O estudo realizado pelo INESC TEC quantifica, ainda, o contributo dos diversos programas relacionados com a automação da RND, destacando-se os programas Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Estes investimentos, com contributo mais significativo para a Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, também apresentam benefícios para a Eficiência Operacional.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução de mecanismos de automação.

Assim, pode-se concluir que o risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo.

¹⁵ Conforme apresentado no estudo do INESC TEC “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional”

10.1.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Este vetor contempla investimentos que possibilitam o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.

Os investimentos na RND mais relevantes estão associados ao programa Investimento Inovador. Também se destacam os projetos no âmbito do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os projetos inovadores apresentam risco tecnológico ou aplicativo elevado (tecnologia nova ou projetos nunca implementados na atividade corrente).

As três áreas de investimento inovador são: componentes avançados; monitorização e sensorização da rede; e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Os projetos associados a monitorização, inteligência e gestão ativa e integrada da rede criam potencialidades facilitadoras do desenvolvimento de novos serviços que os comercializadores poderão oferecer aos seus clientes.

Os projetos inovadores, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico. Esse risco é considerado tolerável, tendo em conta a monitorização e acompanhamento mais pormenorizado desses projetos. Adicionalmente, estes projetos são avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sistemas Inteligente de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

10.1.6 CONCLUSÃO

O resultado da análise de risco realizada para os cinco vetores analisados é resumido na tabela 10.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD é tolerável.

O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco – nomeadamente de natureza meteorológica – que não são controláveis.

Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento

Vetor	Identificação do Risco	Análise do Risco	Avaliação do Risco	Tratamento do Risco
Segurança de Abastecimento	<p>Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.</p> <p>Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.</p>	<p>Verificação de procura muito acima dos níveis previstos, fazendo com que os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a essa procura.</p>	<p>As previsões de evolução de consumos apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo, é elevado. Consideram-se probabilidades de não excedência da evolução da procura associada a cada projeto de 90%.</p>	<p>O PDIRD é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O risco é negligenciável.</p>
Qualidade de Serviço Técnica	<p>Não se atingirem os objetivos de Qualidade de Serviço Técnica estabelecidos.</p>	<p>Ocorrência de fenómenos climáticos que deteriorem os resultados de QST.</p>	<p>Ocorreram 4 tempestades no espaço de 7 anos com impacto significativo a nível de qualidade de serviço. Os investimentos para melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença desses fenómenos, não previnem completamente os seus efeitos em relação ao desempenho geral da rede.</p>	<p>O PDIRD inclui medidas que permitirão aumentar a resiliência da rede nas zonas mais expostas. Adicionalmente, o Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excecionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões de qualidade de serviço estabelecidos para as redes de distribuição.</p> <p>O risco residual é tolerável.</p>
Eficiência da Rede	<p>O desempenho da RND não ser adequado face ao esperado.</p>	<p>As perdas técnicas na RND atingirem valores elevados, decorrentes de um aumento da procura muito acima do previsto ou de um contributo da PRE para as perdas acima do esperado.</p>	<p>As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo e avaliando-se a globalidade do sistema, é elevado (probabilidade de 95% da procura agregada se encontrar entre os cenários inferior e superior considerados no PDIRD). O nível de eficiência da RND no que diz respeito às perdas é elevado.</p>	<p>O PDIRD é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada, bem como dos pedidos de novas ligações. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O risco residual é tolerável.</p>
Eficiência Operacional	<p>Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional</p>	<p>Não se atribuir um volume de investimento de renovação das redes que garanta a substituição adequada de ativos em fim de vida, obrigando à realização de mais ações de manutenção.</p> <p>O investimento em automação contribui para a redução de custos operacionais, podendo os projetos realizados não gerarem benefícios significativos associados a este vetor.</p>	<p>Os ativos em fim de vida útil tendem a gerar uma maior necessidade de intervenções de manutenção. A não renovação adequada desses ativos traduz-se num aumento das necessidades de operações sobre a rede.</p> <p>A automação contribui para a melhoria da eficiência operacional. Sendo os projetos avaliados antes da sua realização, o risco analisado será o de não gerarem benefícios significativos a nível de eficiência operacional (sendo estes projetos destinados sobretudo à melhoria da QST).</p>	<p>Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões contribuíram para a definição do investimento de renovação considerado no PDIRD.</p> <p>A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento.</p> <p>O risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo.</p>
Acesso a Novos Serviços	<p>Risco tecnológico.</p>	<p>Não se atingirem os objetivos pretendidos para os projetos inovadores, de teledividida e de acesso remoto.</p>	<p>O investimento inovador inclui projetos com investimento tecnológico ou aplicacional elevado (tecnologia novos ou projetos nunca implementados pela EDP-Distribuição)</p> <p>A teledividida e acesso remoto visa possibilitar o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.</p>	<p>Os projetos inovadores merecem um acompanhamento próximo, analisando-se previamente a tecnologia, os objetivos e acompanhando-se os seus resultados. São projetos limitados no orçamento, sendo o seu desempenho avaliado previamente a decisões sobre disseminação das tecnologias testadas. O risco é tolerável.</p> <p>Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sist. Int. de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.</p>

10.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJECTOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO

10.2.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição foi realizado, para o PDIRD 2015-2019, um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), intitulado “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição” (apresentado no PDIRD anterior).

Esse estudo permitiu desenvolver uma metodologia de análise de risco de projetos de investimento incluídos no presente PDIRD.

Foi realizada uma análise de sensibilidade à evolução da procura para os projetos com investimentos previstos para o PDIRD, que incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos, a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários. Essa calendarização também tem em conta a avaliação do risco de surgimento de constrangimentos na rede em cenários com baixa probabilidade de serem excedidos, mencionada em 2.3.

A análise de sensibilidade dos restantes projetos considerados no PDIRD incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos e a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários.

10.2.2 ANÁLISE DE RISCO DE CONJUNTOS DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esse trabalho permite concluir que, considerando-se que a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios são independentes entre si, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é negligenciável, conforme ilustrado na figura 10.2.

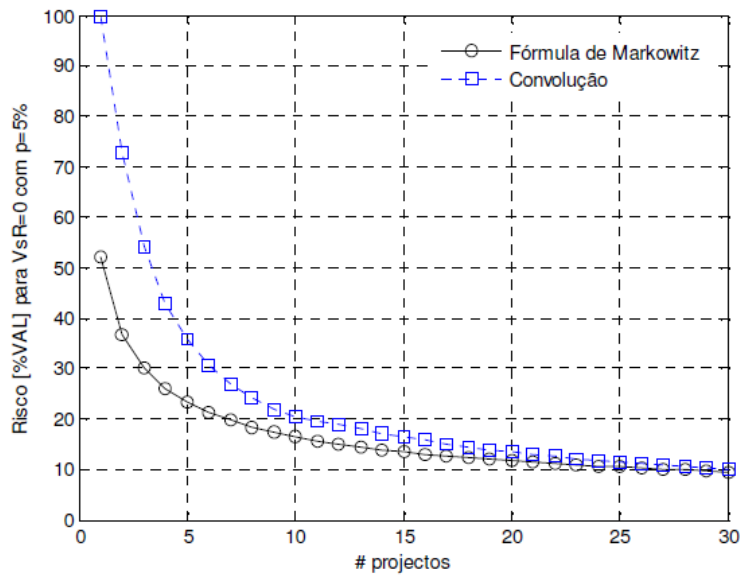


Figura 10.2: Evolução do risco com o número de projetos iguais

Existe alguma dependência em relação aos benefícios dos projetos, relacionada com o enquadramento macroeconómico, passível de introduzir uma componente de risco sistemático em relação aos benefícios. Contudo, atendendo a que os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garante-se que esses planos são adequados ao ciclo económico em que são executados.

Adicionalmente, os investimentos na rede de distribuição têm vidas úteis prolongadas – de 30 anos para a maioria dos ativos. Essas vidas úteis são muito superiores aos ciclos económicos, mitigando o risco de poderem gerar menos benefícios do que os esperados em algum momento da sua vida útil. Os pressupostos utilizados na avaliação económica – na qual se considera taxas de evolução dos consumos nos primeiros 10 anos e consumos constantes no restante período – também contribuem para mitigar o risco de se realizarem projetos cujos benefícios se venham a revelar insuficientes para justificar a sua realização.

Página em branco

11. PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2017-2021

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela EDP Distribuição Energia, S.A. (EDP Distribuição). Este divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

Refere-se, ainda, o investimento em rede inteligente, que é uma parcela do investimento específico, e que se encontra direcionado para dar resposta aos desafios atuais e concretização de um novo paradigma do setor elétrico. No capítulo 4.2 apresenta-se uma definição do conceito respetivo e a descrição da estratégia de desenvolvimento de uma rede inteligente prevista pela EDP Distribuição.

Estes investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 11.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais. No anexo 8.K encontra-se detalhada a definição dos vários tipos de encargos associados aos investimentos.

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico e aos encargos diretos, transversais e financeiros, associados ao investimento na RND.

11.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

- *Investimento Obrigatório* – engloba obras de investimento 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 às relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

O investimento obrigatório previsto para a rede AT permite a satisfação das novas ligações em AT assim como de ligação de Produtores em Regime Especial (PRE).

No que diz respeito à rede MT, o investimento obrigatório previsto está relacionado com a satisfação das novas ligações MT assim como de reforços, remodelações ou alterações que decorram de ligações MT ou BT.

- *Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

A conjuntura económica implicou uma retração do mercado nos anos mais recentes, com um decréscimo acentuado do consumo global até 2014, verificando-se uma pequena retoma em 2015. No período 2016-2021, prevê-se para o cenário central de consumos taxas de crescimento positivas, embora pouco expressivas (o estudo da previsão da procura é apresentado no anexo 9).

Para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das instalações mais carregadas, com melhoria da eficiência da rede, é necessária a criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa, os quais serão analisados em seguida mais pormenorizadamente. Analisa-se, também, o investimento em rede inteligente. Este investimento é uma parcela do investimento específico e encontra-se direcionado para dar resposta aos desafios atuais de concretização de um novo paradigma para o setor elétrico.

Refira-se que o Investimento Obrigatório mantém-se nos três cenários de investimento analisados para o PDIRD 2017-2021. O Investimento Iniciativa da Empresa varia de acordo com o cenário de investimento.

11.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A previsão do investimento obrigatório baseava-se anteriormente no registo histórico e em 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 (que por sua vez, determinam o reforço das redes MT a montante). As estimativas do investimento obrigatório nas redes AT (nomeadamente em subestações) eram baseadas não só nos consumos dos clientes AT, MT e BT, mas também na estimativa do número de novas ligações a instalações produtoras.

No entanto, são diversos os fatores potencialmente influentes na variação dos montantes de investimento obrigatório a realizar em cada ano. Entre estes, podem ser referidos fatores relacionados com o estado de desenvolvimento económico (ex: redução da atividade no sector industrial ou da construção civil), alterações de condições locais (ex: implantação de unidade industrial, nova urbanização) que possam determinar a necessidade de alterar a rede já existente, ou até alterações de regulamentação (ex: as condições comerciais de ligação, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico, contêm regras que determinam fortemente os custos de ligação e as suas regras de participação).

A necessidade de melhorar a estimação dos montantes de investimento obrigatório e das participações levaram a EDP Distribuição a contratar uma instituição científica (INESC TEC) para desenvolvimento de um novo modelo de estimação, e que foi apresentado no PDIRD anterior. Este estudo previa uma atualização posterior dos valores previstos em função dos dados mais atuais, entretanto verificados, para robustecimento do modelo. Esta atualização foi efetuada em conformidade, tendo os resultados sido considerados no presente PDIRD.

A previsão do modelo é baseada num conjunto de regressões lineares, que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *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. O modelo revisto inclui, ainda, uma desagregação do investimento obrigatório e das participações por nível de tensão. Daqui resultou uma previsão dos valores para o período 2016-2021.

Neste Plano o investimento obrigatório é igual em todos os cenários de investimento analisados para o PDIRD 2017-2021.

A Figura 11.1 ilustra o valor médio anual no período 2014-2016 e a evolução esperada no período 2017-2021 para o investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamentos de contagem).

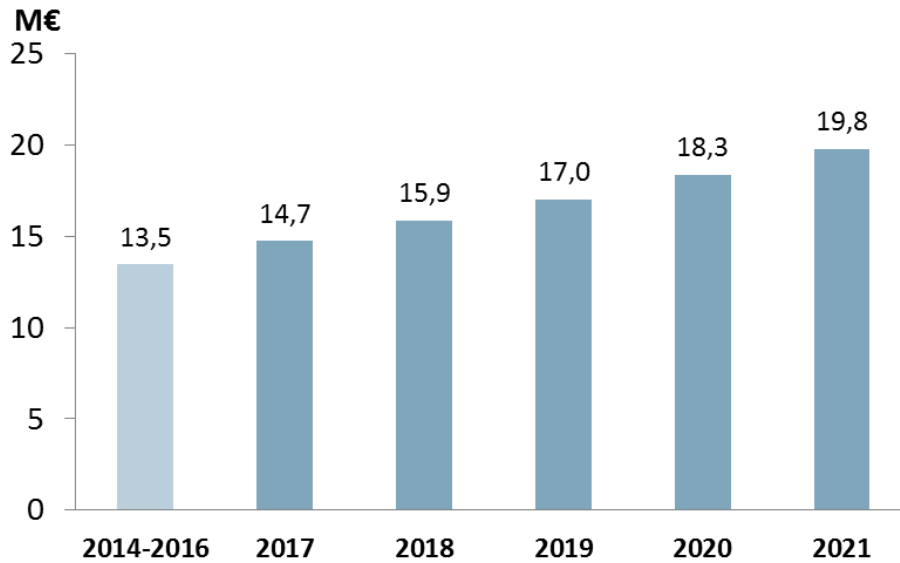


Figura 11.1: Investimento Obrigatório realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2014-2021

Os resultados obtidos pelo modelo revisto sugerem a existência de uma atividade económica crescente nos próximos anos. Esta evolução encontra-se em linha com as previsões disponíveis à data em que se realizou a atualização do estudo¹⁶.

A figura 11.2 ilustra a evolução das participações (financeiras e em espécie) no mesmo período.

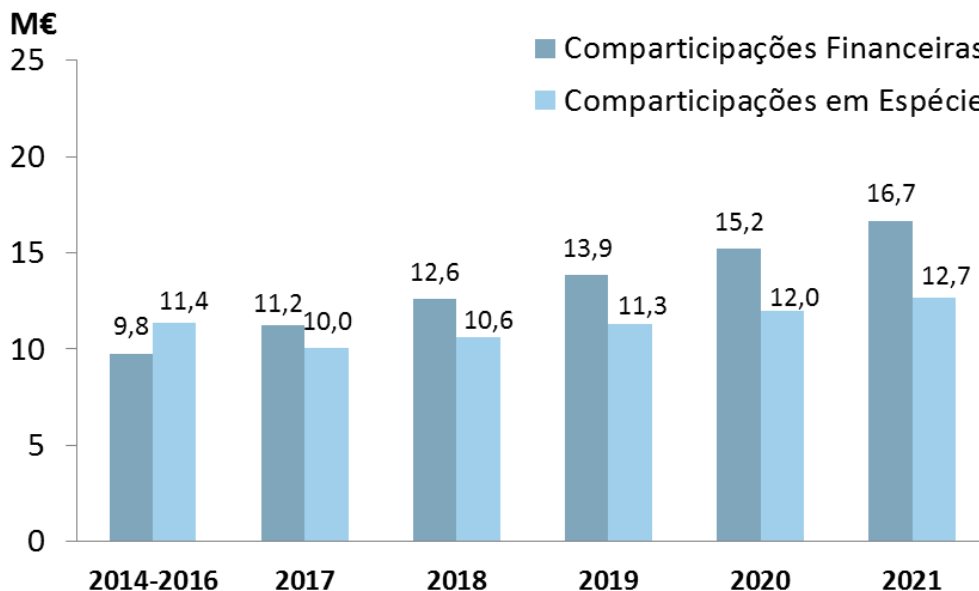


Figura 11.2: Participações financeiras e em espécie, 2014-2021

¹⁶ A atualização do estudo foi realizada em 2015 com base em valores até 2014.

Os resultados obtidos sugerem uma subida ao longo do período, incorporando o impacto esperado das mais recentes alterações regulamentares nas condições comerciais de ligação à rede, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), revisto em 2012 e que entrou em vigor em maio de 2013, bem como os valores mais recentes do histórico à data do estudo.

Na tabela 11.1 apresenta-se o investimento específico obrigatório de realização EDP Distribuição, o CAPEX e os ativos acrescentados à RND, bem como o respetivo financiamento, previstos para o período 2017-2021. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 3 anos anteriores¹⁷.

Tabela 11.1: Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2017-2021¹⁸

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017 - 2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Inv. Específico Obrigatório (sem Equip. Contagem)	13,5	14,7	15,9	17,0	18,3	19,8	85,7
Redes AT	1,3	1,5	1,9	2,4	3,1	3,9	12,9
SE's + Redes MT	12,2	13,2	13,9	14,6	15,3	15,8	72,9
Equip. Contagem AT + MT	3,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	18,0
Contadores	1,3	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	8,0
Equip. Acessórios	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	10,0
Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição (1)	16,5	18,3	19,5	20,6	21,9	23,4	103,7
Comp. Financeiras AT + MT (2)	9,8	11,2	12,6	13,9	15,2	16,7	69,6
Comp. Espécie AT + MT (3)	11,4	10,0	10,6	11,3	12,0	12,7	56,6
CAPEX Obrigatório EDP Distribuição (1-2)	6,8	7,1	6,9	6,8	6,7	6,7	34,2
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	27,9	28,4	30,1	31,9	33,9	36,1	160,4

Nota: custos primários

Após um período recente de crise económica prevê-se, para o período deste Plano, um aumento das ligações à rede com o crescimento do investimento obrigatório a realizar. Por outro lado, a alteração regulamentar nas condições comerciais de ligação à rede faz prever um aumento das participações financeiras e em espécie. Em resultado espera-se que as necessidades de CAPEX associado ao investimento obrigatório se mantenham dentro do valor médio dos últimos 3 anos, com ligeiro decréscimo ao longo do período do PDIRD.

Refira-se que os segmentos de consumidores de energia elétrica de alta e média tensão já se encontram totalmente em telecontagem, pelo que os investimentos previstos realizar no âmbito do equipamento de contagem AT+MT resultam, essencialmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos.

11.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O planeamento das redes de distribuição assegura 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

¹⁷ Com base nos valores verificados em 2014 e 2015 e previstos para 2016.

¹⁸ CAPEX EDP Distribuição = Total Realização EDP Distribuição – Participações Financeiras
Ativos Acrescentados à Rede = Total Realização EDP Distribuição + Participações em Espécie

como as boas práticas ambientais. Assegura 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.

A rede tem que ser capaz de garantir o seu funcionamento dentro dos padrões regulamentares de qualidade de serviço e da eficiência exigida pela Entidade Reguladora. No entanto, estes padrões têm aumentado de exigência, não sendo razoável atingi-los se não existir um incentivo adequado por parte da regulação.

O incentivo para a melhoria da eficiência energética foi incorporado no planeamento da rede considerando investimentos adicionais, com racionalidade económica, que conduzirão a uma rede mais eficiente e com melhor qualidade de serviço, com benefícios para a sociedade.

Na elaboração deste PDIRD manteve-se o objetivo presente nos últimos anos de melhoria da QST e de redução das assimetrias entre regiões, com a canalização de investimento para zonas de pior qualidade de serviço e, ainda, o robustecimento de redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais.

Adicionalmente, manteve-se a preocupação com a eficiência da rede. Verificando-se que as perdas na RND se encontram atualmente em níveis adequados, não se justificando por isso investimentos adicionais para redução de perdas, mas continuando a considerar-se no Plano alguns investimentos identificados neste âmbito e com justificação técnico-económica.

O Investimento de Iniciativa da Empresa reúne as verbas despendidas na persecução destes objetivos e é dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito específico, e enquadrado num ou mais dos 5 Vetores de Investimento definidos para o Plano: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares).

A relação entre os programas e os vetores de investimento considerados para o período 2017-2021 encontra-se discriminada na tabela 4.1 (capítulo 4).

No capítulo 4.1.7 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

11.1.2.1 Descrição dos Programas de Investimento

Segue-se a descrição de cada um dos programas de investimento de iniciativa da empresa, bem como do respetivo âmbito.

Desenvolvimento de Rede

Este programa abrange os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Integra os projetos que suportam a expansão da RND. Esses projetos dão resposta a situações em que se identifique uma elevada utilização dos componentes que integram a RND, ou em que essas elevadas utilizações sejam previsíveis a curto ou médio prazo, face ao crescimento de consumos e potências de ponta expectáveis nessas regiões. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a diminuir as perdas técnicas e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para a RND.

Estão aqui incluídos os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação dos existentes, com a ligação de centros electroprodutores à RND, com a ligação de instalações consumidoras que pela sua dimensão obrigam à construção de uma subestação AT/MT nas suas proximidades, sempre que os projetos não sejam classificados como investimento obrigatório, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas.

Os projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, quantificando os custos e os benefícios em redução da energia de perdas e da END. Os projetos são hierarquizados pelo seu mérito económico (expresso nas grandezas já referidas no capítulo 2.1.3) e pelo seu mérito técnico (em que se avalia a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo), presidindo estes critérios à seleção dos que serão implementados e considerando, também, o risco associado à sua não concretização.

Aquisição de Terrenos para Subestações

As dificuldades associadas às tarefas de seleção e aquisição de terrenos destinados à instalação de subestações, as quais tornam esse processo moroso, aconselham ao estabelecimento de procedimentos que permitam antecipar esse processo.

Este programa de investimento tem como objetivo a aquisição atempada de terrenos para as subestações que se preveja poderem vir a ser construídas a médio prazo (2 a 4 anos).

Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica integra um conjunto de projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a manutenção e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica e redução das assimetrias entre regiões.

No âmbito deste programa neste Plano, os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos especificamente orientados para a reserva no abastecimento às sedes de concelho, para a redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT, para o aumento da resiliência das redes sujeitas a fenómenos climáticos extremos e para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa.

Este programa engloba, ainda, investimentos associados à manutenção da QST nas zonas em que, de forma global, a qualidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares.

Automação e Telecomando de Rede MT

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a melhoria da QST da RND. Este programa contribui, adicionalmente, para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT.

Integra projetos de instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e de motorização e telecomando de postos de transformação (PT), os quais são submetidos a uma avaliação económica que permite auxiliar na tomada de decisão de seleção dos projetos analisados.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Com o alargamento do projeto Inovgrid o telecomando de postos de transformação é realizado com recurso a equipamentos DTC Cell, incluindo-se neste programa o investimento respetivo.

Promoção Ambiental

Os Planos de Promoção de Desenvolvimento Ambiental (PPDA) de iniciativa da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tiveram início em 2002 e foram extintos por esta Entidade após a conclusão do último programa que decorreu entre 2009-2011.

Reconhecendo a importância de integração das condicionantes ambientais para um desenvolvimento económico e social sustentável, a EDP Distribuição manteve a implementação de iniciativas voluntárias com mérito ambiental.

Neste âmbito, têm vindo a ser implementadas uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental inseridas no programa de Promoção Ambiental, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Está incluído neste programa de investimento o subprograma “Integração Paisagística de Redes Aéreas” que visa o enterramento de linhas aéreas, totalmente amortizadas, localizadas em zonas urbanas e com elevada densidade populacional. Este subprograma está considerado nos cenários 2 e 3 de investimento (não sendo considerado no cenário 1).

Mitigação do Risco no Operador de Instalações Críticas

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de

informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Os projetos que integram o programa Mitigação do Risco no Operador de Instalações Críticas decorrem da análise de risco efetuada nos planos de segurança efetuados para as Infraestruturas Críticas Nacionais e da análise aos ativos da EDP Distribuição em zonas de suscetibilidade aos perigos identificados na Avaliação Nacional de Risco, sendo estes projetos hierarquizados pelo mérito na mitigação da concretização dos riscos.

Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

O principal objetivo do programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo é melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente a nível disponibilidade (tempo disponível para o operador, máquinas em operação), operacionalidade e eficácia. Permite garantir a adequação tecnológica e promover a sua homogeneização.

Promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, demonstrando a importância que esta infraestrutura tem na EDP Distribuição.

O programa contribui para a diminuição do risco associado à eventual falha nos sistemas de segurança, assegurando que o desempenho dos sistemas se mantém dentro dos respetivos valores de referência. Contribui, ainda, para o aumento da eficiência operacional da RND, quer

pela diminuição do número de intervenções humanas na rede (automação, OCR) quer pela diminuição do tempo de decisão (fruto do maior conhecimento do estado da rede).

Este programa tem ainda previsto o desenvolvimento de funcionalidades avançadas de energia (e.g. estimador de estados e previsão de cargas), alinhadas com o conceito de redes inteligentes e acesso a novos serviços.

Redução de Perdas Técnicas AT/MT

Este programa pretende melhorar os níveis de perdas na RND mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica. Incidirá, principalmente, na duplicação de saídas de subestação com maior utilização, estabelecimento de novas subestações e substituição de redes de secção de reduzida. Contribuirá, assim, também para a melhoria da qualidade de serviço.

Com a diminuição dos consumos, diminuem as perdas técnicas na rede e, por isso, as necessidades de investimento neste programa, criado para a redução complementar da energia de perdas técnicas na RND. Continuam a justificar-se alguns investimentos específicos neste âmbito, com uma relação benefício em redução de energia de perdas superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Os ativos da rede apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável, leva-nos a considerar a necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação),

Um ativo, independentemente da sua idade, poderá ter índices de indisponibilidade elevados quando comparado com ativos semelhantes. Nesta situação, é possível proceder-se a uma análise económica dos benefícios subjacentes à sua substituição e a intervenção é avaliada no âmbito do programa de Desenvolvimento de Rede.

No entanto, existem ativos com muitos anos de serviço em que é expectável que as suas condições de funcionamento se venham a degradar, caso se mantenham em exploração, constituindo um elemento de risco na operação da RND. Torna-se, pois, necessário promover a renovação de ativos em fim de vida útil.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT visa, através de uma análise criteriosa dos riscos associados e avaliados através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento sustentado da RND.

Beneficiações Extraordinárias

Uma ação de beneficiação extraordinária é motivada pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, visando essa intervenção repor a condição técnica do mesmo no ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um

envelhecimento/degradação precoce. A não salvaguarda desta situação poderá levar à perda total do ativo com impactos financeiros relevantes.

Assim, as ações de beneficiação extraordinária são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

As intervenções a realizar ao abrigo do programa Beneficiações Extraordinárias configuram os seguintes três tipos de investimento:

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

Assim, uma ação de beneficiação extraordinária poderá aumentar ou não a vida útil expectável do ativo intervencionado.

Os projetos de investimento incluídos no programa Beneficiações Extraordinárias dão resposta a estas necessidades.

Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível

O Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 17/09 de 14 de janeiro obriga à criação de redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), as quais se desenvolvem sobre as linhas de distribuição de energia elétrica (entre outras infraestruturas), identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Concretizando, no seu art.º 15.º é referido que nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 metros (linhas AT) ou 7 metros (linhas MT), para cada um dos lados.

O programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível destina-se a assegurar a abertura e reposição das faixas de gestão de combustível conforme estabelecido nos referidos Decreto-Lei. Tendo em consideração a especificidade das RSFGC, as mesmas apresentam um ciclo de vida de 4 anos.

Ligação de PT

Este programa visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT.

O volume de investimento previsto para este programa de investimento resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT. A identificação dos projetos individuais incluídos no programa é realizada em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

Os projetos no âmbito deste programa são selecionados no ano anterior à realização, de entre uma carteira de projetos previamente identificados e de acordo com as necessidades correntes. Como tal, tendo por base as obras realizadas em anos anteriores, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

Programa de Investimento Corrente Urgente

Trata-se de um programa que visa dar resposta a problemas que venham a ser identificados nas redes que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e cuja solução definitiva obriga a novos investimentos.

Devido às características deste programa, os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência. Assim, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

Investimento Inovador

No programa Investimento Inovador são incluídos projetos classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado (esse risco pode derivar de ser uma tecnologia nova, ou por serem projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição) e que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada).

Foram definidas 3 áreas de investimento e assim classificados os projetos: a) componentes avançados; b) monitorização e sensorização da rede; c) inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Na alocação de recursos neste Plano a investimentos do tipo inovador procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência. Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são genericamente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

No âmbito deste programa destaca-se o projeto “Instalação de DTC em postos de transformação”, pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes

11.1.2.2 Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa

Os investimentos de iniciativa da empresa têm presente os objetivos definidos para os 5 vetores de investimento considerados no Plano, conforme descrito no capítulo 4.1.1.

As decisões de investimento têm sempre subjacente o princípio de racionalização técnica e económica das soluções a implementar, adotando-se para o efeito critérios de fiabilidade e de rentabilidade em função do nível de perdas e de qualidade de serviço e das condições de fornecimento da energia elétrica.

A verba contemplada nos programas de investimento de iniciativa da empresa, em cada um dos três cenários de investimento analisados para o PDIRD 2017-2021, é apresentada nas tabelas seguintes.

Cenário 2 (proposto) – cenário intermédio de investimento

Tabela 11.2: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no cenário de investimento intermédio (cenário 2)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média 3 últimos anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017-2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Desenvolvimento de Rede	22,0	11,9	6,2	7,0	6,0	5,0	36,1
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	13,1	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	65,0
Automação e Telecomando da Rede MT	9,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	35,0
Promoção Ambiental	1,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	16,4
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	8,9	7,7	7,7	7,0	6,3	6,3	35,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	2,4	6,0	5,5	6,5	3,5	3,0	24,5
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	4,9	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	8,0
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	15,7	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	82,5
Beneficiações Extraordinárias	3,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Ligação de PT	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	7,5
Programa de Investimento Corrente Urgente	7,5	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	28,7
Instalação de Telecontagem em PTD	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Investimento Inovador	6,4	4,6	6,4	8,3	9,0	9,0	37,3
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	105,5	84,6	80,4	83,9	79,8	78,3	406,9

Nota: custos primários

Cenário 1 – cenário de menor investimento

Tabela 11.3: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no menor cenário de investimento (cenário 1)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média 3 últimos anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017-2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Desenvolvimento de Rede	22,0	11,9	6,2	7,0	6,0	5,0	36,1
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	13,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	40,0
Automação e Telecomando da Rede MT	9,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	35,0
Promoção Ambiental	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	6,4
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	8,9	7,7	7,7	7,0	6,3	6,3	35,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	2,4	6,0	5,5	6,5	3,5	3,0	24,5
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	4,9	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	8,0
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	15,7	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	82,5
Beneficiações Extraordinárias	3,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Ligação de PT	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	7,5
Programa de Investimento Corrente Urgente	7,5	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	28,7
Instalação de Telecontagem em PTD	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Investimento Inovador	6,4	4,6	6,4	8,3	9,0	9,0	37,3
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	105,5	77,6	73,4	76,9	72,8	71,3	371,9

Nota: custos primários

Cenário 3 – cenário de maior investimento

Tabela 11.4: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2017-2021, por Programa de Investimento no maior cenário de investimento (cenário 3)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média 3 últimos anos	PDIRD 2017-2021 (Cenário 3)					Total 2017-2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Desenvolvimento de Rede	22,0	11,9	6,2	7,0	6,0	5,0	36,1
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	13,1	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	95,0
Automação e Telecomando da Rede MT	9,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
Promoção Ambiental	1,0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	21,4
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	8,9	7,7	7,7	7,0	6,3	6,3	35,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	2,4	6,0	5,5	6,5	3,5	3,0	24,5
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	4,9	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	8,0
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	15,7	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	82,5
Beneficiações Extraordinárias	3,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	13,5
Ligação de PT	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	7,5
Programa de Investimento Corrente Urgente	7,5	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	28,7
Instalação de Telecontagem em PTD	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Investimento Inovador	6,4	6,6	8,4	10,3	11,0	11,0	47,3
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	105,5	96,6	92,4	95,9	91,8	90,3	466,9

Nota: custos primários

A diferença entre os cenários de investimento estudados prende-se, essencialmente, com variações do investimento nos programas mais diretamente relacionados com o vetor Qualidade de Serviço Técnica, nomeadamente os programas Melhoria da Qualidade Serviço Técnica e Automação e Telecomando da Rede MT, bem como com o Investimento Inovador e a Promoção Ambiental.

Neste Plano, propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento, conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

Analisando os volumes de investimento previstos para o período deste PDIRD no cenário proposto (cenário 2) e comparando com os 3 anos anteriores (2014-2016) conclui-se:

Prevê-se uma acentuada redução do investimento no programa Desenvolvimento de Rede, associada aos efeitos da redução dos consumos e pontas e à diminuição das necessidades de investimento no vetor Segurança de Abastecimento nos anos mais recentes (ver capítulo 4.1.2).

Tendo em consideração que, no vetor Qualidade de Serviço Técnica, e conforme descrito no capítulo 4.1.3.2, se prevê um investimento médio anual da ordem de grandeza do PDIRD anterior, e o objetivo de uma maior redução das assimetrias bem como o aumento da resiliência das redes, efetuou-se um ajuste nos valores dos programas que mais contribuem para este vetor. Assim, destacam-se as alterações nos programas Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

O programa Redução de Perdas Técnicas AT/MT contempla apenas os projetos específicos identificados neste âmbito e com justificação técnico-económica na componente de perdas superior à unidade, decorrente da diminuição de necessidades de investimento no vetor Eficiência da Rede, já que os níveis de perdas na RND se encontram atualmente em níveis adequados (ver capítulo 4.1.4).

No caso do vetor Eficiência Operacional, e conforme descrito no capítulo 4.1.5, o Plano prevê uma redução do investimento no período em relação aos anos anteriores, justificada pela realocação de uma parte do investimento que anteriormente estava afeto a este vetor para o novo vetor Acesso a Novos Serviços. Mantém-se, no entanto, um forte contributo para a diminuição dos custos operacionais, dos programas Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, associados ao vetor Eficiência Operacional.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto de acordo com o cenário proposto neste Plano (cenário 2), avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (66 M€ no período 2017-2021), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,8%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,5% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

Salienta-se, ainda, um aumento no programa Investimento Inovador ao longo do período 2017-2021. Este programa contribui, essencialmente, para o vetor Acesso a Novos Serviços, com benefícios na disponibilização de informação e facilitador de serviços para o mercado e para os consumidores, contribuindo para o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart* (ver capítulo 4.1.6).

11.1.3 INVESTIMENTO EM REDE INTELIGENTE

Conforme descrito no capítulo 4.2, define-se o conceito de rede inteligente como *«uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.»*¹⁹

Adicionalmente, e centrando-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, define-se também este conceito como a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia ou Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Considera-se que contribuem para esse paradigma genericamente os investimentos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

- a) Sensorização e Monitorização
- b) Automação e Telegestão
- c) Telecomunicações e Cibersegurança
- d) Automação do Processamento e Análise de Dados

O montante global previsto para o conjunto dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias (e que são os programas Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, Investimento Inovador) corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no

¹⁹ CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

período 2017-2021. Nas tabelas seguintes apresenta-se a distribuição nos três cenários de investimento analisados (custos primários):

Tabela 11.5: Investimento em rede inteligente (M€) - cenários 1 e 2

Programa	2017	2018	2019-2021	Total 2017-2021
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	7,0	21,0	35,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,7	7,7	19,6	35,0
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	6,0	5,5	13,0	24,5
Investimento Inovador	4,6	6,4	26,3	37,3
Total Investimento Rede Inteligente	25,3	26,6	79,9	131,8

Tabela 11.6: Investimento em rede inteligente (M€) - cenário 3

Programa	2017	2018	2019-2021	Total 2017-2021
Automação e Telecomando da Rede MT	10,0	10,0	30,0	50,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,7	7,7	19,6	35,0
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	6,0	5,5	13,0	24,5
Investimento Inovador	6,6	8,4	32,3	47,3
Total Investimento Rede Inteligente	30,3	31,6	94,9	156,8

As diferenças de valores entre cenários resultam de uma variação nos programas de investimento Automação e Telecomando da Rede MT e Investimento Inovador, nomeadamente neste último do investimento no projeto “Instalação de DTC em Postos de Transformação”.

Assim, no cenário de investimento proposto neste Plano (cenário 2), o investimento previsto em rede inteligente no período 2017-2021 é de 131,8M€, igual ao cenário 1, enquanto que no cenário 3 se prevê um incremento de mais 25M€.

11.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

No parecer da ERSE à proposta do PDIRD 2015-2019 foi recomendado que o ORD deveria integrar informação adicional relativa ao investimento não específico associado à RND.

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, sendo os principais objetivos referidos no capítulo 4.3.

Este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, pelo que o valor considerado para o PDIRD resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

A chave de repartição utilizada, e divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (valores globais: AT - 15,05%, MT - 33,91% e BT - 51,04%).

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT, no período 2017-2021, corresponde a um investimento global de cerca de 58,5M€.

11.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2017-2021

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o cenário de investimento escolhido.

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2017-2021 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, considerando o cenário 2 de investimento (descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2).

Investimento Específico

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o PDIRD 2017-2021.

O investimento específico resulta da agregação das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

Na Tabela 11.7 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico no período do Plano, para o cenário proposto (cenário 2), a qual permite inferir o valor dos ativos acrescentados à rede em cada ano, bem como o valor do CAPEX associado, incluindo-se o valor médio dos 3 últimos anos como referência²⁰.

Conforme referido anteriormente, os ativos acrescentados à rede incluem as participações em espécie associadas ao Investimento Obrigatório.

²⁰

CAPEX EDP Distribuição = Total Realização EDP Distribuição – Participações Financeiras
Ativos Acrescentados à Rede = Total Realização EDP Distribuição + Participações em Espécie

Tabela 11.7: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2017-2021 (cenário 2)

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017 - 2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Investimento Obrigatório	16,5	18,3	19,5	20,6	21,9	23,4	103,7
AT	1,3	1,6	2,0	2,5	3,1	4,0	13,1
MT	15,2	16,8	17,5	18,2	18,8	19,4	90,6
Investimento Iniciativa da Empresa	105,5	84,6	80,4	83,9	79,8	78,3	406,9
AT	13,0	8,7	7,2	7,5	7,2	6,9	37,6
MT	92,4	75,9	73,2	76,4	72,6	71,3	369,4
Total Realização EDP Distribuição (1)	122,0	103,0	99,8	104,5	101,7	101,6	510,6
Comp. Financeiras AT + MT (2)	9,8	11,2	12,6	13,9	15,2	16,7	69,6
AT	2,3	2,2	2,8	3,5	4,5	5,6	18,6
MT	7,5	9,1	9,8	10,3	10,7	11,1	51,0
Comp. Espécie AT + MT (3)	11,4	10,0	10,6	11,3	12,0	12,7	56,6
AT	4,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,8	5,9
MT	6,7	9,3	9,8	10,2	10,6	10,9	50,7
CAPEX Específico EDP Distribuição (1-2)	112,2	91,7	87,2	90,6	86,5	85,0	441,1
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	133,3	113,0	110,5	115,8	113,7	114,3	567,3

Nota: custos primários

As condições que estiveram na origem da redução de investimento considerada no cenário proposto, relativamente aos três anos anteriores, estão suportadas nas mais recentes previsões para a evolução da atividade económica e a sua projeção para os consumos de energia e uma ligeira melhoria na qualidade de serviço.

Esta redução traduz-se na passagem para valores de CAPEX médios anuais de 89,5M€ em 2017-2018 e 87,4M€ em 2019-2021, o que corresponde uma forte redução relativamente à média anual no período 2014-2016, que foi de 112,2M€ (figura 11.3).

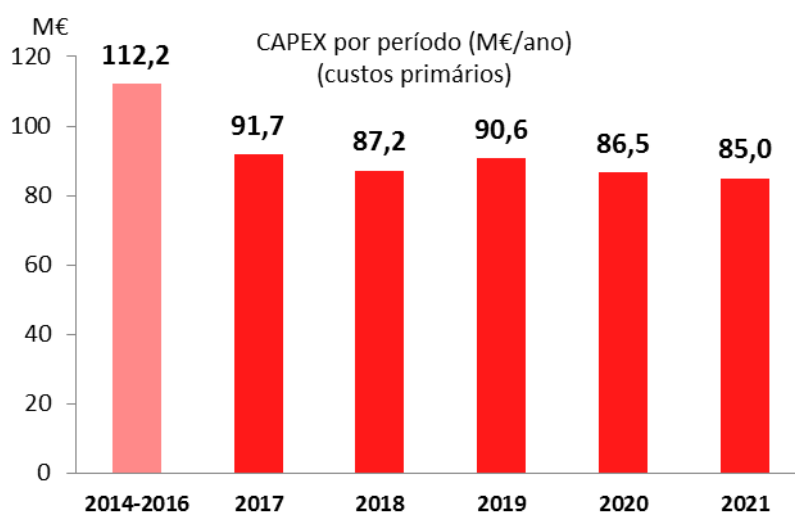


Figura 11.3: Evolução do investimento médio na RND no período 2014-2016 e previsão do investimento anual a realizar no período 2017-2021 (cenário 2)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 2,0M€/TWh em 2017-2018 e 1,9M€/TWh em 2019-2021, o que corresponde uma redução relativamente ao verificado no período 2014-2016, que foi de 2,5M€/TWh (figura 11.4).

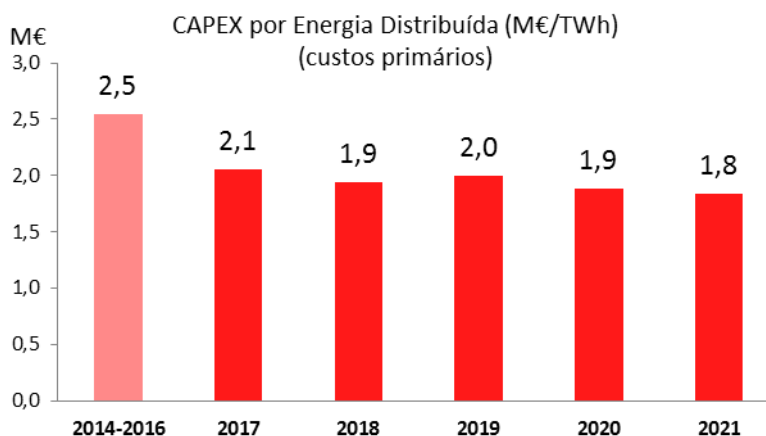


Figura 11.4: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2014-2016 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2017-2021 (cenário 2)

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento (figura 11.5), pode-se dizer que apesar de se verificar uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnico no período 2017-2021, relativamente aos três anos anteriores (mantendo-se o nível de investimento em relação ao PDIRD anterior), é possível atingir uma ligeira melhoria da qualidade de serviço global. Tal deve-se à melhoria registada no indicador SAIDI MT nos anos de 2014 e 2015, bem como ao aumento esperado de resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas, conduzindo a uma menor largura da banda de incerteza.

Por outro lado, o modesto crescimento esperado nos consumos e nas cargas conduziu a uma redução nos vetores Eficiência da Rede e Segurança de Abastecimento, com uma ligeira recuperação deste último vetor no período 2019-2021. Nestes vetores o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência Operacional apresenta uma forte redução do investimento, mantendo-se no entanto os objetivos de melhoria operacional. A forte redução prevista no atual PDIRD, face ao anterior, é justificada pela consideração de um novo vetor, suportado no estudo realizado pelo INESC TEC (anexo 8.C).

Decorrente da referida alteração surge o novo vetor Acesso a Novos Serviços, com investimento a partir de 2017, com valor crescente ao longo do PDIRD.

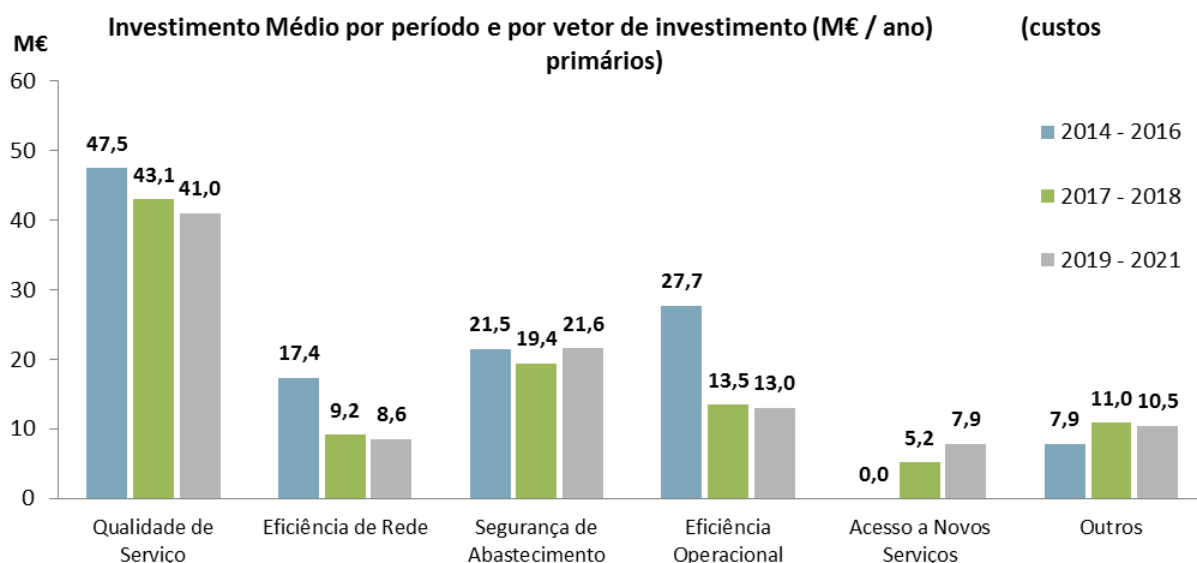


Figura 11.5: Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2)

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Contadores, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente).

Considera-se, assim, que o investimento específico nas redes de distribuição dá uma resposta adequada:

- À segurança de abastecimento;
- À melhoria da qualidade de serviço técnica, por via de intervenções orientadas para a renovação e reabilitação de ativos com índices de risco mais elevado;
- À redução das assimetrias por via de intervenções nas zonas piores servidas, procurando manter o risco de degradação das melhores servidas em níveis toleráveis;
- À melhoria de eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

Investimento Não Específico

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rubricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT, contemplados no PDIRD 2017-2021, distribuem-se da seguinte forma:

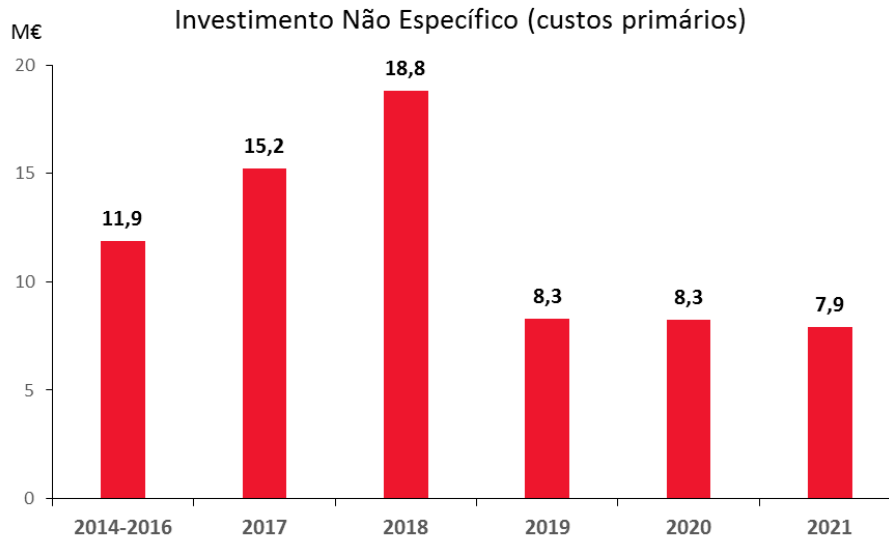


Figura 11.6: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2014-2016) correspondem a 11,9M€, estimando-se uma redução de valores médios anuais para cerca de 11,7M€ no presente PDIRD 2017-2021.

O aumento de investimento não específico, com evidência nos anos de 2017 e 2018, deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os supra referidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se o regresso a um nível de investimento com valores muito menores.

Investimento Total

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros (ver anexo 8.K), resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o PDIRD 2017-2021, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na tabela seguinte os valores totais de investimento, para o cenário proposto:

Tabela 11.8: Investimento Total a custos totais (M€) - cenário 2

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2017-21					Total
	2014-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento Custos Primários	133,9	118,2	118,6	112,8	110,0	109,6	569,2
Investimento Específico	122,0	103,0	99,8	104,5	101,7	101,6	510,6
Investimento Não Específico	11,9	15,2	18,8	8,3	8,3	7,9	58,5
Encargos Diretos	52,2	47,1	46,2	46,9	45,1	43,9	229,2
Investimento Específico	52,2	47,1	46,2	46,9	45,1	43,9	229,2
Investimento Não Específico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Encargos Transversal	6,5	5,8	5,7	5,8	5,6	5,4	28,3
Investimento Específico	6,5	5,8	5,7	5,8	5,6	5,4	28,3
Investimento Não Específico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Encargos Financeiros	6,6	5,7	4,9	4,2	4,0	3,8	22,6
Investimento Específico	6,4	5,4	4,8	4,1	3,9	3,7	21,9
Investimento Não Específico	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,7
Investimento Custos Totais	199,1	176,8	175,5	169,7	164,7	162,7	849,4
Investimento Específico	187,0	161,4	156,5	161,3	156,3	154,7	790,1
Investimento Não Específico	12,1	15,5	19,0	8,4	8,4	8,0	59,3

Na tabela 11.9 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o cenário proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 11.9: Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) - cenário 2

Investimento por Natureza (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017 - 2021
		2017	2018	2019	2020	2021	
Investimento Obrigatório	16,5	18,3	19,5	20,6	21,9	23,4	103,7
AT	1,3	1,6	2,0	2,5	3,1	4,0	13,1
MT	15,2	16,8	17,5	18,2	18,8	19,4	90,6
Investimento Iniciativa da Empresa	105,5	84,6	80,4	83,9	79,8	78,3	406,9
AT	13,0	8,7	7,2	7,5	7,2	6,9	37,6
MT	92,4	75,9	73,2	76,4	72,6	71,3	369,4
Total Realização Inv. Específico (1)	122,0	103,0	99,8	104,5	101,7	101,6	510,6
Comp. Financeiras AT + MT (2)	9,8	11,2	12,6	13,9	15,2	16,7	69,6
AT	2,3	2,2	2,8	3,5	4,5	5,6	18,6
MT	7,5	9,1	9,8	10,3	10,7	11,1	51,0
Comp. Espécie AT + MT (3)	11,4	10,0	10,6	11,3	12,0	12,7	56,6
AT	4,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,8	5,9
MT	6,7	9,3	9,8	10,2	10,6	10,9	50,7
CAPEX Inv. Específico (1-2)	112,2	91,7	87,2	90,6	86,5	85,0	441,1
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	133,3	113,0	110,5	115,8	113,7	114,3	567,3
Investimento Não Específico (4)	11,9	15,2	18,8	8,3	8,3	7,9	58,5
AT	3,5	4,7	5,8	2,5	2,5	2,4	18,0
MT	8,4	10,6	13,0	5,7	5,7	5,5	40,5
CAPEX Total (custos primários)	124,1	107,0	106,0	98,9	94,8	92,9	499,6
Encargos Directos (5)	52,2	47,1	46,2	46,9	45,1	43,9	229,2
AT	9,6	5,8	5,2	5,6	5,8	5,9	28,4
MT	42,6	41,3	41,0	41,3	39,3	38,0	200,9
Encargos Transversais (6)	6,5	5,8	5,7	5,8	5,6	5,4	28,3
AT	1,2	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	3,5
MT	5,3	5,1	5,1	5,1	4,9	4,7	24,8
Encargos Financeiros (7)	6,6	5,7	4,9	4,2	4,0	3,8	22,6
AT	1,7	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	3,9
MT	4,9	4,8	4,2	3,5	3,2	3,1	18,7
Encargos Totais (5+6+7)	65,2	58,6	56,8	56,9	54,7	53,2	280,2
CAPEX Total AT	27,9	20,3	18,8	16,0	15,6	15,1	85,9
CAPEX Total MT	161,4	145,3	144,1	139,8	133,8	130,9	693,9
CAPEX Total (custos totais) (1-2+4+5+6+7)	189,3	165,6	162,9	155,8	149,5	146,1	779,8
Investimento Total (custos totais) (1+4+5+6+7)	199,1	176,8	175,5	169,7	164,7	162,7	849,4

11.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o PDIRD.

A atividade de distribuição de energia elétrica está sujeita a um mecanismo de regulação por *price-cap*, ou seja, a evolução dos indutores de custos está indexada ao deflator do PIB adicionado de uma meta de eficiência definida pelo regulador de 2% para o período de regulação 2015 a 2017.

A partir do período regulatório iniciado em 2012, com intuito de reduzir os custos e sem prejudicar os investimentos da empresa, a metodologia alterou-se, passando apenas o OPEX a estar sujeito à metodologia do tipo *price-cap*. Em relação ao custo com capital, os investimentos aceites passam a ser remunerados à taxa de remuneração indexada às Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, integrando as respetivas

amortizações. Fazem também parte dos proveitos permitidos da EDP Distribuição, os custos com rendas de concessão, os montantes associados aos programas de reestruturação de efetivos (PEF) e a Caixa Cristiano Magalhães.

Adicionalmente, foram criados incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

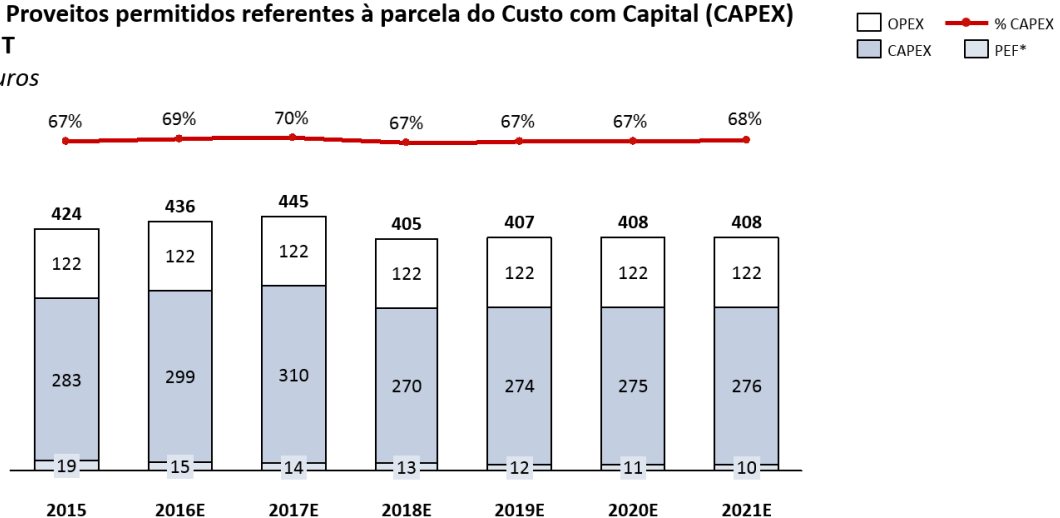
O montante de proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 94.º do Regulamento Tarifário em vigor.

11.4.1 PROVEITO PERMITIDO AT/MT

Os proveitos associados ao custo com capital têm assumido um peso bastante significativo, que tem vindo a diminuir sobretudo pela redução da taxa de remuneração.

Evolução dos Proveitos permitidos referentes à parcela do Custo com Capital (CAPEX) e OPEX AT/MT

Milhões de Euros

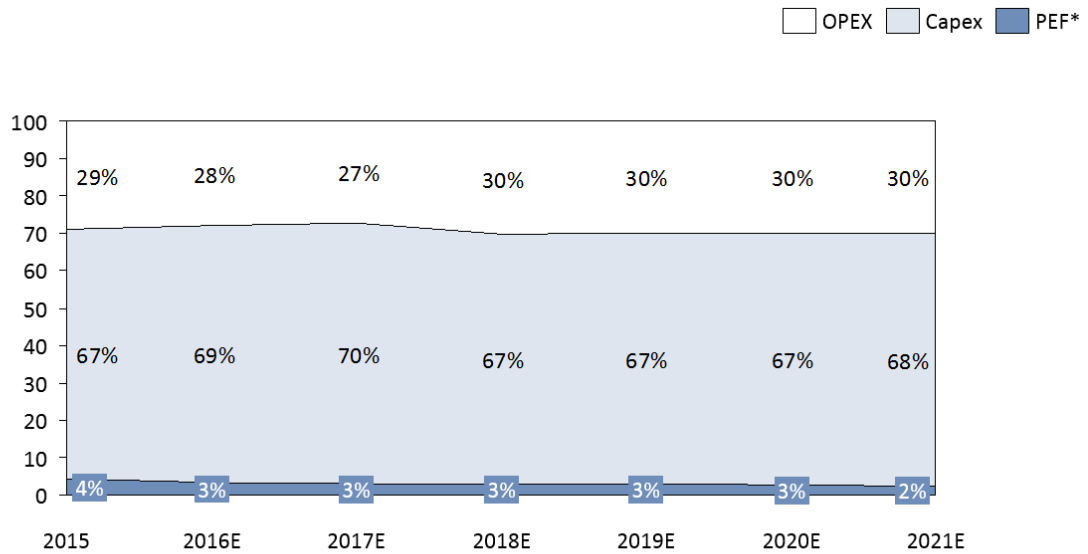


Notas:

- Manteve-se constante a taxa de remuneração de 6,34% considerada no real de 2015;
- O CAPEX inclui os ajustamentos POC/IFRS até 2017.

Figura 11.7: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

Da análise efetuada, e tal como se pode ver no gráfico seguinte, cerca de 68% do proveito permitido AT/MT diz respeito ao CAPEX.



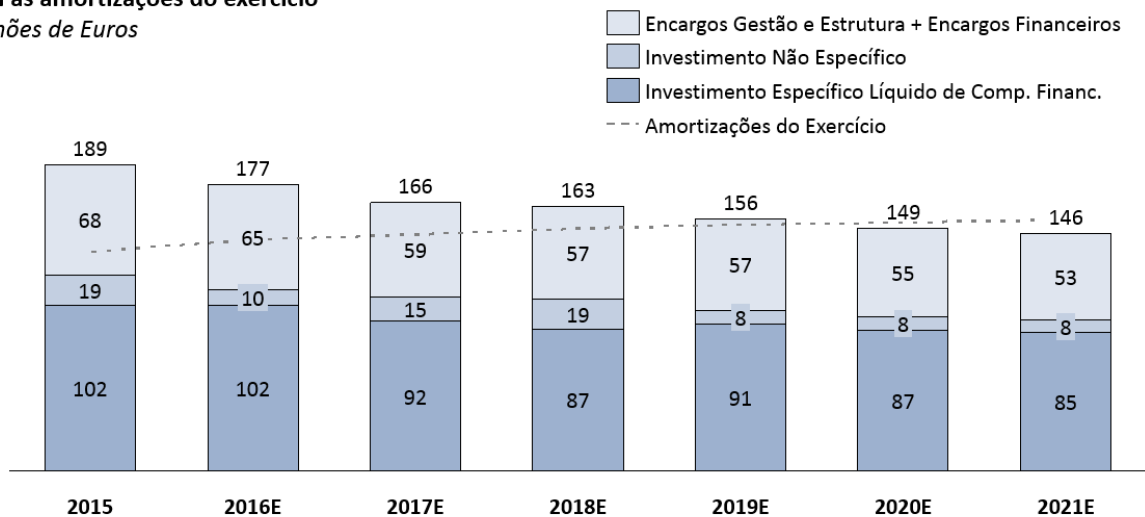
*Programa de reestruturação de efetivos

Figura 11.8: Estrutura dos Provedos Permitidos AT/MT

Em todo o período em análise o investimento AT/MT líquido de participações financeiras é superior às amortizações do exercício o que conduz a um aumento do RAB.

Comparação do Investimento AT/MT líquido de participações Financeiras com as amortizações do exercício

Milhões de Euros



Notas:

- Amortizações do exercício calculadas pela DPN
- Participações Financeiras e Investimento Obrigatório resultam de previsões do INESC

Figura 11.9: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

O Gráfico seguinte apresenta os investimentos transferidos para exploração afetos à concessão AT/MT, sendo estimada uma redução para cerca de 168M€/ano.

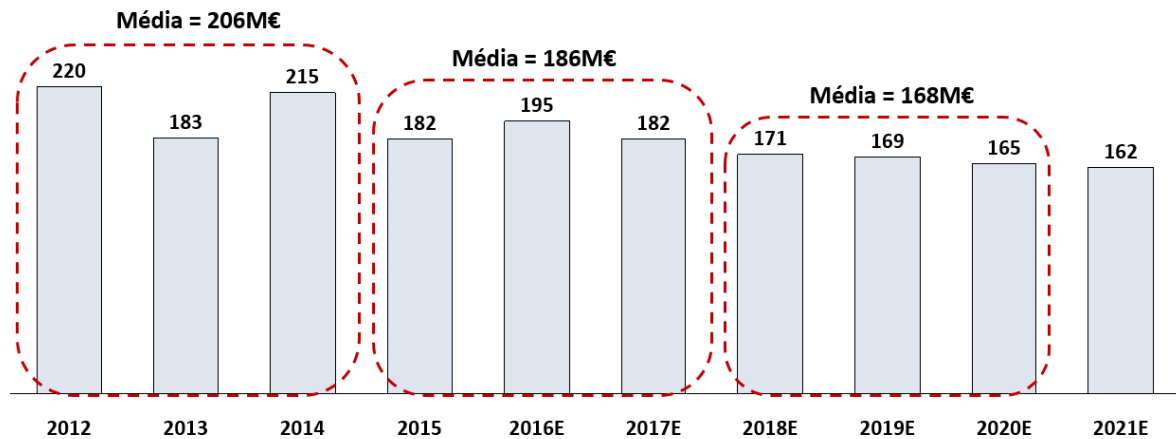
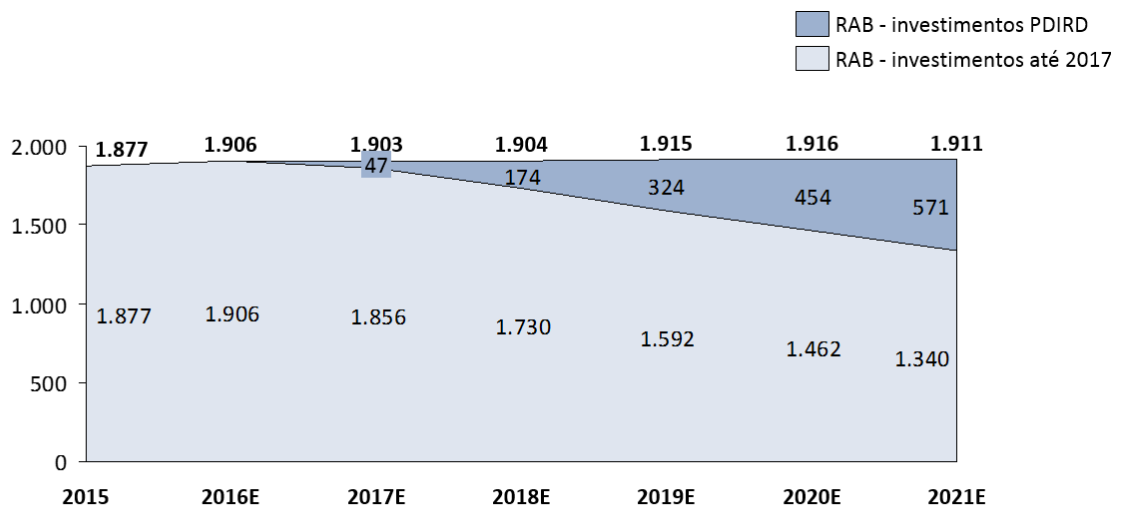


Figura 11.10: Evolução dos investimentos da atividade da DEE em AT/MT transferidos para exploração (M€)

O efeito das transferências para exploração dos investimentos do PDIRD na base de ativos regulados e na estrutura dos proveitos permitidos da atividade de DEE é apresentado no gráfico seguinte. A base de ativos em 2021 é composta por 30% do novo investimento considerado a partir de 2017.



Nota:
A base de ativos inclui os ativos relativos ao ajustamento POC/IFRS até 2017.

Figura 11.11: Base de ativos média AT/MT (M€/ano)

Para ter uma percepção do nível médio do investimento proposto no PDIRD em relação ao valor dos ativos atualmente em exploração, o gráfico seguinte ilustra essa comparação efetuada, permitindo concluir que o valor médio do investimento transferido para exploração situa-se acima do nível de reposição do ativo amortizado anualmente.

Comparação do Imobilizado AT/MT transferido para a exploração com as amortizações do exercício

Milhões de Euros

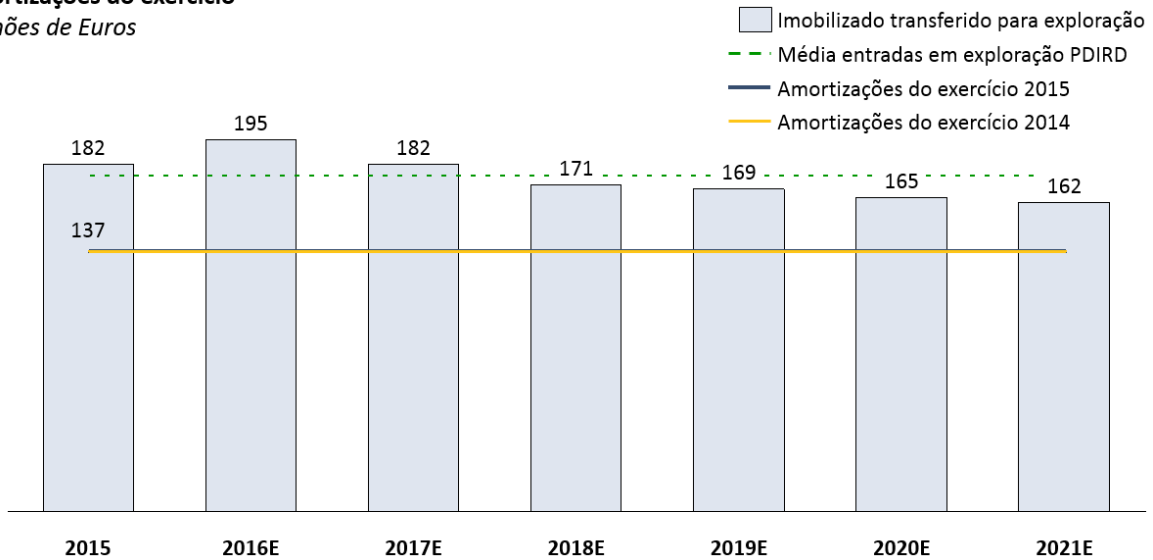


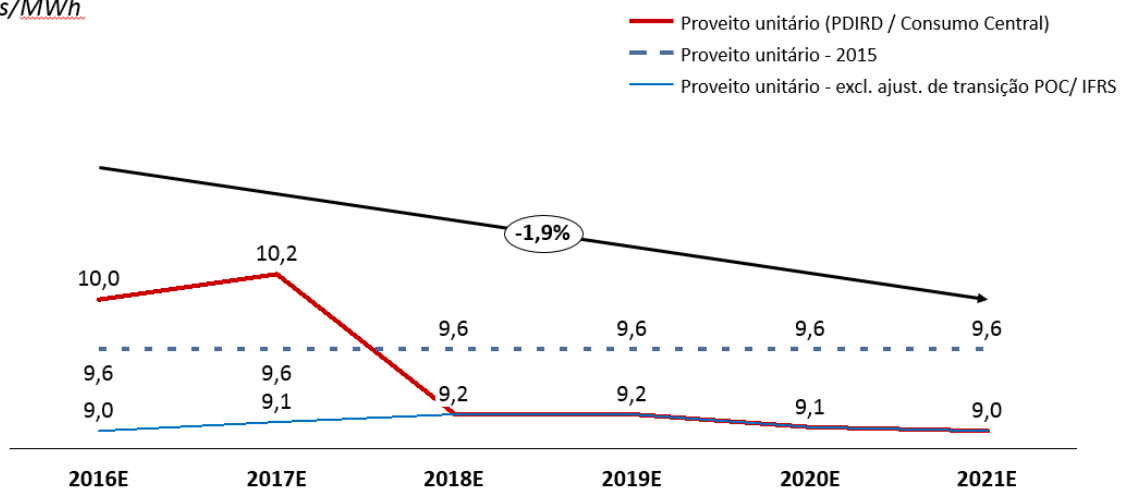
Figura 11.12: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

11.4.2 PROVEITOS UNITÁRIOS DA ATIVIDADE AT/MT DA COMPONENTE DEE

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos proveitos unitários da atividade de DEE. Em 2021 o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT tende a reduzir cerca de 1,9% face ao ano de referência de 2016.

Evolução do proveito unitário AT/MT da atividade de DEE no cenário de avaliação de impactes

Euros/MWh



Nota: Considerou-se o consumo estimado para cada ano excluindo MAT. Exclui-se o impacto dos PEF.

Figura 11.13: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

O proveito permitido de AT/MT tem tendência a decrescer e estima-se que a evolução do consumo seja positiva nos três cenários apresentados.

Evolução dos proveitos permitidos AT/MT da atividade de DEE (Base 100 = 2015)

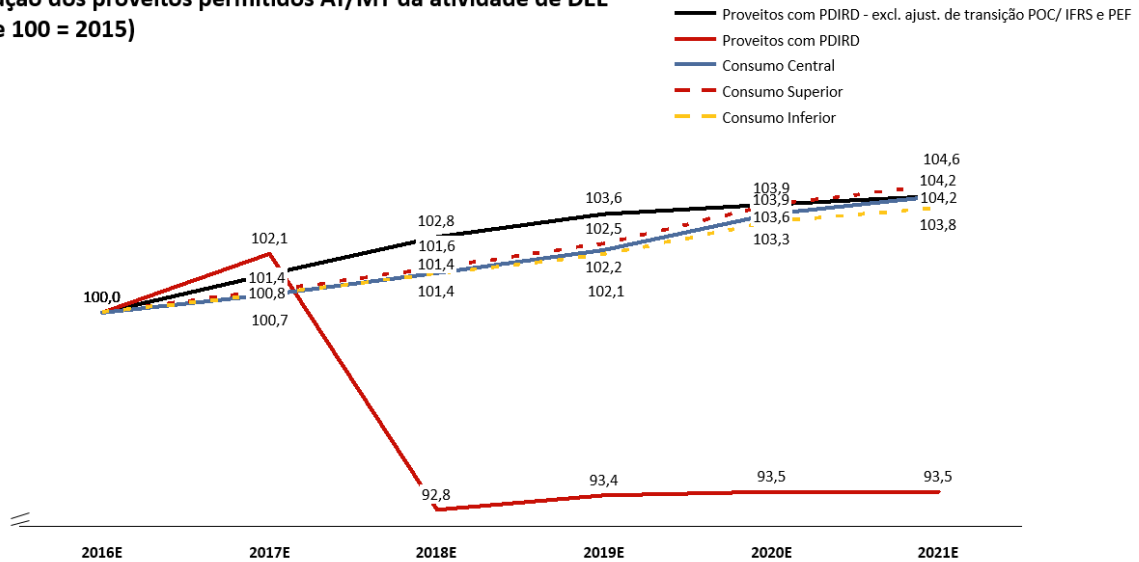
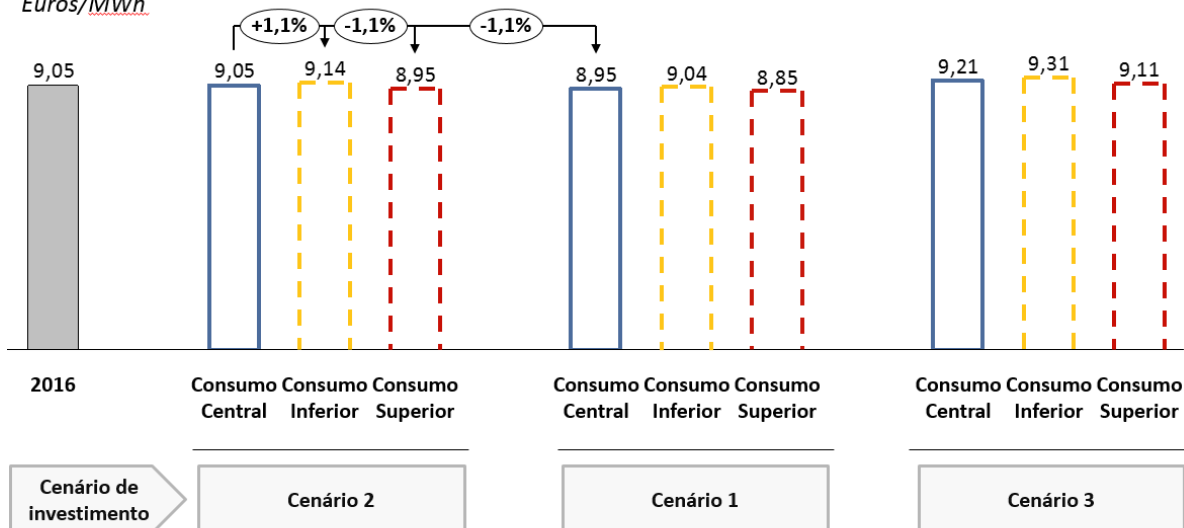


Figura 11.14: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário, tal como se pode ver no gráfico e tabela seguintes.

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2021 para os diferentes cenários *
Euros/MWh



* Exclui-se o impacto do ajustamento de transição POC/IFRS e dos PEF.

Figura 11.15: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

Tabela 11.10: Investimento Médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE para os diferentes cenários **Euros/MWh*

Investimento	Consumo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Taxa anual de crescimento	Variação acumulada 16-21
		Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)	Prov. Unitário (€/MWh)		
Investimento Cenário Central	Cenário Central	8,80	9,05	9,11	9,16	9,17	9,08	9,05	0,00%	-0,01%
	Cenário Superior	8,80	8,99	9,04	9,09	9,08	8,99	8,95	-0,08%	-0,41%
	Cenário Inferior	8,80	9,11	9,17	9,23	9,24	9,17	9,14	0,08%	0,39%
Investimento Cenário Inferior	Cenário Central	8,80	9,05	9,10	9,14	9,11	9,00	8,95	-0,22%	-1,10%
	Cenário Superior	8,80	8,99	9,03	9,06	9,03	8,91	8,85	-0,30%	-1,50%
	Cenário Inferior	8,80	9,11	9,17	9,21	9,19	9,09	9,04	-0,14%	-0,71%
Investimento Cenário Superior	Cenário Central	8,80	9,05	9,12	9,21	9,25	9,21	9,21	0,36%	1,82%
	Cenário Superior	8,80	8,99	9,05	9,14	9,17	9,12	9,11	0,28%	1,41%
	Cenário Inferior	8,80	9,11	9,19	9,28	9,33	9,29	9,31	0,44%	2,22%

* Exclui-se o impacto do ajustamento de transição POC/IFRS e dos PEF.

Em resultado das análises de sensibilidade efetuadas às variações de cenários de investimento e consumos, verifica-se que para o cenário de investimento proposto (cenário 2) e para o cenário de evolução da procura considerado (cenário central) no PDIRD 2017-2021, o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2021, é idêntico ao ano de referência de 2016 (9,05€/MWh).

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, sem que daí resulte um agravamento da tarifa.