ANEXO G – RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS

Página em branco

No Anexo G são apresentados os investimentos não específicos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2020.

Projetos	Total	Total 2021-2025	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	> 2025	Programa Investimento	Subprograma de Investimento	Ficha n.º
ADMS	1 021 468 €	1 021 468 €	- €	- €	255 367 €	255 367 €	255 367 €	255 367 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 13 (INE)
Analytics 4 Distribution (Projetos não descritos individualmente)	2 400 450 €	2 400 450 €	- €	306 440 €	357 514 €	510 734 €	561 807 €	663 954 €	- €	Sistemas Informáticos	Analytics 4 Distribution	Ficha n.º 1 (INE)
Aquisições Diretas (Projetos não descritos individualmente)	1 087 200 €	1 087 200 €	- €	307 299 €	246 464 €	177 812 €	177 812 €	177 812 €	- €	Sistemas Informáticos	Aquisições Diretas	Ficha n.º 2 (INE)
Assets (Projetos não descritos individualmente)	4 806 007 €	4 806 007 €	- €	893 785 €	812 067 €	1 026 575 €	1 026 575 €	1 047 005 €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 3 (INE)
B/OSS	383 051 €	383 051 €	- €	- €	102 147 €	178 757 €	51 073 €	51 073 €	- €	Sistemas Informáticos		Ficha n.º 14 (INE)
ClearSky - Assets	709 920 €	587 344 €	122 576 €	280 904 €	153 220 €	153 220 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 15 (INE)
ClearSky - Data Hub	612 881 €	357 514 €	255 367 €	357 514 €	- €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º 15 (INE)
ClearSky - Network Operations	1 537 309 €	1 251 298 €	286 011 €	510 734 €	383 051 €	357 514 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 15 (INE)
Data Hub (Projetos não descritos individualmente)	2 487 275 €	2 487 275 €	- €	681 830 €	702 259 €	367 729 €	367 729 €	367 729 €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º4 (INE)
DataCenter Automation & DR	357 514 €	357 514 €	- €	102 147 €	153 220 €	76 610 €	25 537 €	- €	- €	Sistemas Informáticos		Ficha n.º 16 (INE)
Digital Efficiency (Projetos não descritos individualmente)	1 141 491 €	1 141 491 €	- €	319 209 €	255 367 €	188 972 €	188 972 €	188 972 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Efficiency	Ficha n.º 5 (INE)
Digital Energy Center	12 768 351 €	12 768 351 €	- €	2 553 670 €	5 107 340 €	5 107 340 €	- €	- €	- €	Edifícios e Outras Construções		Ficha n.º 19 (INE)
Digital Platforms (Projetos não descritos individualmente)	2 757 964 €	2 757 964 €	- €	459 661 €	459 661 €	587 344 €	587 344 €	663 954 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Platforms	Ficha n.º 6 (INE)
Edifícios e Outras Construções (Projetos não descritos individualmente)	9 191 634 €	9 191 634 €	- €	1 787 569 €	1 812 595 €	1 837 971 €	1 863 703 €	1 889 795 €	- €	Edifícios e Outras Construções		
Equipamentos de Transporte (Projetos não descritos individualmente)	12 784 253 €	12 784 253 €	- €	2 589 146 €	2 488 062 €	2 493 616 €	2 580 932 €	2 632 497 €	- €	Equipamentos de Transporte		
Evolução da Arquitetura	459 661 €	459 661 €	- €	153 220 €	153 220 €	102 147 €	51 073 €	- €	- €	Sistemas Informáticos		Ficha n.º 17 (INE)
Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes - Markets	194 079 €	91 932 €	102 147 €	91 932 €	- €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 18 (INE)
Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes - Smartgrids	766 101 €	766 101 €	- €	357 514 €	408 587 €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Smartgrids	Ficha n.º 18 (INE)
Field Services (Projetos não descritos individualmente)	4 678 324 €	4 678 324 €	- €	725 242 €	663 954 €	653 740 €	1 368 767 €	1 266 620 €	- €	Sistemas Informáticos	Field Services	Ficha n.º 7 (INE)
Markets (Projetos não descritos individualmente)	8 319 858 €	8 319 858 €	- €	1 736 496 €	1 230 869 €	1 654 778 €	1 807 999 €	1 889 716 €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 8 (INE)
Network Operations (Projetos não descritos individualmente)	5 950 052 €	5 950 052 €	- €	1 225 762 €	1 481 129 €	1 532 202 €	919 321 €	791 638 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 9 (INE)
Outros (Projetos não descritos individualmente)	5 168 226 €	5 168 226 €	- €	1 005 106 €	1 019 177 €	1 033 445 €	1 047 914 €	1 062 585 €	- €	Outros		
Plataformas, Segurança e Risco (Projetos não descritos individualmente)	1 174 688 €	1 174 688 €	- €	204 294 €	204 294 €	357 514 €	255 367 €	153 220 €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 10 (INE)
Selfcare & Channels (Projetos não descritos individualmente)	3 409 150 €	3 409 150 €	- €	781 423 €	656 293 €	643 525 €	663 954 €	663 954 €	- €	Sistemas Informáticos	Selfcare & Channels	Ficha n.º 11 (INE)
Smartgrids (Projetos não descritos individualmente)	2 931 613 €	2 931 613 €	- €	403 480 €	536 271 €	612 881 €	689 491 €	689 491 €	- €	Sistemas Informáticos	Smartgrids	Ficha n.º 12 (INE)
Total	**87 098 518 €**	**86 332 417 €**	**766 101 €**	**17 834 375 €**	**19 642 129 €**	**19 909 794 €**	**14 490 737 €**	**14 455 382 €**	**- €**			

NOTA: Valores de investimento não específico a custos primários

Página em branco

ANEXO H – ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO (SUMÁRIOS EXECUTIVOS)

Anexo H.1 – Avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 na economia portuguesa

Anexo H.2 – Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios

Anexo H.3 – Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2020

Anexo H.4 – Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT

Anexo H.5 – PATH - Predicting Transformer Health (Atualização)

Anexo H.6 – Renovação de Ativos AT e MT - Sistemas de Alimentação em Corrente contínua (SACC)

Anexo H.7 – Projeto Piloto do Louriçal – Relatório de Implementação e Resultados

Página em branco

ANEXO H.1 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NA ECONOMIA PORTUGUESA

Página em branco

LISBON SCHOOL OF ECONOMICS & MANAGEMENT
UNIVERSIDADE DE LISBOA

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NA ECONOMIA PORTUGUESA

Relatório Final

junho de 2020

edp distribuição

Nota introdutória

O estudo

Nos termos do Artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) – a EDP Distribuição, S.A. - deve apresentar a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD) à DGEG e à ERSE até ao final de abril de cada ano par -, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 40.º-A do 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.

Nesse enquadramento, a EDP Distribuição, enquanto operador da RND, deverá apresentar, em 2020, à DGEG e à ERSE uma proposta de PDIRD, o PDIRD-E 2020, cuja aprovação compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT, e após discussão na Assembleia da República.

Pretendendo obter, no quadro da preparação do PDIRD-E 2020, uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, respondendo também às sugestões efetuadas pela ERSE a propósito do PDIRD-E 2018, entendeu a EDP Distribuição fazer acompanhar a proposta de PDIRD-E 2020 de um estudo de avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos, elaborado em colaboração com uma instituição científica, tendo sido solicitado a uma equipa do ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, a realização do presente trabalho, elaborado com total autonomia científica e técnica.

Os resultados apresentados refletem a análise e opinião dos seus autores e não necessariamente a da instituição ISEG.

Os objetivos

Tendo em vista efetuar uma avaliação dos impactos económicos do PDIRD-E 2020, a realização do estudo envolveu:

a) A realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países, dando particular atenção, sempre que possível, aos níveis de reposição e de novo investimento;

b) A avaliação dos efeitos económicos associados ao PDIRD-E 2020.

Especificamente no que respeita aos investimentos do PDIRD-E 2020 a análise envolveu:

- Determinar o valor económico criado nos setores de atividade em Portugal para cada um dos anos dos projetos do PDIRD-E 2020 (período 2021-2025).
- Apurar o impacto dos projetos do PDIRD-E 2020 (período 2021-2025) no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa e acréscimo do PIB em cada ano.
- Calcular o impacto dos projetos do PDIRD-E 2020 (2021-2025) no emprego em Portugal em cada ano.
- Apresentar outros benefícios socioeconómicos do PDIRD-E 2020.

A metodologia

No que respeita aos impactos económicos do PDIRD-E 2020, a metodologia utilizada para a avaliação dos mesmos tem em consideração que o PDIRD-E 2020 envolverá um conjunto de investimentos.

O estudo analisa os efeitos económicos que decorreriam da sua implementação com a utilização da metodologia *input-output*.

Com recurso às últimas matrizes de *input-output* disponíveis para Portugal, é possível estimar os efeitos associados à procura adicional associada a esses investimentos e, tendo em conta a natureza dos multiplicadores utilizados, é possível medir os efeitos mais simples (diretos e indiretos), mas também os efeitos mais complexos (induzidos).

Os efeitos diretos respeitam aos efeitos de atividade (valor acrescentado, emprego, rendimento, impostos) associados diretamente ao valor da produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos.

Os efeitos indiretos respeitam aos efeitos de arrastamento a montante (*backward linkages*), traduzidos na ativação das múltiplas e sucessivas ofertas "exteriores" pelas procuras originadas pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos. Trata-se da cadeia de fornecimentos que passam a ser efetuados face a essa nova produção.

Os efeitos induzidos, por último, respeitam aos efeitos gerais de expansão da atividade económica, provocados pelo aumento da despesa final ancorados na utilização dos rendimentos gerados pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos (avaliados pelo "multiplicador keynesiano"). Estes efeitos, de acordo com a maior ou menor capacidade redistributiva em ação, terão maior ou menor impacto no bem-estar social.

De acordo com a literatura existente, embora a consideração dos multiplicadores que permitem medir os efeitos induzidos seja adequada para pequenas economias abertas, distantes do pleno emprego, os mesmos tendem a sobreavaliar os impactos económicos associados, ao não endogeneizar a taxa de poupança e a estrutura do consumo, não considerando qualquer efeito do aumento do rendimento sobre estas variáveis.

Numa abordagem mais conservadora, estes indicadores poderão ser lidos como o impacto económico potencial máximo, sendo que o real efeito a jusante estará compreendido entre o efeito direto e indireto e o induzido.

Os efeitos são estimados ao nível do emprego, VAB e remunerações, utilizando um conjunto apropriado de coeficientes para converter o valor bruto de produção nos efeitos correspondentes.

São ainda estimados os efeitos sobre os impostos, diretos e sobre os produtos, e sobre as contribuições para a segurança social.

Foi recebida informação da EDP Distribuição relativamente às despesas a realizar no quadro da implementação do PDIRD – E 2020 no horizonte de 2021-2025, em que as despesas são classificadas de acordo com os seguintes tipos:

- Despesas de investimento
  - Construção
  - Equipamento de transporte
  - Outro equipamento
  - Produtos da propriedade intelectual
- Outras despesas
  - Aquisição de terrenos – não consideradas nos impactos
  - Salários
  - Outras

Para a realização do exercício de avaliação, todas as despesas foram consideradas como sendo a preços constantes. Admitiu-se ainda, relativamente às despesas, uma repartição entre a procura dirigida à produção nacional e às importações idêntica à média de cada setor em que existe procura associada ao PDIRD-E 2020. No que respeita às outras despesas, as mesmas foram consideradas como procura adicional dirigida aos ramos na proporção do total de empregos por produto da economia.

Para a estimação dos impactos sobre os impostos e sobre as contribuições para a segurança social são consideradas as taxas médias implícitas de incidência dos impostos sobre os produtos relativamente às transações e dos impostos e contribuições sobre as remunerações.

O racional para investimentos nas redes

Sobre a necessidade de investimentos nas redes

São diversas, mas convergentes, as motivações apresentadas por parte das principais agências e operadores internacionais para o investimento nas redes de distribuição de energia.

Em primeiro lugar, face à natural obsolescência e deterioração de equipamentos e componentes da rede, a resiliência da mesma e a manutenção da qualidade e níveis de serviço, exige investimentos de substituição dos referidos elementos. Esses investimentos apresentam alguma variabilidade ao longo do tempo, em função do ciclo de vida dos diferentes equipamentos, mas tendem a ter picos cíclicos associados ao fim de vida útil dos principais componentes das redes cuja não substituição põe em causa a resiliência da rede. Trata-se de um investimento regular e gradual de reposição muito relevante para manter a capacidade de gestão das redes e a sua eficiência e segurança, sendo comum à generalidade dos operadores.

Em segundo lugar, as alterações recentes e as que se perspetivam num futuro próximo na procura e oferta de energia elétrica tornam também normalmente necessários investimentos.

De facto, não obstante os progressos em termos de eficiência energética, todas as previsões apontam no sentido do aumento considerável do consumo de energia elétrica nos próximos anos, em grande medida justificado pela crescente eletrificação dos transportes e aquecimento, que acarretam necessidades específicas para o sistema. Assim, face a um expectável aumento de consumo, a preservação dos ganhos em termos dos níveis de serviço e a garantia de uma rede fiável e segura, exige investimentos relevantes.

Adicionalmente, o expetável aumento do consumo acontecerá num quadro de crescente participação de fontes de energia renováveis descentralizadas no *mix* energético. Essa crescente participação de fontes de energia renováveis no *mix* energético constitui um dos principais fatores de investimento nas redes, para assegurar os instrumentos para a sua gestão adequada. A Agência Internacional da Energia refere que, depois de fases iniciais de incorporação de energias renováveis em que as redes "tradicionais" conseguem acomodar a entrada de fontes renováveis descentralizadas no *mix* energético, níveis mais elevados de penetração destas fontes de energia exigem investimentos adicionais para garantir a flexibilidade e novos paradigmas de gestão das redes que acomodem a maior complexidade dos fluxos de energia e as caraterísticas especificas destas fontes de energia. O facto de a geração de energia renovável não poder ser despachada com a previsibilidade da oriunda de unidades convencionais cria exigências e riscos adicionais para a gestão das redes, como por exemplo o risco de sobrecarga da rede e o aumento dos níveis de tensão, devido à possibilidade de haver injeção de energia ativa com fonte renovável em períodos de baixo consumo. A maior variabilidade da produção com origem renovável exige também investimentos para proteger contra falhas e riscos de isolamento energético.

Por último, as redes vão ter que responder ao desafio da descarbonização. A generalidade dos países assumiu objetivos e compromissos ambiciosos de descarbonização que exigirão a adaptação da forma como produzem e consomem energia, com implicações nas respetivas redes.

A EY, num trabalho em parceria com a Eureletric, apresenta uma projeção sobre as caraterísticas dos sistemas energéticos, que se reproduz abaixo.

A transformação dos sistemas energéticos

Current energy system	Future energy system
Centralised generation	Energy flows in multiple directions
Few connections	Rising demand from new sectors (such as EVs, heat pumps and data centres) and huge increases in distributed assets connected at the distribution level
Reactive management	Advanced network automation and control
Limited visibility of connections at the distribution level	Coordination and information exchange between the DSO and TSO
Limited customer engagement	Need to build relationships and to facilitate competition and innovation
Network sized to meet peak demand	Optimised network-investment decisions, using alternative flexible solutions

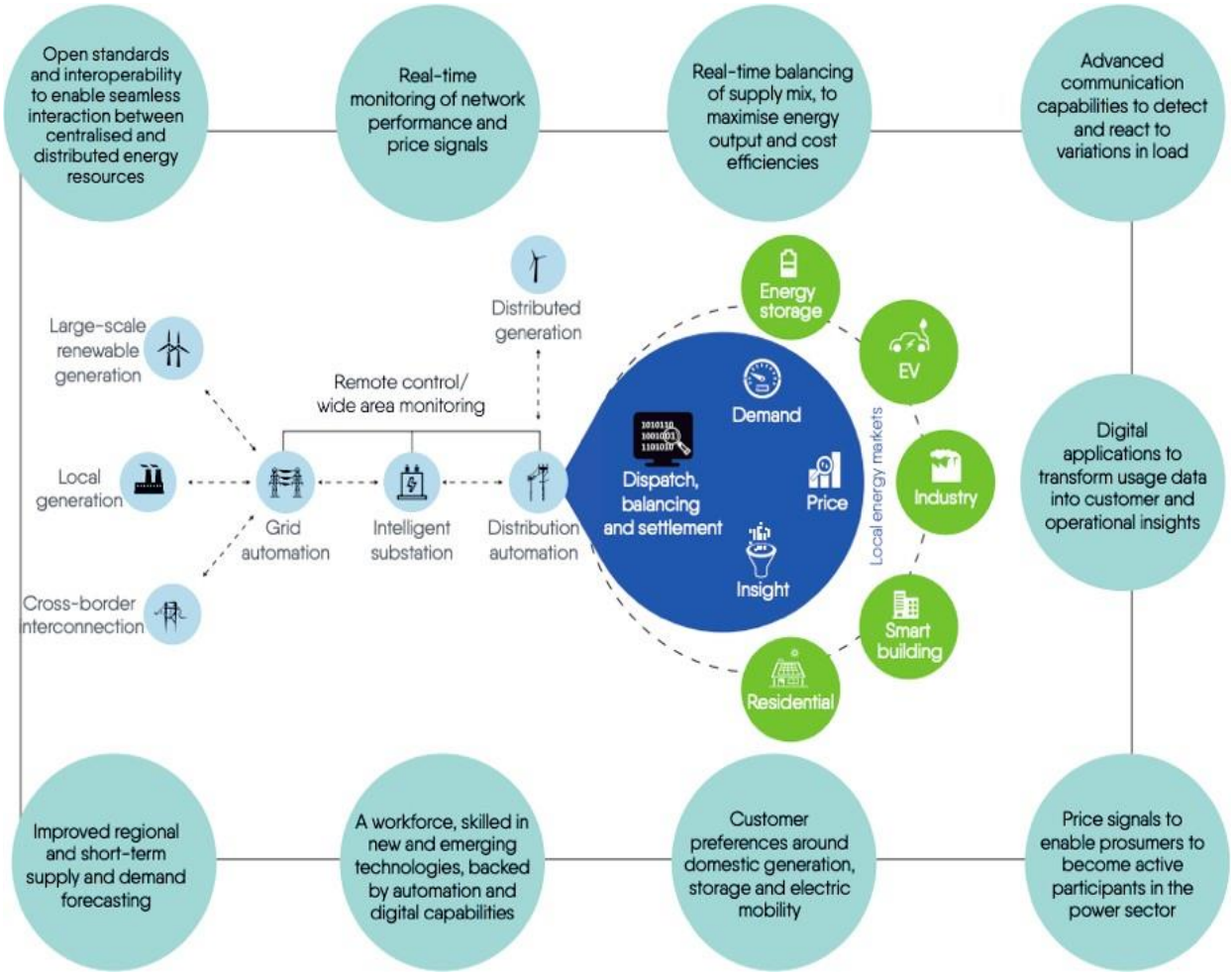
Fonte: EY (2019)

No mesmo trabalho são sistematizadas as adaptações que se consideram necessárias no sistema elétrico para responder especificamente aos desafios da descarbonização.

Essas passarão por áreas tão distintas, como as exigências de interoperabilidade e de *standards* abertos, para permitir a coexistência e interação entre recursos centralizados e descentralizados e diferentes tecnologias, a capacidade de monitorização em tempo real do desempenho da rede e das várias fontes, a gestão em tempo real da oferta, equilibrando as várias fontes e garantindo a otimização da produção e a minimização de custos.

Mas imporão também profundas alterações no envolvimento dos consumidores, que terão uma participação mais ativa em todo o sistema, com mais possibilidades de efetuarem as suas escolhas e, com isso, influenciarem o mercado.

Alterações no sistema elétrico para responder ao desafio da descarbonização



Fonte: EY (2019)

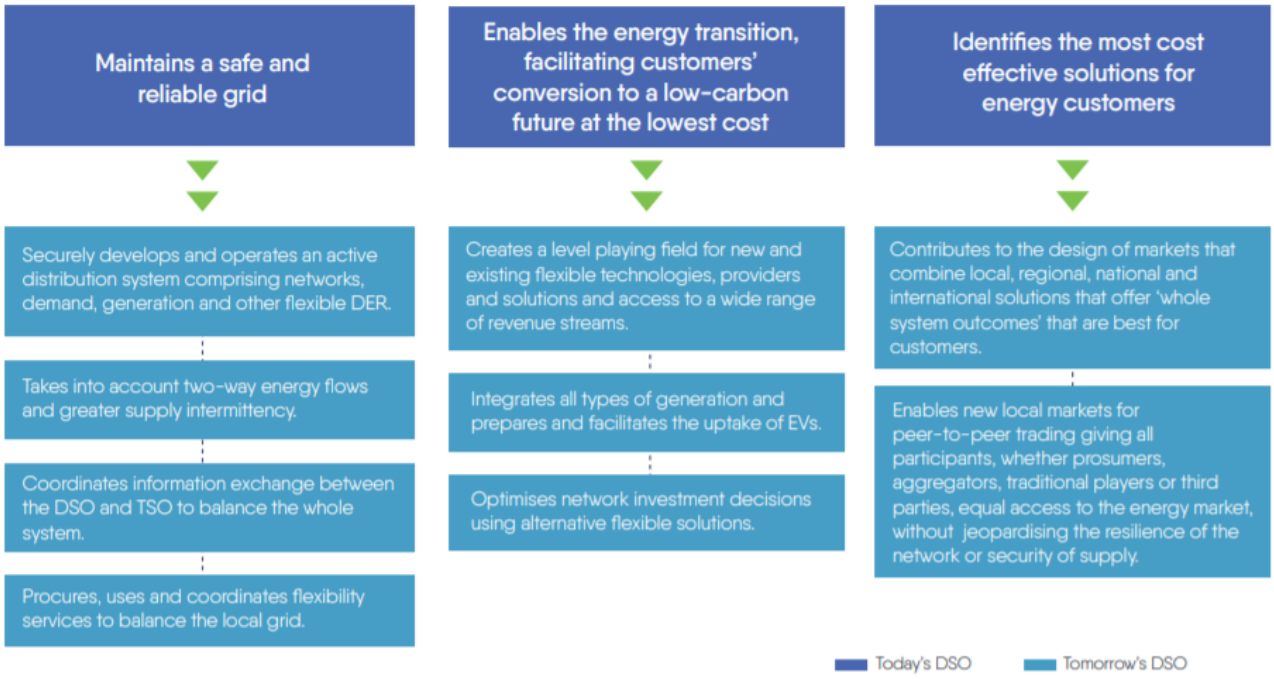
A resposta a estas exigências, obriga a uma profunda adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição.

De um quadro em que a sua ação passa por manter uma rede fiável e segura, por assegurar aos consumidores as possibilidades de transição energética a um custo comportável e por identificar as soluções mais eficientes em termos de custo para os consumidores, os Operadores terão que crescentemente desenvolver e operar um sistema de distribuição complexo, com exigências acrescidas de coordenação com o Operador de Transporte e em que os investimentos devem assegurar níveis de flexibilidade para acomodar diversas tecnologias.

Simultaneamente terão um papel determinante na configuração de mercados que permitirão facilitar a disponibilização, a cada consumidor, das soluções que melhor se adaptam às suas necessidades, ao mesmo tempo que congregam os vários atores sem pôr em causa a resiliência da rede e a segurança de abastecimento.

A figura seguinte apresenta um conjunto de princípios orientadores para a transformação dos Operadores de Distribuição.

Princípios orientadores para a transformação dos Operadores de Sistema de Distribuição



Fonte: EY (2019)

Os investimentos nas redes

A adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição exige níveis significativos de investimento.

Normalmente são consideradas 3 fases de investimento.

Numa primeira fase, os investimentos visam tornar a rede robusta, resiliente e inteligente o suficiente para acomodar o aumento do peso de produtores descentralizados, a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, o aumento de *data centers* e a crescente procura de eletricidade para aquecimento, ao mesmo tempo que garante a capacidade de resposta do sistema aos picos de procura e às flutuações da produção com origem renovável.

Numa segunda fase, serão necessários investimentos em soluções digitais e em tecnologia, como a ampla implantação de sensores para automatizar e controlar a rede. Isso incluirá, muito provavelmente, a capacidade de avaliar a flexibilidade de diferentes tipos de fontes de geração e a procura, o desenvolvimento de plataformas para consultas, conexões e instalações simplificadas de clientes e soluções de teste e protótipos em toda a rede. Em paralelo, os Operadores de Distribuição e de Transporte desenvolverão conjuntamente novas estruturas de mercado para serviços auxiliares que incentivam a participação de produtores individuais e agregadores de produtores em regime descentralizado, criando tarifas novas, mais justas e que refletem os custos. Ao gerir as plataformas, o Operador de Distribuição será o facilitador neutro dos mercados, possibilitando a venda e a compra de energia entre os participantes, independentemente da tecnologia.

Por último, numa terceira fase, os investimentos visarão a otimização de sistemas e das redes para permitir a transição energética na sua plenitude. Esta fase envolverá a incorporação de recursos ativos de gestão de rede para garantir a sua estabilidade, a implantação de sistemas avançados de inteligência e controle de rede distribuída e a criação de plataformas para estratégias de comércio de energia e serviços de micro-rede.

Estas dimensões são visíveis, em diferentes graus, na generalidade dos planos de investimento dos Operadores de Sistema de Distribuição nos diversos países, que referem a segurança do abastecimento, a qualidade do serviço, a necessidade de garantir as condições para promover a descarbonização, a eletrificação, a digitalização e o empoderamento dos consumidores e o teste de novas soluções como os *drivers* dos investimentos.

Os *drivers* de investimento dos diversos operadores

A análise efetuada identificou um conjunto de desafios para os operadores de distribuição. Tendo em vista ter um referencial sobre a relevância que os diferentes drivers assumem nos planos de investimento dos diversos operadores, foi recolhida informação sobre a estrutura dos referidos planos.

Não obstante algumas dificuldades de harmonização da informação face à utilização de nomenclaturas distintas, verifica-se que os desafios da distribuição identificados anteriormente estão bem presentes nos planos de investimento de diversos operadores, em que as áreas referidas anteriormente surgem, com maior ou menor peso, bem expressas.

Em primeiro lugar, verifica-se que a manutenção da operabilidade da rede, com investimentos de reposição e de reforço da qualidade de serviço, representam sempre uma parcela significativa em todos os planos. Os volumes de investimento associados a este *driver* representam sempre mais de metade dos volumes de investimento, o que sinaliza bem a relevância que o assegurar a resiliência da rede, mantendo a sua operabilidade com a reposição dos equipamentos obsolescentes e que chegam ao fim da vida útil, assume na atividade dos diversos operadores.

Em segundo lugar, a resposta a novos desafios, nomeadamente a transição energética e novos sistemas de gestão da rede, constitui outra dimensão bem presente nos planos de investimento. Áreas como a digitalização, os contadores inteligentes e a qualidade representam volumes de investimento que chegam a 25% do total de investimentos

Por fim, a resposta à expansão da procura é outro *driver* de investimento recorrente, representando nalguns casos também cerca de 25% do total de investimento.

Investimento por área em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Operador	Horizonte	Montante	Áreas / Pesos			
Electricity North West	2016-2023	0.91B£	Replace and Refurbishment 70%	Safety, Environment and losses 10%	Quality 5%	Demand 15%
SP Energy Networks	2016-2023	3B£	Managing our ageing Network 80%	Facilitating the energy transition 7%	Demand 13%	
Enel	2019-2021	4,9 B€	Asset Development 47%	Asset Management 24%	Costumers 24%	
Enel	2020-2022	11,8 B€ (Europa e América do Sul)	Quality & Efficiency 50%	Connections 27%	Smart Meters 13%	Platforms&Other 10%
Endesa	2018-2021	1,9 B€	Grid Digitalization 53%	Grid Upgrade 42%	Smart Meters 5%	
Iberdrola	2018-2022	1,86 B€	Traditional T&D 55%	Transmission 20%	Digital 25%	

Fonte: Relatórios das empresas

Níveis de investimento em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Para além da análise da estrutura do investimento típica dos operadores de distribuição, importa ter também referenciais sobre a intensidade de investimento que permita analisar o PDIRD 2020-E.

Apesar da comparabilidade dos dados ser dificultada por realidades distintas, seja quanto à natureza e antiguidade das redes, seja quanto à própria organização do setor nos diversos países, nomeadamente os diversos graus de integração vertical e horizontal, foi recolhida informação sobre os níveis de despesa de capital e de investimento em diversas empresas europeias.

Foram considerados só os investimentos na rede de distribuição e, para efeitos de normalização, foi considerado o nível de investimento por consumidor. Os dados revelam alguma variabilidade, registando-se os volumes de investimento mais baixos em Espanha, Itália e Portugal.

Esta observação, apesar de poder ser condicionada por alguns dos fatores referidos anteriormente, no mínimo sinaliza a necessidade de avaliar os riscos de envelhecimento e desatualização da rede em Portugal que podem ter implicações sobre o potencial de transição energética.

Investimento por consumidor em diversos Operadores de Sistema de Distribuição
Valores em euros

Operador	País	2016	2017	2018	2019
distribuce	República Checa	€ 81	€ 97	€ 108	€ 109
enedis	França	€ 96	€ 104	€ 109	€ 115
enel	Itália	€ 48	€ 48	€ 66	€ 76
Edp distribuição	Portugal	€ 49	€ 47	€ 40	€ 49
Alliander	Holanda	€ 177	€ 170	€ 190	€ 224
iberdrola	Espanha			€ 41	€ 48
eon	Alemanha	€ 160	€ 138	€ 134	

Fonte: Relatórios das empresas

Os investimentos do PDIRD-E 2020

O racional dos investimentos do PDIRD–E 2020

O PDIRD-E 2020, constituindo o Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Distribuição, não pode deixar de refletir as dinâmicas de evolução da rede e de todas as exigências que sobre ela impendem, para assegurar a preservação dos ganhos de qualidade de serviço obtidos ao longo dos últimos ciclos de investimento e a resposta às novas exigências que sobre ela recaem, assegurando que a rede de distribuição não constitui um bloqueio ao desenvolvimento de serviços energéticos modernos e sustentáveis.

Nesse sentido, os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave fundamentais:

- resiliência, qualidade de serviço e renovação de ativos;
- transição energética e expansão da rede;
- controlo da rede e novos serviços.

Em termos de magnitude, o primeiro fator-chave representa cerca de 58% do investimento previsto.

O peso deste fator chave está em linha com o verificado em diversos operadores. Os últimos ciclos de investimento em Portugal foram muito marcados por dinâmicas de aumento de qualidade de serviço. No novo ciclo importa preservar todos os ganhos obtidos, assegurando a substituição dos equipamentos críticos obsolescentes ou que atingem o fim da sua vida útil. A caraterização técnica da rede revela que, face à sua idade, há um conjunto significativo de equipamentos que está a atingir o final da sua vida útil, o que torna necessária a sua substituição. O adiamento dessa substituição, para além de aumentar o potencial de falhas, reduzindo os níveis de serviço, terá como único efeito, gerar uma maior concentração de investimentos nos anos seguintes. Os dados já analisados mostram que se têm registado em Portugal níveis de investimento por consumidor inferiores aos registados noutros países, o que sinaliza o potencial de envelhecimento da rede e a necessidade de reforço de investimento de reposição.

Adicionalmente, ainda neste quadro, importa reforçar a resiliência da rede face à maior incidência de fenómenos extremos, de que os incêndios florestais ou as tempestades que atingiram Portugal nos últimos anos são bons exemplos.

Numa segunda linha, o PDIRD-E contempla um conjunto de investimentos que preparam a rede para responder ao desafio da transição energética. Os investimentos associados a este fator-chave representam cerca de 25% do total de investimento previsto.

Portugal, à semelhança de outros países, assumiu, no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, metas ambiciosas de redução, no horizonte de 2030, de 45% a 55% dos GEE, de 35% do consumo de energia primária de origem fóssil, de 40% das emissões de GEE no setor dos transportes face a 2005, de aumento em 20% da quota de energia renovável no consumo final de energia no setor dos transportes e de aumento para 47% do peso das energias renováveis no consumo final bruto de energia.

A concretização desta ambição exigirá a adaptação da rede de distribuição para responder às necessidades dos novos sistemas e novos serviços energéticos e é nesse quadro que o PDIRD-E 2020 inclui um conjunto de investimentos alinhados com esta preocupação.

A magnitude dos investimentos previstos no quadro deste fator-chave está, em termos relativos, também alinhada com a que é a prática observada na generalidade dos operadores.

Por último, Portugal é dos países em que as energias renováveis assumem um maior peso no *mix* energético. Como referido, pesos crescentes destas fontes, como os previstos no quadro do PNEC, justificam novos mecanismos de controlo da rede e disponibilização de novos serviços, para os quais são necessários investimentos que são incorporados na proposta de PDIRD-2020. O total de investimentos associados a este fator chave representa cerca de 17% do total de investimento previsto, o que está igualmente em linha com o que é a prática observada nos diversos operadores.

O investimento previsto no PDIRD–E 2020

Como referido, o PDIRD–E 2020 considera diferentes despesas e intervenções na rede.

Em termos agregados, o volume de despesa associado à proposta de PDIRD-E 2020 ascende a cerca de 1.008 milhões de euros no conjunto dos 5 anos*.

Em termos de estrutura, as despesas de investimento representam a parcela mais significativa dessas despesas, representando 77% do total de despesas. Dentro das despesas de investimento, os investimentos em Outras máquinas e equipamentos representam cerca de 90% do total de despesas de investimento.

A segunda rubrica mais significativa corresponde às despesas diretas com salários, que representam cerca de 19,4% do total de despesas.

PDIRD–E 2020
Valores em milhões de euros

	2021	2022	2023	2024	2025	Total 20-25
Investimento	**129.3**	**149.5**	**162.0**	**164.6**	**173.0**	**778.8**
Construção	4.3	6.9	6.9	1.9	1.9	22.0
Outras máquinas e equipamentos e sistemas de armamento	112.7	131.1	143.3	151.3	159.8	698.2
Equipamento de transporte	2.6	2.5	2.5	2.6	2.6	12.8
Produtos de propriedade intelectual	9.6	9.0	9.3	8.8	8.7	45.9
Outras despesas	**45.7**	**45.5**	**45.6**	**45.7**	**46.9**	**229.4**
Aquisição de Terrenos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salários / despesas com pessoal	39.4	39.3	38.7	38.7	39.8	196.1
Outras Despesas (não discrimináveis)	6.3	6.2	6.9	6.9	7.1	33.4
TOTAL	**175.0**	**195.0**	**207.6**	**210.3**	**219.9**	**1,008.3**
Procura dirigida à produção nacional	**142.6**	**157.8**	**167.0**	**167.4**	**174.7**	**807.2**
Importações diretas	**32.4**	**37.2**	**40.7**	**42.8**	**45.2**	**201.1**

Fonte: EDP Distribuição e cálculos dos autores

* - inclui também as despesas com os estudos científicos elaborados na preparação do Plano.

Os impactos do PDIRD-E 2020

Os impactos económicos

A partir das despesas consideradas no PDIRD–E 2020 é possível estimar os impactos associados às mesmas, considerando a metodologia *input-output,* que permite estimar a produção adicional necessária para satisfazer a procura associada ao PDIRD–E 2020 e, a partir dessa produção, estimar os conteúdos de VAB, emprego e impostos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD–E 2020 permite gerar **acréscimos globais de VAB na ordem dos 813 milhões de euros**. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%.

As mesmas despesas permitem gerar **acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 278 milhões de euros**.

Por fim, a implementação do PDIRD–E 2020 permite gerar, em média, **4,5 mil postos de trabalho por ano** ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,09%.

Desses empregos, cerca de 35% são empregos diretos, 20% são empregos indiretos e 45% são induzidos.

Em termos setoriais, os maiores impactos (maiores incrementos de VAB) associados às despesas do PDIRD-E 2020 fazem-se sentir nos ramos **Reparação, manutenção e instalação de máquinas e equipamentos, Fabricação de equipamento elétrico e Reparação de computadores e de bens de uso pessoal e doméstico**, que registam acréscimos de VAB anual médio de, respetivamente, 4,5%, 1,3% e 0,3%.

PDIRD–E 2020 – Impactos agregados

Variável	Unidade	valor	% total
VAB	(milhões de euros)	812.7	0.07
Impostos sobre os produtos	(milhões de euros)	78.5	
Impostos sobre o rendimento	(milhões de euros)	91.0	
Contribuições para a segurança social	(milhões de euros)	108.1	
Emprego total médio ano	(milhares)	4.5	0.09
Emprego direto médio ano	(milhares)	1.6	0.03
Emprego indireto médio ano	(milhares)	0.9	0.02
Emprego induzido médio ano	(milhares)	2.0	0.04

Fonte: Cálculos dos autores

Outros impactos

Os impactos estritamente económicos analisados anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica. De facto, a implementação do PDIRD-E 2020 poderá constituir um contributo significativo para a recuperação da atividade económica dos setores fornecedores. Será um fator de dinamização do investimento e de criação de emprego que importa ponderar, dados os seus impactos sociais relevantes, num quadro em que muitas atividades não têm a capacidade de investir ou não encontram níveis de procura suficiente para operar. Iniciativas que, simultaneamente, contribuam para a recuperação e para preparar a economia portuguesa para o futuro, assumem, neste quadro, grande relevância.

Para além dos efeitos referidos, a implementação do PDIRD–E 2020 tem um conjunto de outros efeitos potenciais que é importante relevar.

Em primeiro lugar, alguns dos investimentos do PDIRD-E 2020 reforçam a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas, preservando assim os níveis de qualidade de serviço que têm vindo a ser alcançados.

Em segundo lugar, os investimentos previstos em sede de PDIRD-E 2020 reforçam o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis no *mix* energético e para responder ao previsível aumento do consumo de energia elétrica associado à crescente eletrificação da mobilidade e do aquecimento, o que se traduz em efeitos benéficos em várias dimensões.

Por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC. Terão relevância, nesta dimensão, os investimentos que permitirão uma gestão mais eficiente dos consumos, reforçando os mecanismos para assegurar uma melhoria da eficiência energética. A descarbonização da economia é determinante no combate às alterações climáticas, que assume uma relevância central na estratégia de desenvolvimento de médio e longo prazo, e no alcançar das metas de redução de emissões, para cumprir o compromisso assumido por Portugal de atingir a neutralidade carbónica até 2050, que exige uma redução de emissões superior a 85%, em relação às emissões de 2005, e uma capacidade de sequestro de carbono de 12 milhões de toneladas, e em que se pretende que o setor da energia seja aquele que mais contribui para a redução de emissões na próxima década.

Por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional, o que tem também um efeito económico importante, na medida em que permite reduzir a dependência externa e contribui para reforçar o equilíbrio das contas externas, ao reduzir as necessidades de importação energéticas, que representam uma parcela muito significativa das importações nacionais (em 2019, as importações de bens energéticos representaram mais de 10% do total de importações de bens). No quadro das intervenções do PNEC é assumido o objetivo de reduzir a dependência energética nacional em cerca de 10 pontos percentuais e para conseguir cumprir esse objetivo os investimentos do PDIRD-E 2020 são muito importantes.

Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, mas em sistemas crescentemente complexos, a eficiência global do sistema é frequentemente determinada por áreas que podem constituir bloqueios. Neste contexto, o PDIRD-E é um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

Referências e fontes de informação

Fontes de informação sobre investimentos dos operadores

Alliander N.V., Annual Report 2019 Working together on transition, Março 2020 (Alliander_Annual_Report_2019)

ČEZ Distribuce, a. s., Annual Report 2017, Abril 2018 (DISTRIBUCE annual-report-2017)

ČEZ Distribuce, a. s., Annual Report 2018, Abril 2019 (DISTRIBUCE annual-report-2018)

EDF (Enedis), Reference Document 2016 including the Annual Financial Report, Março 2017 (edf-ddr_2016-en)

EDF (Enedis), Reference Document 2017 including the Annual Financial Report, Março 2018 (edf-ddr-2017-en)

EDF (Enedis), Reference Document 2018 including the Annual Financial Report, Março 2019 (edf-ddr-2018-en)

EDF (Enedis), Universal Registration Document 2019 Annual Financial Report, Março 2020 (edf-urd-annual-financial-report-2019-en)

EDP Distribuição, EDP Distribuição em Números 2017, Dezembro 2017 (distribuicao_numeros_2017)

EDP Distribuição, Energia em Números 2018, Junho 2019 (brochura_EDP_distribuicao_em_numeros_ portugues)

EDP Distribuição, Energia em Números 2019, Abril 2020 (EDP Distribuição em Números PT)

Enedis, 2018 Key Figures, Maio 2019 (Enedis 2018_key_figures)

Enel SpA, Annual Report 2017, Junho 2018 (annual-report-2017)

Enel SpA, Annual Report 2018, Junho 2019 (annual-report_2018)

Enel SpA, Consolidated Annual Report 2019, Maio 2020 (annual-report_2019)

E.ON SE, Annual Report 2017, Março 2018 (EON_GB17_EN)

E.ON SE, Annual Report 2018, Março 2019 (GB18_US_final)

Iberdrola, S.A.,Integrated Report 2020, Fevereiro 2020 (gsm20_IA_IntegratedReport20_Acc)

Fontes de informação sobre estrutura dos planos de investimentos dos operadores

Endesa, Endesa 2019-2021 – Strategic Plan Update, Novembro 2018 (Endesa 2019-21 Strategic Plan Update)

Enel SpA, Capital Markets Day – Strategic Plan 2019-2021, Novembro 2018 (enel-capital-markets-day-2018)

Enel SpA, Capital Markets Day – Strategic Plan 2020-2022, Novembro 2019 (enel-capital-markets-day_2019)

Electricity North West, Well Justified Business Plan, Março 2014 (full-well-justified-business-plan-2015-2023-and-annexes)

Iberdrola, S.A., Outlook 2018/2022 (Network Business), Fevereiro 2019 (Outlook2018_Networks_4)

SP Energy Networks, SP Energy Networks 2015-2023 Business Plan, Julho 2013 (201306_SPEN_Business Plan2015_23)

ISEG | Lisbon School of Economics and Management

About ISEG

ISEG is the school of economics and management of the University of Lisbon. ISEG's mission is to create, share and enhance the social and economic value of knowledge and culture in the fields of Economics, Finance and Business Sciences, in a context of plurality and assurance of intellectual and scientific freedom, and respect for ethics and social responsibility.

ISEG aims to be one of the best Schools of Economics and Management in Portugal, with a strong international reputation, being recognized for the quality of its graduates, its research, and the impact of its activities on the community.

www.iseg.ulisboa.pt

A equipa

O presente trabalho foi realizado por uma equipa coordenada pelo Prof. Vítor Escária e que integrou ainda o Prof. José Manuel Zorro Mendes.

Página em branco

ANEXO H.2 – ESTIMAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NOS VETORES DE INVESTIMENTO E MONETIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Página em branco

Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios

Sumário Executivo

Nuno Fidalgo
Pedro Macedo

Junho 2020

Índice

1 Introdução 3
2 Metodologia 5
2.1 Estimação dos índices propostos 7
2.2 Matriz de Contribuições (MC) 8
3 Resultados 9
3.1 Vetor Segurança de Abastecimento 9
3.2 Vetor Qualidade de Serviço Técnica 9
3.2.1 Margens de confiança 10
3.2.2 Monetização dos benefícios 12
3.3 Vetor Eficiência da Rede 13
3.3.1 Monetização dos benefícios 14
3.4 Vetor Eficiência Operacional 15
3.4.1 Monetização dos benefícios 17
3.5 Vetor Acesso Novos Serviços 18
3.5.1 Monetização dos benefícios 20
4 Conclusões 21
5 Referências 22

1 Introdução

A análise de impacto dos diferentes cenários de investimento constitui uma peça fundamental para antecipação do estado da rede de distribuição a médio/longo prazo. Na mesma perspetiva, a análise de benefício/custo constitui um importante contributo para ajuda à decisão no estabelecimento dum plano de investimentos harmonizado.

A EDP Distribuição classifica os investimentos na rede de distribuição de acordo com os seus potenciais impactos segundo os seguintes vetores:

- Segurança de Abastecimento (SA)
- Qualidade de Serviço Técnica (QST)
- Eficiência da Rede (ER)
- Eficiência Operacional (EO)
- Acesso a Novos Serviços (ANS)

A caracterização dos impactos dos investimentos nestes vetores é fundamental para a tomada de decisão sobre os cenários de investimento mais adequados, de modo a evidenciar a racionalidade técnico-económica dos planos propostos.

Este relatório descreve a metodologia e os principais resultados dos estudos realizados pelo INESC-TEC para estimação do impacto dos cenários de investimento nestes vetores.

O protocolo estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC especifica a necessidade de desenvolver uma metodologia, com uma ferramenta associada para estimar o impacto dos investimentos nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS, em função de cenários de investimentos. Os cenários são definidos pelos montantes atribuídos aos diversos programas de investimento[1], em cada ano, e definidos pelo ORD ao selecionar um conjunto de projetos a realizar no horizonte temporal definido no planeamento. A relação entre os programas e os vetores de investimento é caracterizada através duma matriz de contribuições (MC), a qual permite inferir os montantes alocados a cada vetor [1] [2].

Na estimação do impacto do investimento no vetor QST, deu-se continuidade aos referidos estudos, incluindo-se para além do investimento, uma nova componente associada aos custos de manutenção com a RND. Os custos de manutenção consideraram as rúbricas [2]:

- Preventiva Condicionada
- Preventiva Sistemática
- Programas Específicos

Para além da estimação dos índices a nível global (EDPD) desenvolveram-se Modelos de Estimação (ME) de forma a permitir desagregar e projetar os índices por zonas de qualidade de serviço (A, B e C)[2].

---

[1] Existem outros programas e investimentos que, por não se enquadrarem em nenhum dos 5 vetores estratégicos acima referidos, são agregados em "Outros".

[2] Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço Técnica.

Os estudos e resultados reportados neste documento têm em conta o investimento previsto no PDIRD-E 2020 para 2021-2025. Estes referem-se aos níveis AT e MT, tanto em montantes de investimento como em benefícios técnicos e respetiva monetização.

A especificidade de cada vetor exige que cada caso tenha uma abordagem muito própria, como se apresenta na secção seguinte.

2 Metodologia

Um dos pilares da metodologia proposta consiste na adoção de índices objetivos e mensuráveis para caracterização da RND, relativa à quantificação dos impactos nos cenários de investimento para os vetores SA, QST, ER, EO e ANS.

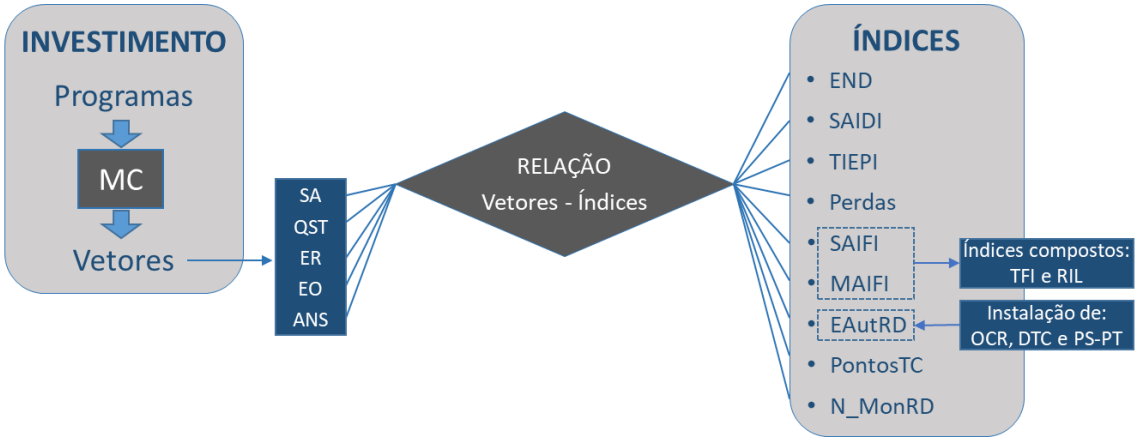


Figura 1 – Esquematização das interações previstas na metodologia proposta

A Figura 1 esquematiza as interações entre as grandezas consideradas na abordagem implementada, a qual pode ser dividida em três fases principais.

A primeira fase requer a inferência de relações entre os vetores de investimento e os objetivos estratégicos, ou seja, os índices selecionados para classificar o estado da RND. Isto permite estimar a evolução do estado da RND ao longo do plano, em função do investimento previsto no Plano. A parte final desta fase consiste na determinação dos intervalos de confiança associados às projeções dos índices QST.

Neste estudo considerou-se que a caracterização da SA seria feita através do indicador Energia Não Distribuída (END), assumindo-se que os eventuais problemas neste vetor se traduzirão em falhas na provisão da energia.

A QST será sobretudo caracterizada pelos índices SAIDI e TIEPI MT. Os indicadores SAIFI e MAIFI são, neste ponto, considerados como índices complementares, que também contribuirão para caracterizar a qualidade de serviço em termos latos.

A ER será representada pelas perdas técnicas na rede de distribuição.

O vetor EO é caracterizado pelos seguintes indicadores: EAutRD – Indicador de automatização da rede MT da RND, representado pelo número de elementos de controlo instalados na rede. No cálculo deste indicador considerou-se o número de OCR, PS-PT e DTC; Pontos TC – Indicador dos pontos com capacidade de telecomando instalados na rede aérea e subterrânea da RD; TFI – Total da frequência de interrupções longas e curtas, dado pela soma dos dois índices estimados no estudo do vetor QST (SAIFI+MAIFI); RIL – Rácio entre as interrupções longas e o total de interrupções.

Por último, o vetor ANS analisa os benefícios decorrente da instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede e exercer ações de controlo locais.

De forma a mensurar o nível de monitorização da rede (N_MonRD), definiu-se um índice com base no rácio de DTC e de PTD instalados, face ao número de PTD, de EB e EB com telegestão face ao número de clientes BT, de IP, MT e AT com capacidade de telecontagem, face aos respetivos números de clientes. A fase seguinte consiste na implementação duma ferramenta que sintetiza os principais resultados, permitindo a estimação automática dos impactos, para um horizonte de 5 anos, em função de alterações nos investimentos e de outros parâmetros de entrada (e.g. evolução da procura, produção prevista da PRE).

Na fase final, para cada vetor, são monetizados os benefícios a longo prazo decorrentes dos investimentos. A comparação de custos e benefícios é frequentemente um elemento útil para ajuda à decisão. Neste estudo a monetização caracterizada pelo Valor Atual Líquido (VAL) considerando uma taxa de atualização de 6,75%[3] e um horizonte temporal de 30 anos.

Refira-se que os investimentos considerados para a monetização dos benefícios foram deduzidos das comparticipações financeiras associadas aos programas de Investimento Obrigatório e Desenvolvimento da Rede. No processo de estimação dos índices consideraram-se os investimentos totais em cada programa/vetor.

Os investimentos nos diferentes vetores podem resultar em benefícios cruzados ou com características similares. Por exemplo, o investimento no vetor SA resulta no reforço de infraestrutura da rede (sobretudo linhas e transformadores), o que aumenta o potencial de alimentação de consumos mais elevados. O reforço ou integração de novas linhas também contribui para a redução de perdas, ou seja, também contribui para o vetor ER. Por outro lado, sendo os novos ativos intrinsecamente mais fiáveis, resultam também benefícios na QST. A Matriz de Contribuições (MC), apresentada na secção 2.2 , tem como objetivo caracterizar em que medida os diferentes programas de investimento contribuem para os diferentes vetores. Neste sentido, a MC ilustra a interseção de efeitos cruzados. Assim como um determinado programa contribui para diferentes vetores, o investimento num dado vetor pode também contribuir para melhorar diferentes indicadores de qualidade (e benefícios) associados a outros vetores.

Por outro lado, o mesmo tipo de benefício pode ser obtido através de diferentes abordagens de investimento. Por exemplo, os investimentos no vetor ANS resultarão na possibilidade de oferecer novas possibilidades aos consumidores BT, nomeadamente a implementação de comunidades de energia e mercados locais, assim como um maior controlo dos recursos energéticos disponíveis, incluindo armazenamento, produção distribuída e carregamento de veículos elétricos. Em resultado deste investimento, espera-se que o investimento no vetor ANS contribua para alterar o diagrama de carga quer em amplitude (por aproveitar melhor os recursos energéticos locais), quer na sua forma (*peak shaving*), o que diminuirá a ponta, contribuindo para a segurança de abastecimento. Note-se que o investimento direto no vetor SA reforça a infraestrutura da RND, enquanto o investimento no vetor ANS melhora o diagrama de carga. Uma vez que a segurança de abastecimento depende da relação entre a ponta do diagrama e a capacidade do ativo (linha ou transformador), isto

[3] Taxa de atualização utilizada nos estudos técnicos de planeamento

significa que, neste aspeto, o benefício de ambos pode ser visto de forma semelhante. Esta abordagem será detalhada nos capítulos seguintes.

2.1 Estimação dos índices propostos

A estratégia utilizada para construir modelos de estimação dos índices inclui os seguintes passos principais:

1. Análise da evolução histórica dos índices;
2. Identificação dos fatores potencialmente influentes.
    a. Para o caso SA, assumiu-se que a END depende sobretudo da capacidade da rede suprir as pontas. A END depende da situação atual (relação entre a ponta e a capacidade nominal de cada transformador AT/MT e MT/MT), do crescimento anual do consumo e da forma do diagrama (adotou-se o diagrama AT previsto nos perfis divulgados pela ERSE).
    b. Para o caso da QST, assumiu-se que os indicadores SAIDI, TIEPI, SAIFI e MAIFI[4] dependeriam do estado da rede (representado pelas estâncias anteriores destes indicadores), do investimento direcionado para a melhoria da QST, do custo com manutenção excetuando a corretiva e da energia em trânsito na rede (representada pelo consumo estimado na rede de distribuição).
    c. Para o caso da ER, foi adotado o modelo e valores de referência apresentados em [2] e [4], nos quais se presume que as perdas técnicas dependem do consumo e da PRE. Foi também incluído um termo relacionado com o investimento em redução das perdas.
    d. Os benefícios decorrentes do vetor EO traduzem-se em ganhos nos tempos de interrupção e em menores gastos com as equipas de manutenção. Este vetor é caracterizado pelo conjunto de índices referido atrás, que relaciona a quantidade de elementos de automatização com os ganhos de eficiência operacional.
    e. O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos em ANS, baseia-se no pressuposto de que estes novos serviços induzirão alterações nos consumos. Realizou-se assim, uma análise de sensibilidade no sentido de caracterizar a evolução da procura (e da ponta) em função do N_MonRD, determinando-se assim os custos evitados pelo adiamento de investimentos em SA.
3. Realização de testes de regressão (inferência de relações entre entradas e saídas). Foram testados diversos tipos de modelos e diversos tipos de transformações (exponencial, logarítmica, etc.) das variáveis de entrada, de modo a avaliar os diferentes tipos de efeitos. No final foram selecionados os modelos que melhor se adaptavam ao histórico disponível (menor erro).

[4] Neste estudo, considerou-se que os índices SAIFI e MAIFI dependem não apenas do investimento na QST mas também do investimento em EO.

4. A estimação de intervalos de confiança para os índices QST foi realizada com base nos registos históricos detalhados. Por exemplo, para o caso do TIEPI, foi considerado todo o conjunto de registos diários de incidências disponível. Esta análise foi também realizada ano a ano, de modo a evidenciar a tendência de redução da incerteza ao longo dos anos.

2.2 Matriz de Contribuições (MC)

A MC dita o contributo de cada programa de investimento nos diversos vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa (cenários de investimento). Os valores que constam na MC foram definidos com base no contributo médio histórico dos projetos afetos a cada programa de investimento em cada um dos vetores de investimento.

A Tabela 1 apresenta a MC em vigor.

Tabela 1 – Matriz de contribuições.

		Contribuição por Vetor de Investimento					
Investimento Específico	**Programas de Investimento AT/MT**	**SA**	**QST**	**ER**	**EO**	**ANS**	**Outros**
Investimento Obrigatório	Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85%	5%	5%	5%		
	Inv. Obrigatório (só contadores)						100%
Investimento Estruturante	Desenvolvimento de Rede	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 do Operador de Infraestruturas Críticas						100%
	Autom. de SE's 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%		
	Instalação de Telecontagem em PTD				20%	80%	
	Inovgrid		10%		5%	85%	
	Outros Projectos Inovadores		10%		5%	85%	
Investimento Corrente Programável	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	10%	60%	10%	20%		
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
	Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
	Instalação de Reactâncias de Neutro		95%		5%		
Investimento Corrente Urgente	Ligação de PT's	60%	10%	20%	10%		
	Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%

3 Resultados

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos ao longo do estudo e as previsões para os índices, adotados para classificar os investimentos nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS.

3.1 Vetor Segurança de Abastecimento

Para este vetor foi calculado o benefício de investir em SA decorrente dos custos evitados por compensação da END (valorizada regulamentarmente em 3000 €/MWh).

Neste estudo foi considerada uma análise de sensibilidade aos diversos cenários de evolução da procura (inferior, central e superior). Para isso, analisou-se o impacto de uma variação em torno dos diversos cenários de mais 0,5% (c_SA +0,5%) e menos 0,5% (c_SA -0,5%), a partir de 2026. A Figura 2 compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada com o valor de investimento anual acumulado em SA, nos níveis AT e MT (período 2021-2050), para o Cenário Central de evolução da procura considerado no Plano e para o investimento previsto no período respetivo (2021-2025). As tendências a verde, amarelo e laranja representam os benefícios para a analise de sensibilidade referida atrás. No primeiro gráfico os benefícios são coincidentes até 2026, quando se inicia a análise de sensibilidade.

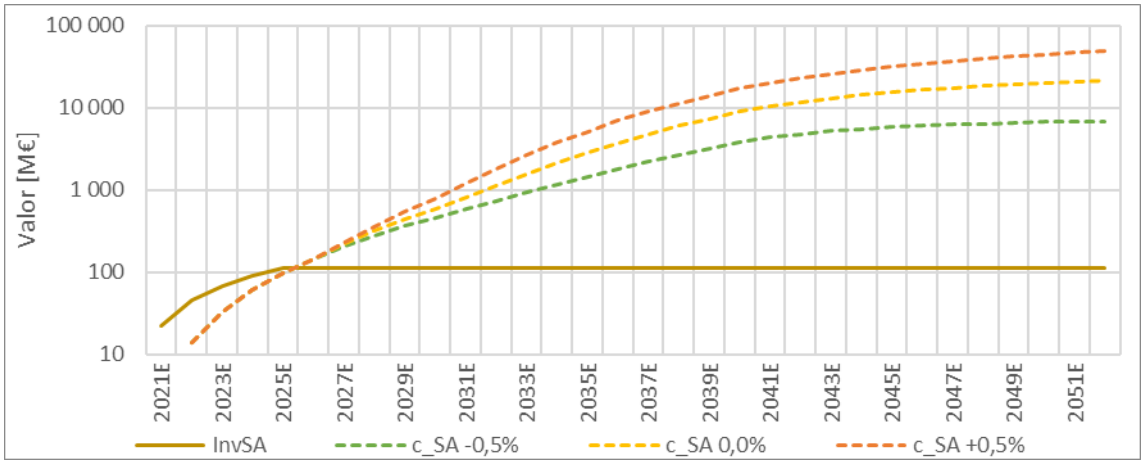


Figura 2 - Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura.

De acordo com a análise de sensibilidade ao cenário central verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento em SA previsto para o período (2021-2025).

3.2 Vetor Qualidade de Serviço Técnica

Esta secção sintetiza os resultados relativos aos índices SAIDI e TIEPI que caracterizam a rede em termos do vetor QST. Para além dos índices, foram também estimados os valores correspondentes às margens de confiança de 5% e de 95%, tal como se descreve na secção

seguinte. Os resultados por zonas QST são obtidos por modelos de estimação semelhantes aos globais e com restrições adaptadas aos respetivos dados.

3.2.1 Margens de confiança

A estimativa das margens de confiança associadas aos índices SAIDI e TIEPI foi baseada na análise dos registos históricos dos incidentes. Isto permitiu inferir os valores dos limites para as margens de confiança de 5% e de 95%. A Figura 3 mostra a evolução histórica destes índices de 2008 a 2018, assim como as projeções obtidas para o intervalo de 2019 a 2026, para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%. Estas estimativas foram determinadas considerando os investimentos previstos no Plano.

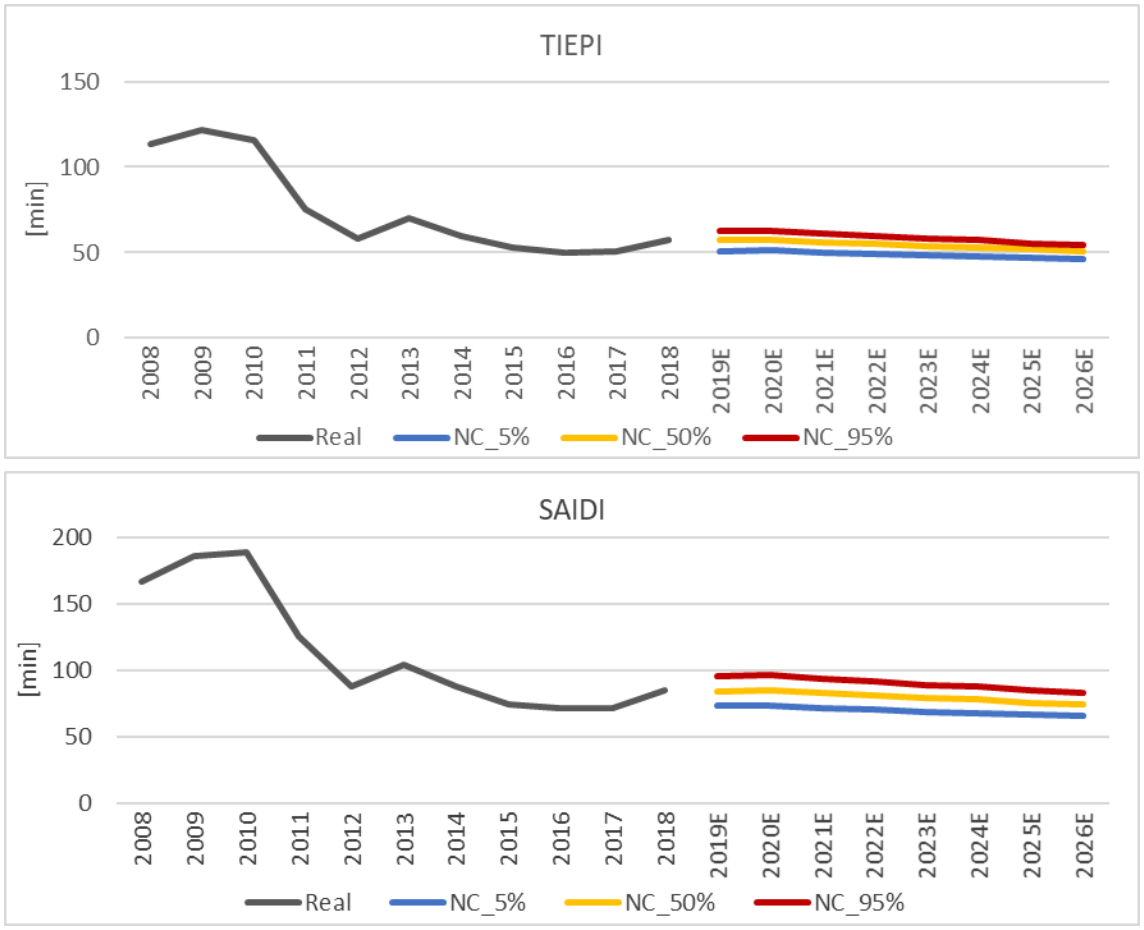


Figura 3 – Estimativa dos índices TIEPI e SAIDI para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%.

A Figura 3 revela não só uma melhoria dos índices, mas também uma diminuição significativa nas margens de confiança (superior a 20% no período do PDIRD).

Nos gráficos seguintes encontram-se as projeções por zonas QST do RQS (A, B e C). As margens de confiança por zonas QST foram definidas por uma distribuição proporcional dos valores globais.

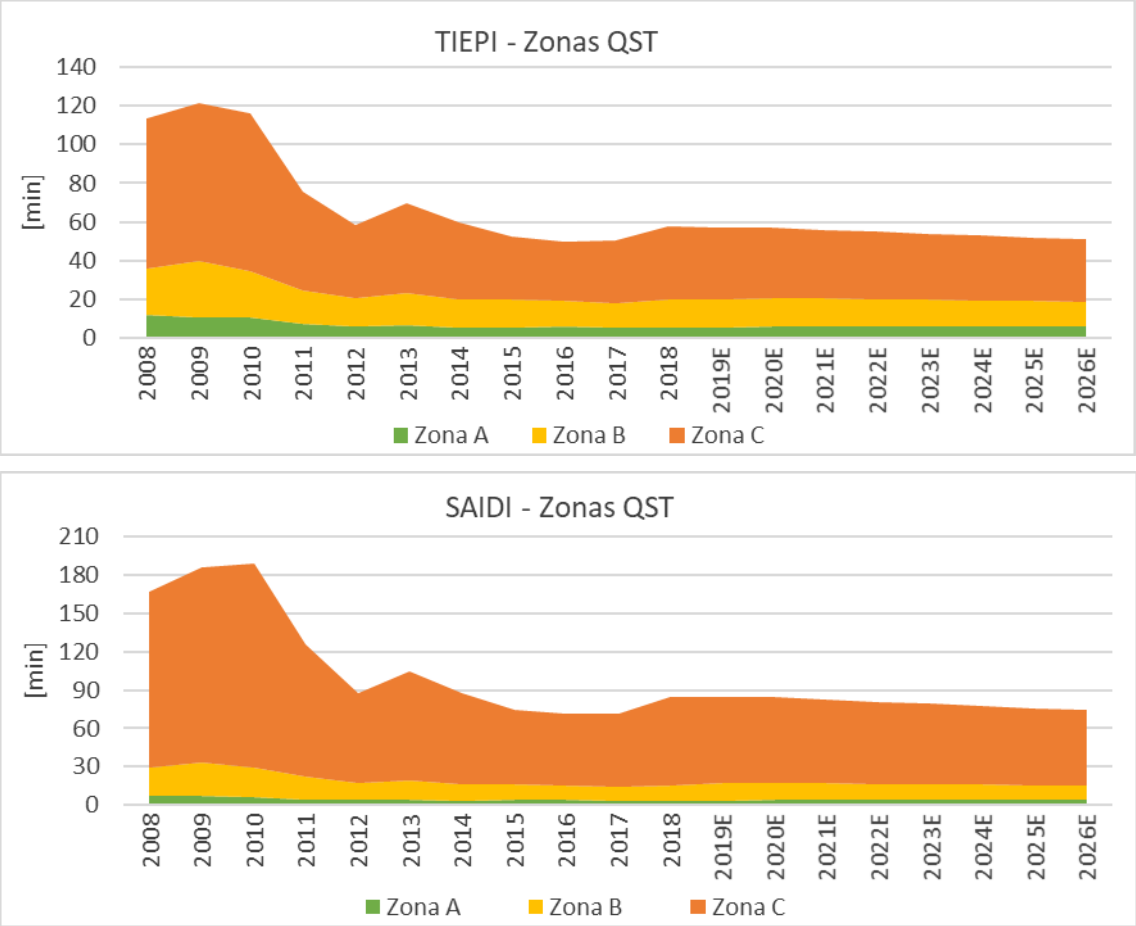
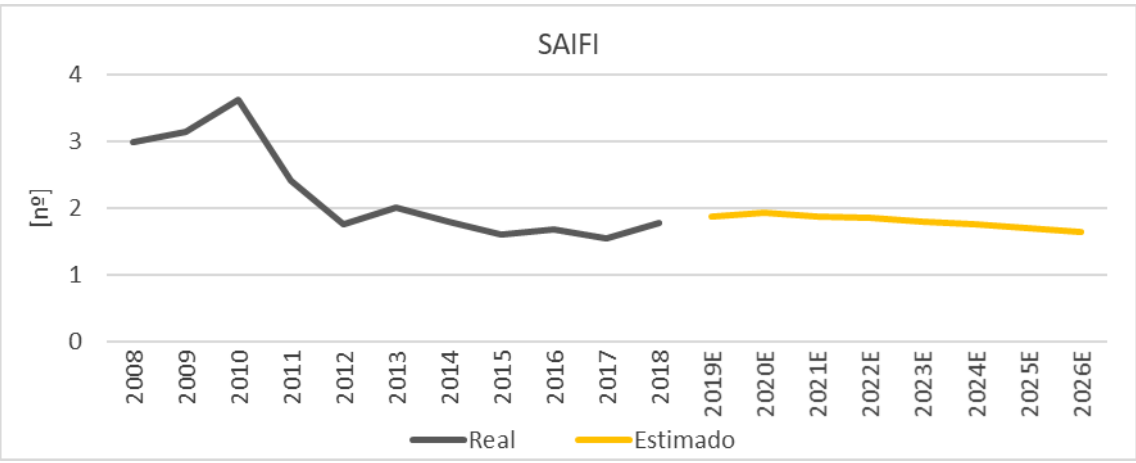


Figura 4 - Estimação dos índices TIEPI e SAIDI por Zonas QST para o nível de confiança de 50%.

Na Figura 5, encontram-se os índices complementares de QST, SAIFI e MAIFI, utilizados na monetização do vetor EO.



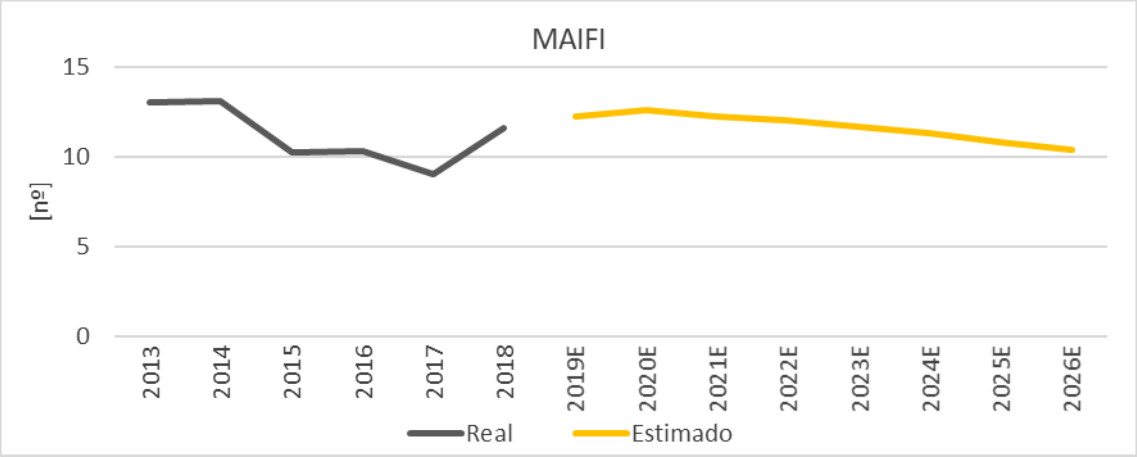


Figura 5 – Estimativa dos índices SAIFI e MAIFI.

3.2.2 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios do investimento no vetor QST inclui duas componentes. A primeira utiliza o conceito de evolução da END decorrente deste investimento em comparação à evolução da mesma sem investimento neste vetor. A END é valorizada de acordo com o previsto regulamentarmente, sendo a diferença entre as duas situações (com e sem investimento) considerada como a primeira componente do benefício.

A segunda componente considera o impacto em termos do mecanismo de incentivo à qualidade de serviço [8], baseado no indicador TIEPI. A comparação dos valores esperados de TIEPI nas situações com e sem investimento QST dá origem a um diferencial em termos de remuneração (incentivo). Este diferencial é assumido como a segunda componente do benefício.

Ambas as componentes são estimadas para um período de 30 anos, sendo os benefícios globais caracterizados em termos do Valor Atual Líquido (VAL).

Note-se ainda que esta análise não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias entre diferentes zonas do país. Embora se trate dum objetivo honorável (princípio da não-discricionariedade), a valorização deste aspeto em termos monetários é bastante complexa e sujeita a subjetividades.

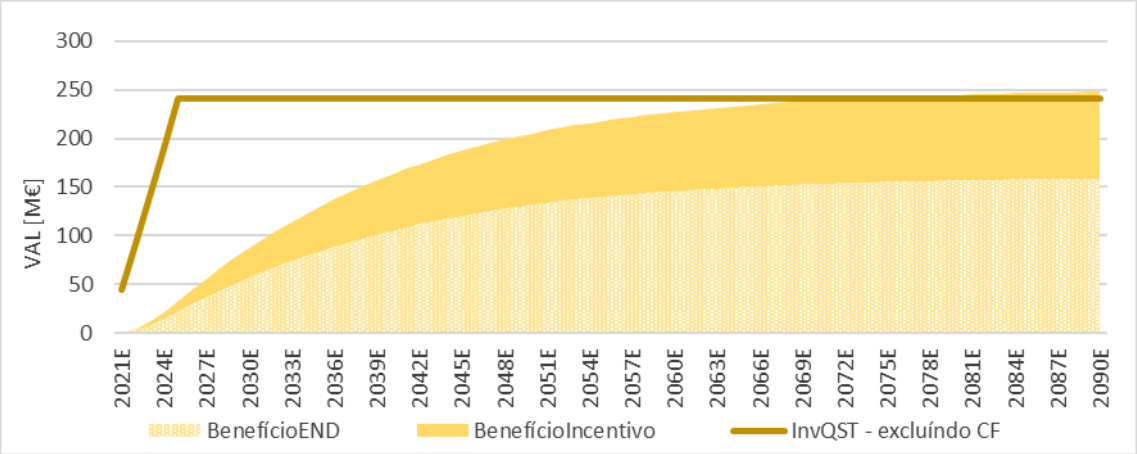


Figura 6 – Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST.

A Figura 6 sintetiza os resultados mais relevantes desta análise custo vs benefício. Verifica-se que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte de estudo (30 anos), não são suficientes para atingir o investimento efetuado em QST no período 2021-2025, já que a monetização ocorre apenas em 2073.

A monetização tardia prende-se sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência (70.2 minutos) definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (componente 1) ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos 6 anos (valor médio de 56.8 min), bem como o valor do incentivo (4 M€) ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos índices de QST.

Por outro lado, há que atender às recomendações de não degradação da qualidade de serviço técnica, plasmadas em anteriores pareceres da ERSE, pelo que o Plano tem em conta os níveis de investimento necessário para este objetivo.

Refira-se, ainda, que no processo de valorização da END, consideraram-se constantes os atuais parâmetros regulatórios (2018-2020) ao longo de todo o período de monetização (30 anos).

3.3 Vetor Eficiência da Rede

A Figura 7 apresenta a previsão da evolução das perdas técnicas na rede de distribuição, para o investimento previsto no Plano. As projeções da evolução das perdas técnicas apontam para uma estabilização dos valores, em termos percentuais ao longo do período 2021-2025.

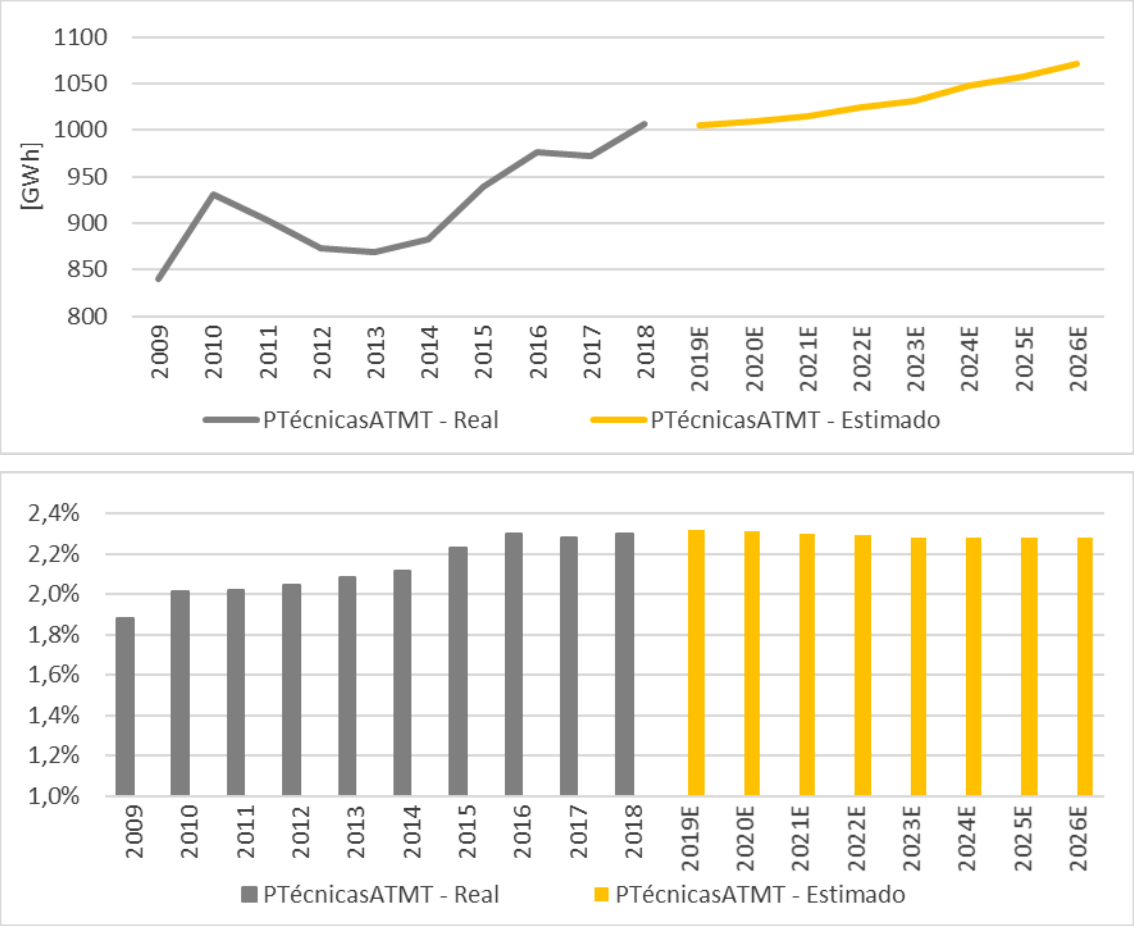


Figura 7 - Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

3.3.1 Monetização dos benefícios

A monetização deste vetor é dada pela diferença entre a evolução das perdas técnicas com e sem consideração do investimento em ER.

A Figura 8 apresenta o benefício a longo prazo por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do PDIRD. Como se observa, o benefício derivado do investimento em ER, tem um retorno bastante célere e elevado.

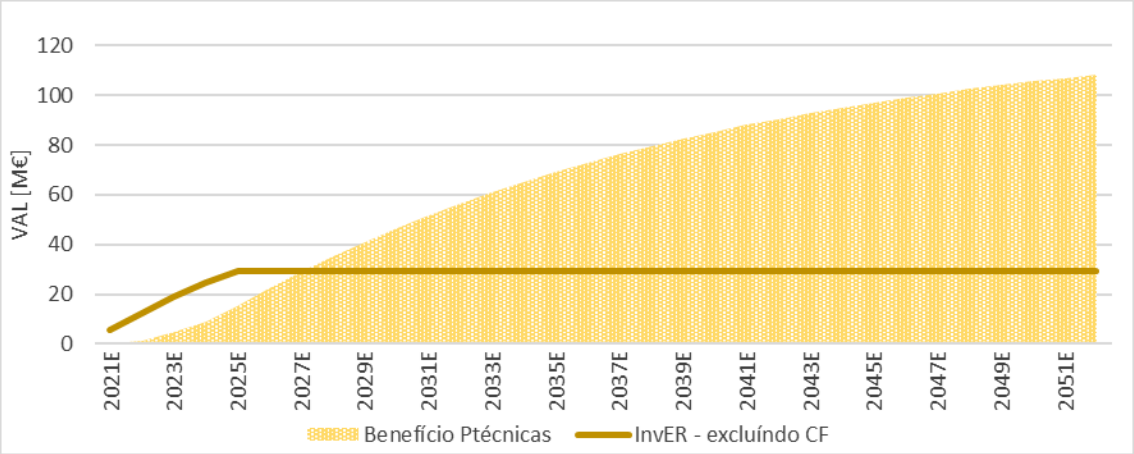


Figura 8 - Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.

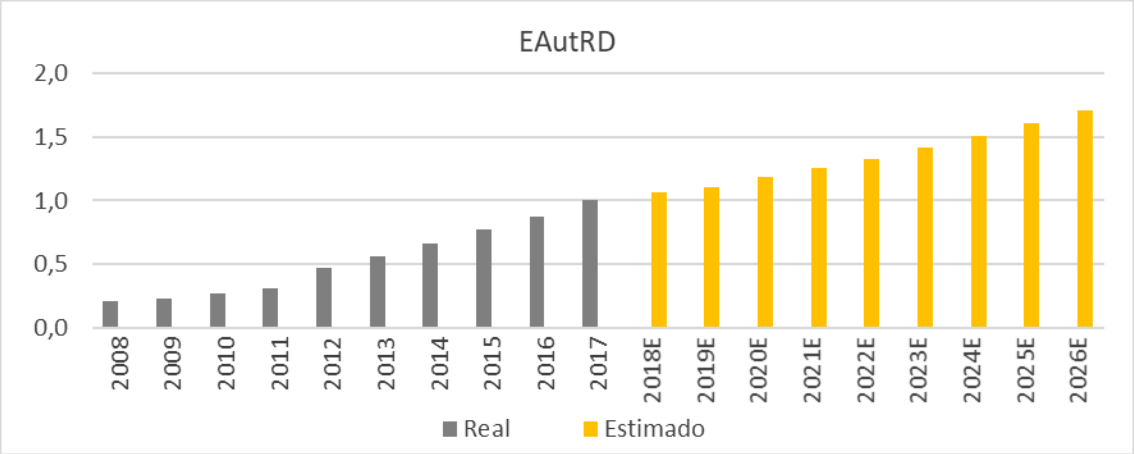
Têm sido desenvolvidos outros estudos sobre perdas, nomeadamente sobre o impacto da produção distribuída (PD) nas perdas da rede [9]. Estes estudos mostram que a PD tem um impacto considerável nas perdas, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever este módulo.

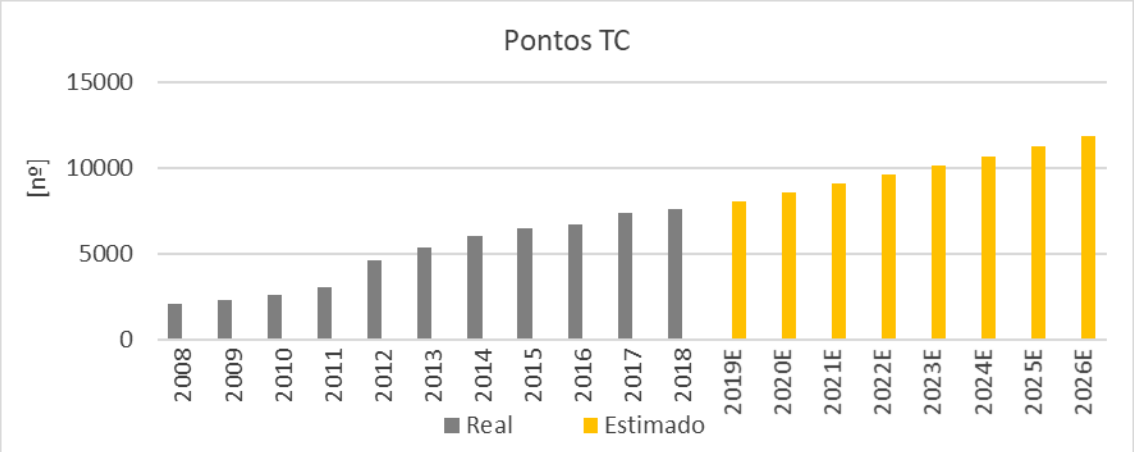
3.4 Vetor Eficiência Operacional

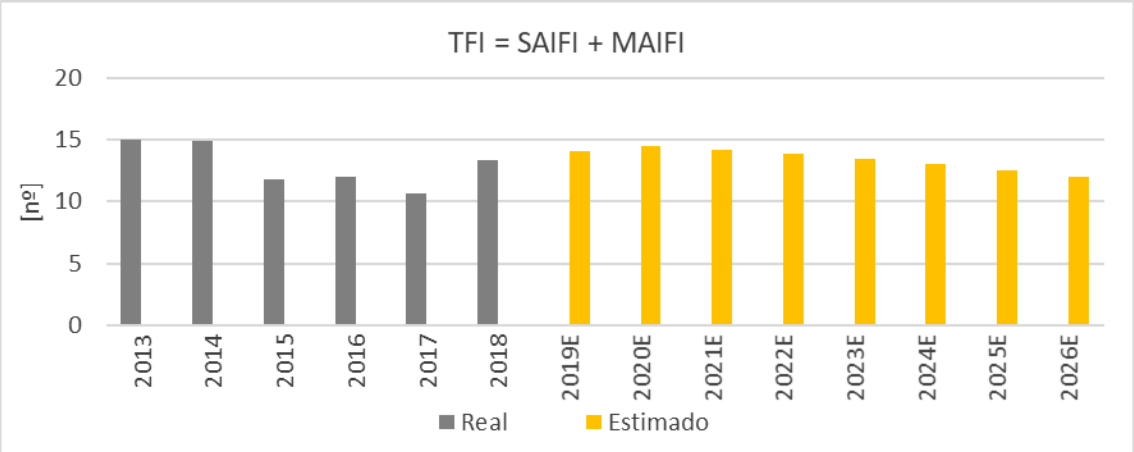
Os investimentos associados a este vetor visam obter benefícios efetivos na redução dos custos de operação da rede de distribuição. A construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder de forma mais rápida e adequada a eventuais incidentes tem grande impacto neste vetor, mas é de avaliação muito complexa.

Os investimentos feitos neste vetor são feitos com o objetivo de obter benefícios efetivos em termos do custo de operação da rede de distribuição. Estes investimentos referem-se aos níveis de tensão AT e MT, e consequentemente, relacionados com a construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder mais rápida e adequadamente a eventuais incidentes. Desta forma, o investimento em EO pode induzir também melhorias na qualidade de serviço (não monetizadas no vetor).

A Figura 9 expõe os principais resultados obtidos pelos ME desenvolvidos com base nas considerações e metodologia atrás explicadas.


EAutRD
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018E
2019E
2020E
2021E
2022E
2023E
2024E
2025E
2026E
Real
Estimado


Pontos TC
15000
10000
5000
0
[nº]
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019E
2020E
2021E
2022E
2023E
2024E
2025E
2026E
Real
Estimado


TFI = SAIFI + MAIFI
20
15
10
5
0
[nº]
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019E
2020E
2021E
2022E
2023E
2024E
2025E
2026E
Real
Estimado

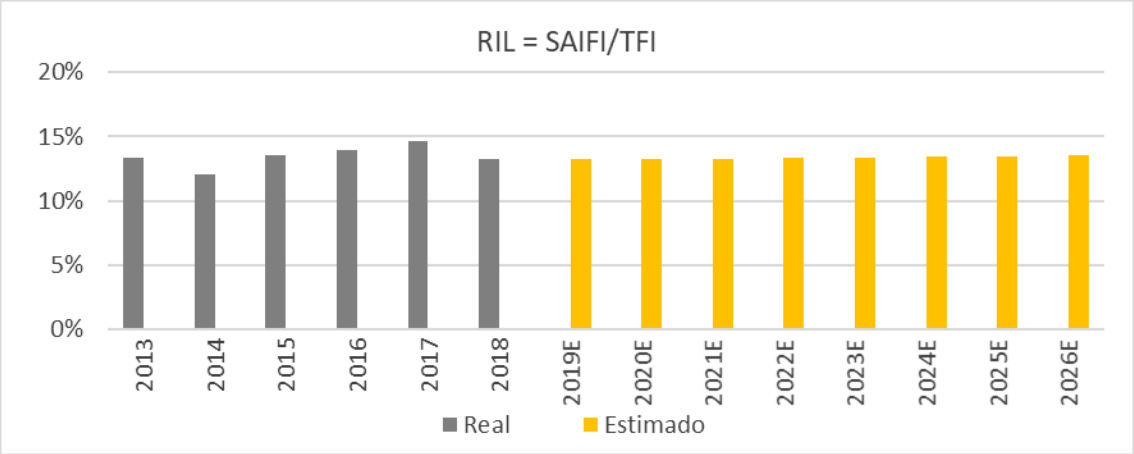


Figura 9 – Estimativa dos índices EAutRD, PontosTC, TFI e RIL.

Note-se que o RIL serve sobretudo para caracterizar situações em que o número total de interrupções não varia, mas em que, por exemplo, uma parte das interrupções longas é transformado em interrupções curtas.

3.4.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios decorrentes do investimento no vetor EO incluiu duas componentes. A primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI. Este custo é calculado de acordo com os tempos médios apurados para um incidente e do rácio médio de incidentes que originam ordens de serviço, sendo o seu benefício dado pela diferença em se considerar os índices MAIFI e SAIFI com e sem investimento. Note-se ainda que, por indicação da EDP, se considerou o valor de referência de 8 minutos para interrupções de curta duração. Neste estudo, considerou-se um custo médio de ordens de serviço de 250€/h.

A segunda componente prende-se ao OPEX, relacionado linearmente com a evolução dos Pontos TC. Ou seja, o benefício desta componente resulta do custo do OPEX/Cliente em função da evolução dos PontosTC, ao ser considerado ou não investimento em EO.

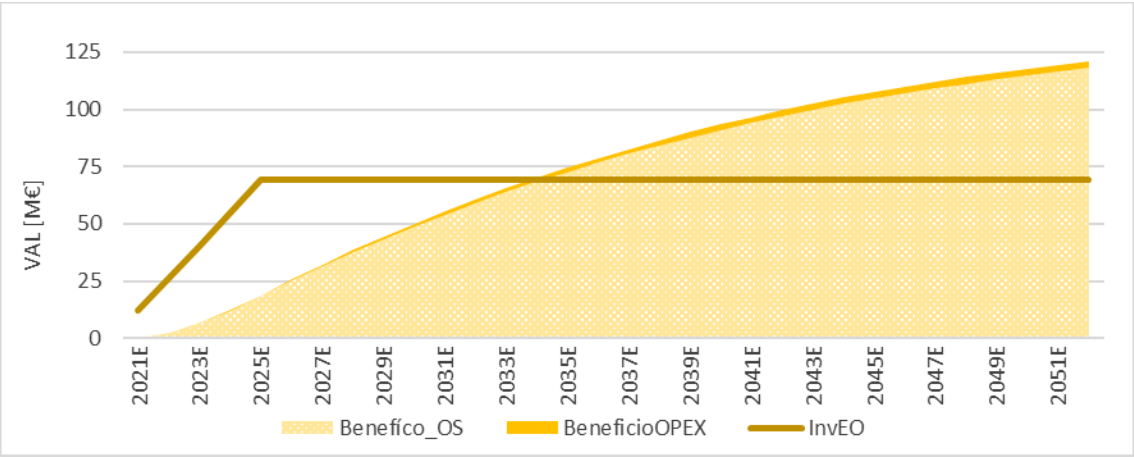


Figura 10 – Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em EO.

À semelhança do vetor ER, percebe-se que este vetor também se caracteriza por uma rápida monetização.

Como índice complementar, e à semelhança do benefício decorrente das ordens de serviço, calculou-se as emissões de CO2, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento. No cálculo das emissões CO2, considerou-se como referência que são emitidas 150g/km e é percorrida uma distância média de 100km por ordem de serviço.

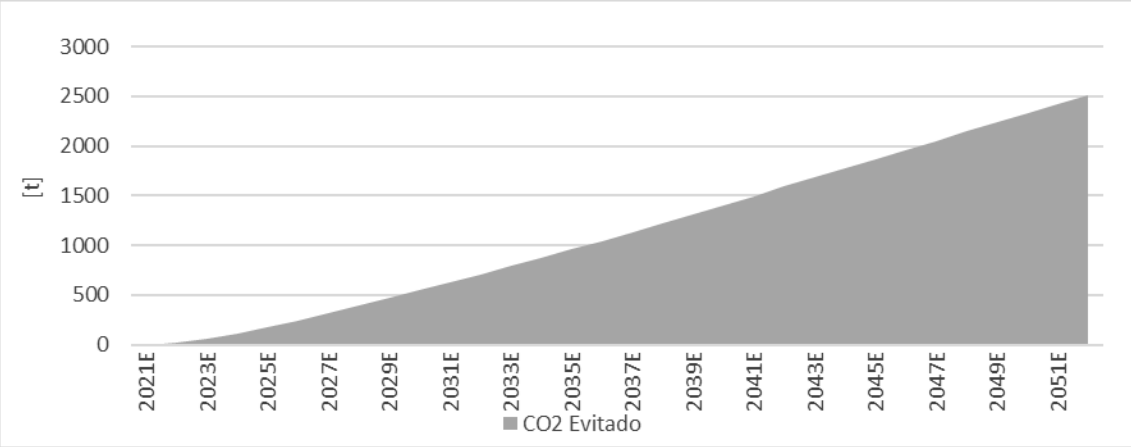


Figura 11 – Emissões de CO2 evitadas decorrentes do investimento em EO.

Optou-se por não monetizar as emissões de CO2, uma vez que a penalização paga é residual quando comparado com os restantes montantes analisados.

3.5 Vetor Acesso Novos Serviços

O vetor ANS inclui investimentos em dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede que permitirão obter informação complementar, assim como processamento e ações a nível local, permitindo, entre outros:

- Menor manutenção e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- Contribuição para o estabelecimento de mercados de energia locais;
- Contribuição para estimação de perdas técnicas;
- Contribuição para identificação de anomalias de consumo / fraudes;
- Exploração de unidades de armazenamento;
- Localização de defeitos;
- Maior consciencialização dos consumidores sobre os seus consumos (testes do *InovCity* mostraram reduções de consumo de 3,9%) [10]. Embora se trate dum benefício ao nível BT, esta redução também teria impacto nos níveis superiores.

A Figura 12 apresenta a evolução do N_MonRD projetada para o cenário central de consumos considerado no Plano[5].

[5] Conforme estudo EDP Distribuição de previsão da procura de eletricidade 2020-2027.

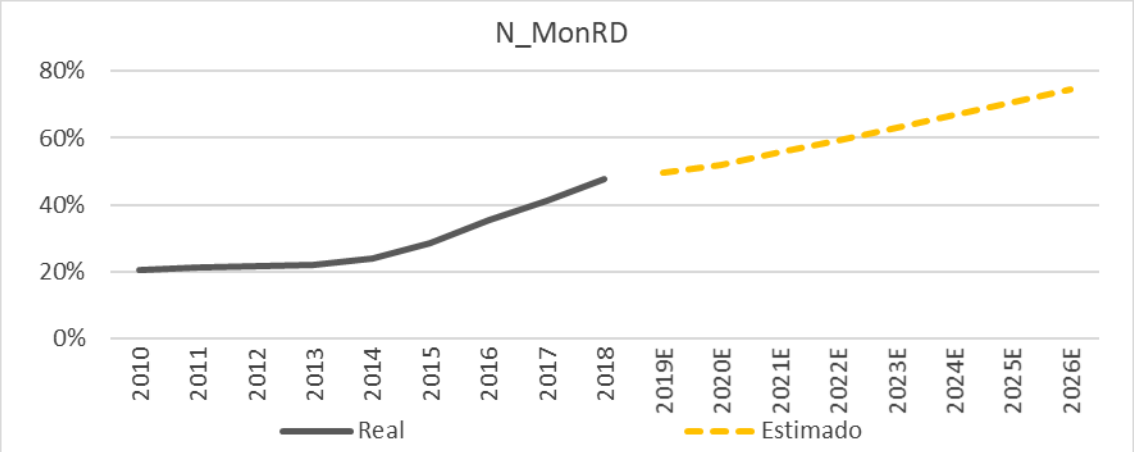


Figura 12 – Projeções para o N_MonRD.

Com base no estudo referido e no pressuposto de que o consumo em BT representa sensivelmente 59% do trânsito em MT, aferiu-se que a redução máxima da ponta para um nível de monitorização total (semelhante à do estudo) seria de 2,3%. Na Figura 13, observa-se a redução de ponta estimada para o N_MonRD anteriormente apresentado.

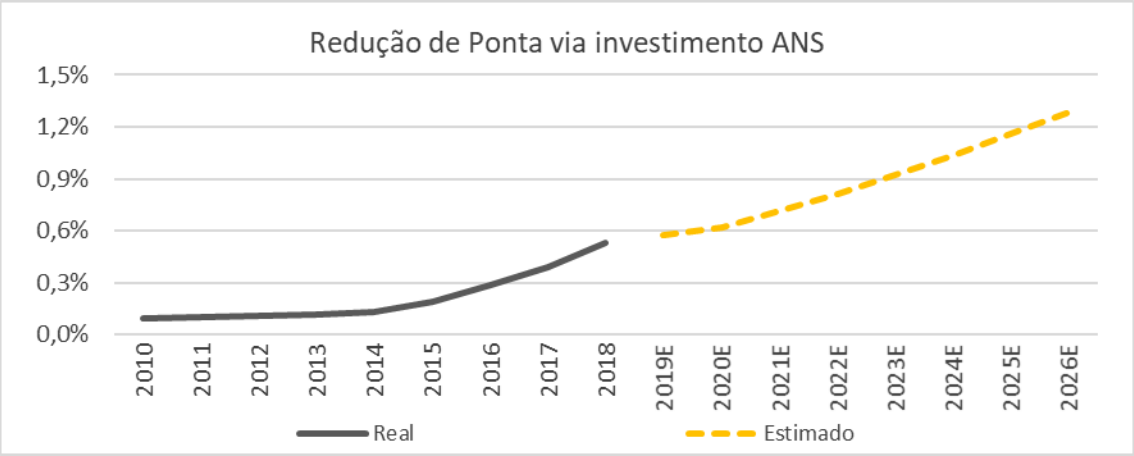


Figura 13 – Projeções para a redução de Ponta.

Estes elementos possuem uma vida útil relativamente reduzida (cerca de 15 anos), o que obriga a um reinvestimento em ANS antes do fim do período de monetização. Para integrar este efeito, considerou-se que a cada ano era reduzido o benefício de ponta alcançado 15 anos antes. A Figura 14 ilustra o efeito referido.

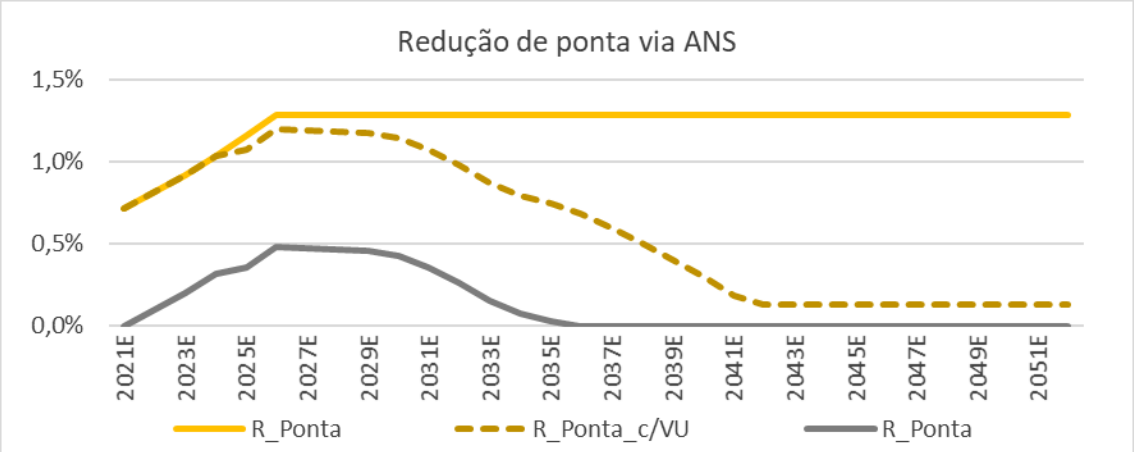


Figura 14 – Projeções para a redução de Ponta considerando a vida útil dos dispositivos.

3.5.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos investimentos para o vetor ANS teve por base o custo com a END, consequente da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, semelhante ao realizado na SA. O benefício calculado para este vetor resulta da diferença de custos com o aumento da capacidade de monitorização da rede derivado do investimento em ANS.

A Figura 15 apresenta o benefício a longo prazo bem como os custos associados ao investimento ANS. À semelhança do vetor SA os potenciais benefícios neste vetor ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano.

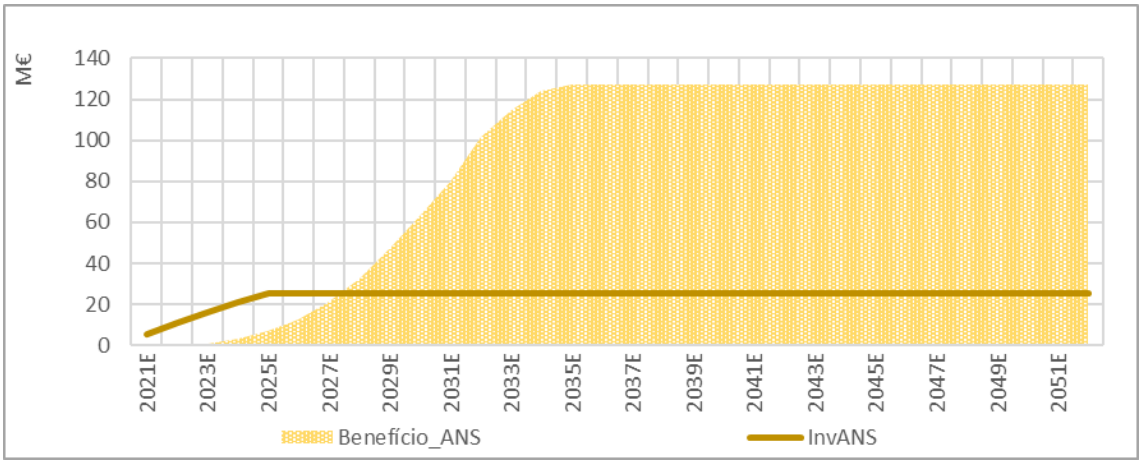


Figura 15 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.

4 Conclusões

Os modelos desenvolvidos neste estudo permitiram obter projeções para os indicadores adotados para os vetores SA, QST, ER, EO e ANS para o período de 2021 a 2025, tendo também sido monetizados os benefícios dos investimentos.

Os resultados da análise de monetização dos vetores mostram que os investimentos previstos são adequados. Pelo contrário, o desinvestimento (ou adiamento de investimentos) pode conduzir a consideráveis custos a longo prazo.

O PDIRD-E 2020 aposta na manutenção/melhoramento dos índices propostos para a rede (secção 2.1), sendo que a monetização dos benefícios, em geral, ultrapassa os montantes investidos. O único caso em que tal não se verifica é no vetor QST, que apesar dos benefícios práticos imediatos para os consumidores, não verifica uma monetização dentro do respetivo período (30 anos). No entanto, como referido, os atuais valores de referência definidos para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço encontram-se desenquadrados do atual paradigma destes índices, bem como o facto da END manter o seu custo ao longo do período de monetização. De referir, ainda, que no seu Parecer ao anterior PDIRD-E 2018 a ERSE recomenda a não degradação da qualidade de serviço, pelo que o Plano 2021-2025 tem em conta os níveis de investimento necessário para este objetivo.

5 Referências

[1] INESC TEC, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na Qualidade de Serviço, na Eficiência da Rede, na Eficiência Operacional e no Acesso a Novos Serviços”, Projeto EstInvQoS, Proposta de trabalho, maio 2017.

[2] INESC TEC, “Modelo de estimação do impacto do investimento e da manutenção na Qualidade de Serviço Técnica”, Projeto IeM_QST, Proposta de trabalho, junho 2019.

[3] Pedro Carvalho, João Santana, Marcelino Ferreira, João Machado, Alexandre Dias, “Avaliação do comportamento da rede de distribuição face ao crescimento da produção distribuída”, INESC-ID, Lisboa, 8 de junho 2016.

[4] João Santana, Pedro Carvalho, Alexandre Dias, “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST, 2018.

[5] Nuno Fidalgo, Pedro Macedo, João Tomé Saraiva, Manuel Matos, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional”, Relatório Final – Síntese do Projeto *ImpInv*, dezembro 2016.

[6] João T. Saraiva, J. Nuno Fidalgo, Rúben A. Soares, Rui B. Pinto, “Tarifas Dinâmicas no Acesso ás Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental – Análise de Benefício Custo e Planos de Implementação de Projetos Piloto”, Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC, junho de 2016.

[7] EDP Distribuição, “Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico”, Portugal, Outubro 2013. [https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/ documentação /Pages/RegulamentoQualidadeServico.aspx. [Acedido em março de 2018]

[8] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço”, Regulamento n.º 3/2017, http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos /qualidadedeservico/Paginas/default.aspx. [Acedido em março 2018]

[9] J. Nuno Fidalgo, José Pedro Paulos, “Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”, Projeto LossPD – Relatório final, INESC TEC, dezembro 2019

[10] ERSE, “Contadores Inteligentes de Eletricidade – estudo previsto na portaria N.º 231/2013, setembro 2014

ANEXO H.3 – ANÁLISE DA QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES AT/MT A MANTER EM RESERVA OPERACIONAL NO HORIZONTE DO PDIRD-E 2020

Página em branco

Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2020

Sumário Executivo

1. Sumário Executivo

Os equipamentos das redes elétricas estão sujeitos a avarias que, numa parte significativa, podem ser consideradas inevitáveis. Por razões de qualidade de serviço, os sistemas elétricos devem ser projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. O planeamento adequado da rede de distribuição de energia elétrica deve prever uma reserva de transformadores de potência, visto que a falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores.

O número de transformadores numa subestação é habitualmente definido pelo critério N–1, em que dois ou mais equipamentos são operados em permanência, para que a subestação atenda à ponta de consumo, mesmo com a falha de um deles, ainda que em regime de sobrecarga admissível e deslastrando alguma carga para subestações vizinhas. É desejável que o equipamento avariado seja reparado, quando possível, ou substituído por um da reserva o mais brevemente possível.

No caso dos transformadores de potência distinguem-se falhas, ou avarias, que podem ser reparadas no local e avarias mais profundas, ou "catastróficas", que obrigam à substituição do equipamento.

As falhas em transformadores são um acontecimento raro, sendo expectável uma avaria genérica em toda a sua vida útil, enquanto uma avaria catastrófica afetará uma pequena parte (cerca de 10%) desses transformadores. Ao invés, o impacto financeiro é grande e o tempo de reposição do ativo demorado: a substituição de um transformador de potência AT/MT pode demorar até uma semana e o tempo de reparação apos uma avaria profunda, 2 a 3 anos.

A quantidade de transformadores afetos a reserva tem influência direta nos custos das empresas de eletricidade, visto que uma reserva excessiva representa quase sempre um investimento desnecessário, enquanto a falta de equipamentos de reserva pode comprometer a fiabilidade do sistema e, com isso, aumentar os custos de operação. O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações) é determinado pelo nível de fiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição, armazenamento e manutenção dos equipamentos de reserva, interrupção do fornecimento de energia, para além das indemnizações e penalizações previstas na regulação do sector.

Em abril de 2020 a EDP Distribuição tem de apresentar o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E) para o período 2021 – 2025, o qual será analisado pelos diversos agentes económicos.

A necessidade de justificar os investimentos que se apresentam no PDIRD-E tornou necessário o desenvolvimento de estudos para fundamentar as propostas de investimento. Para o efeito, foi nomeado o grupo de trabalho com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT, revendo o documento sobre o mesmo tema elaborado em 2015, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

2. Caracterização do Parque em Exploração

O conhecimento das características do parque em exploração na EDP Distribuição é o primeiro passo para a avaliação das necessidades de reserva.

Neste ponto é caracterizado o parque de transformadores em exploração com base no cadastro existente em SIT e JUMP em dezembro de 2018, utilizando a mesma fonte do RARI 2018:

- Relação de transformação;
- Grupo de ligação;
- Potência nominal.

2.1. Subestações

A rede de distribuição de Portugal Continental é constituída por 393 subestações AT/MT e 28 SE MT/MT. Não são incluídas as SE Móveis. A Figura 1 apresenta o número de subestações em serviço (Fonte: Caraterização da Rede Nacional de Distribuição em 31.12.208, RARI 2018).

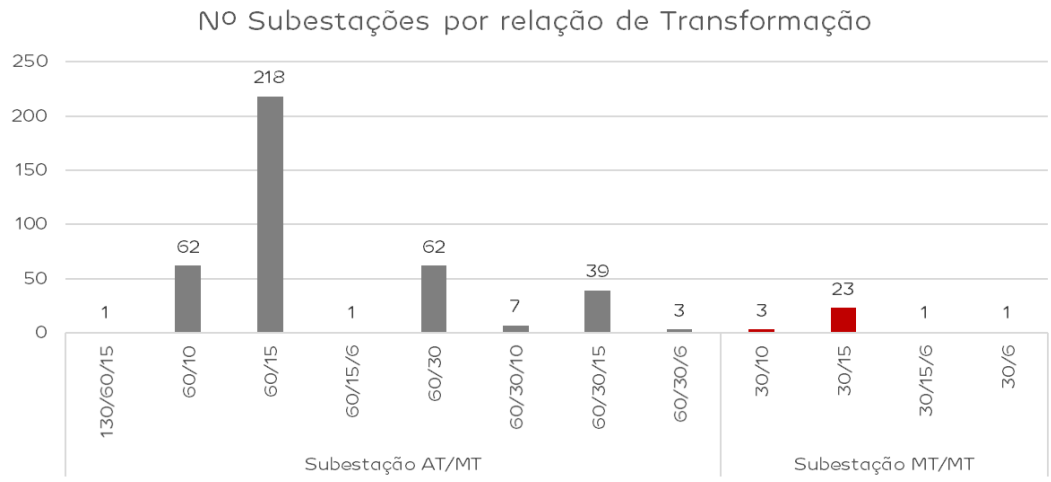


Figura 1 – Número de subestações por relação de transformação. (Fonte: RARI 2018)

2.2. Transformadores

Relativamente ao número de transformadores em exploração, atualmente existem 730. Destes, 677 são transformadores MAT/MT ou AT/MT e 53 são transformadores MT/MT.

A idade média dos TP AT/MT em exploração é de 30,9 anos. Subsistem 124 TP de construção anterior a 1975 (18% do total). Verificou-se, adicionalmente, uma expansão significativa entre 1980 e 1984, tratando-se de máquinas que atingirão os 40 anos após 2020. A idade média dos TP MT/MT em exploração é de 42,1 anos. A vida útil de um transformador de potência de média dimensão considera-se entre os 40 e os 50 anos [2], podendo encontrar-se ativos com idades superiores, como 70 anos [3].

Na Figura 2 regista-se o número de transformadores por relação de transformação.

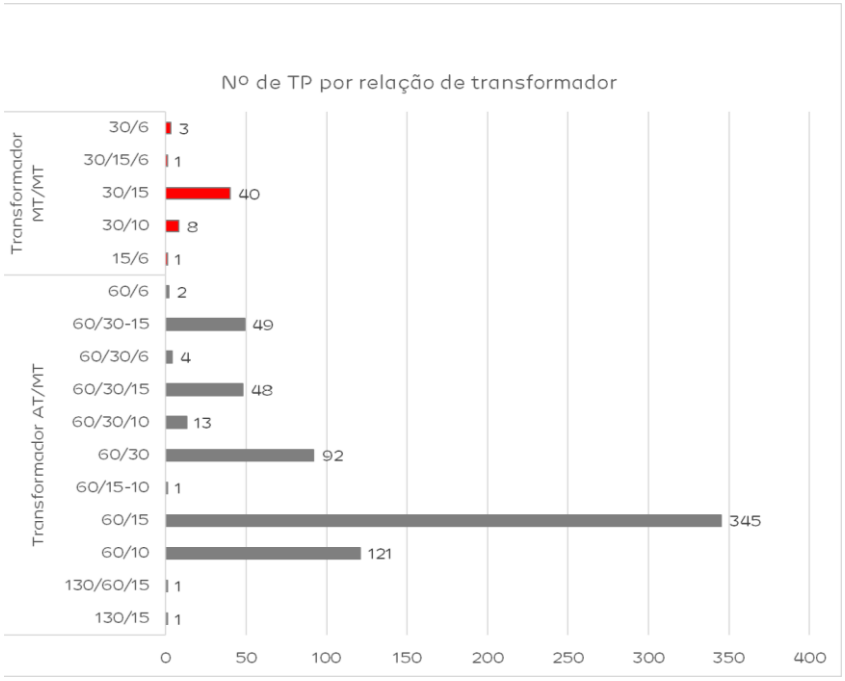


Figura 2 – Nº de transformadores por relação de transformação

2.3. Grupo de Ligação

Na rede de distribuição existem vários níveis de tensão em MT, cada um com diferentes grupos de ligação dos transformadores (índices horários) dispersos por regiões. Na figura seguinte são apresentadas as diversas regiões com predominância dos níveis de tensão e respetivos índices horários. A

Figura 3 apresenta o mapa global da rede MT da RND, com indicação dos níveis de tensão e índices horários associados.

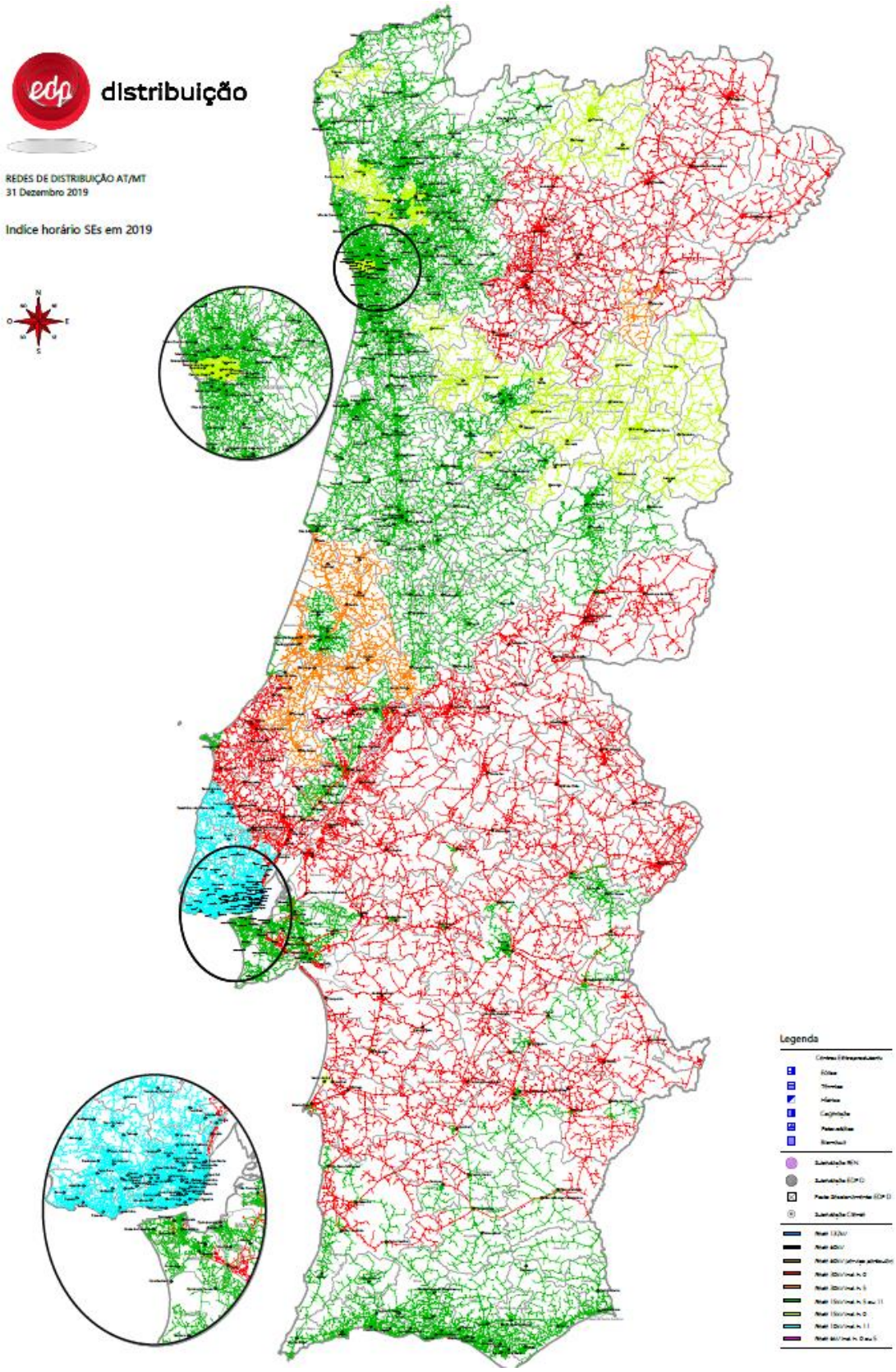


Figura 3 – Níveis de tensão e índice horário dos TP AT/MT da RND

3. Fiabilidade dos TP AT/MT

Foi realizada uma análise das avarias graves (avarias nos enrolamentos ou núcleo magnético), bem como das avarias no comutador em carga ocorridas nos TP AT/MT no período 2003-2018. Nesse período ocorreram 31 avarias graves (média de 2 avarias por ano).

A Figura 4 apresenta o número de avarias graves ocorridas em cada ano, bem como o intervalo de idades dos transformadores avariados em cada ano.

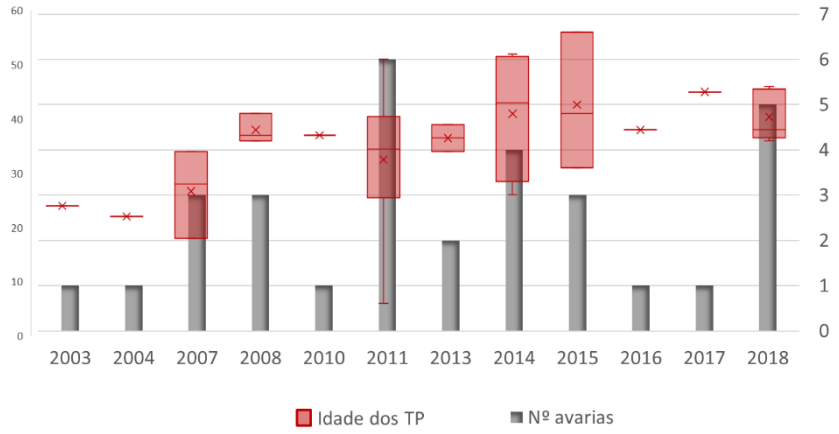


Figura 4 – Nº de Avarias Graves em TP AT/MT (a cinzento no eixo secundário) e idade dos TP avariados (a vermelho no eixo primário)

Os TP com avarias graves apresentaram uma idade média, à data da avaria, de 36 anos.

Um maior envelhecimento do parque de transformadores AT/MT da EDPD poderá, eventualmente, conduzir a um maior número de avarias graves ocorridos em cada ano.

A verba recomendada para renovação destes ativos permite fazer face a este tipo de contingências, as quais têm uma probabilidade de ocorrência reduzida (taxa anual de avarias de 0,0074 unidades/ano para as avarias graves, considerando os valores registados entre 2014 e 2018).

3.1. Condição dos TP com base no PATH

Com o INESCTEC a EDPD desenvolveu um sistema que analisa a condição do transformador tendo como principais objetivos o diagnóstico da condição do transformador no curto prazo, a previsão da condição do transformador a longo prazo e o cálculo da probabilidade de falha dos transformadores. Este projeto denominou-se PATH – Predicting Transformer Health, e teve como objetivo a conceção de indicadores de saúde que integrassem os TP AT/MT e MT/MT.

Os modelos desenvolvidos permitem, além de automatizar e sistematizar o processo de análise de condição do transformador, sinalizar os transformadores com suspeitas de potenciais avarias ou com necessidade de substituição num horizonte próximo. No entanto, neste projeto apenas foi possível avaliar as falhas internas do TP, sendo que as avarias no comutador estão fora do âmbito deste estudo.

Um dos modelos desenvolvidos, de curto prazo, permite aferir a condição do equipamento, numa escala de 0-10 (nota: sendo 10 o pior resultado), tendo por base a análise DGA e o seu histórico.

Para o longo prazo foi desenvolvido um modelo que antevê quando é que o TP vai terminar o seu ciclo de vida (RUL), contabilizando vários fatores estudados.

A vida restante tem como base a degradação do papel e outros fatores que o algoritmo deu como relevantes, nomeadamente a qualidade do óleo e a carga a que o TP está sujeito.

Na Figura 5 apresenta-se o RUL expectável para as últimas colheitas, sendo que o algoritmo também nos apresenta o RUL mais conservador e RUL mais favorável com dois desvios padrão.

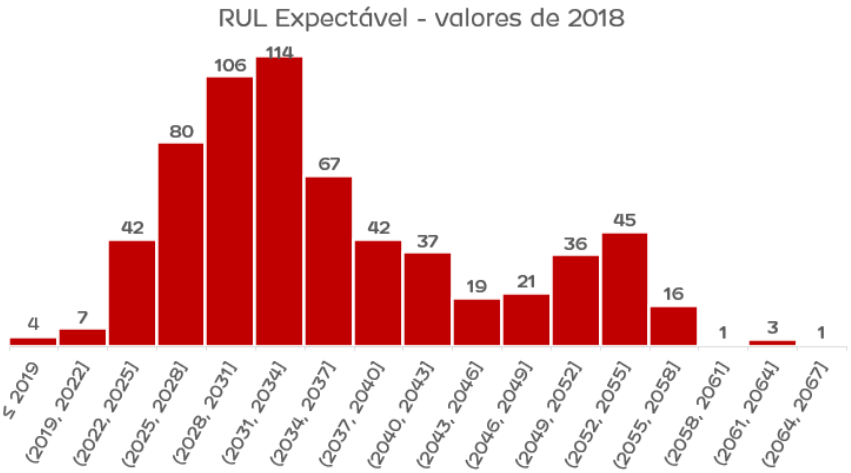


Figura 5 – RUL expectável para as últimas colheitas

Verifica-se que é expectável termos um conjunto TP a atingirem um estado que se considera como o final de vida útil no horizonte de 5 a 10 anos.

Por último, foi desenvolvido um modelo que estima a probabilidade de avaria dos TP em função do tempo de vida e dos indicadores de saúde, que nos dá a probabilidade de avaria para cada TP, com base nas componentes anteriores adicionados à condição do óleo, ao histórico de carga e aos fatores externos ao TP.

Este projeto realizou ainda várias simulações com o objetivo de estimar a evolução do número de avarias de TP com base na probabilidade de avaria e com a probabilidade de atingirem o final da sua vida útil pela degradação do papel. Como resultado obtém-se a Figura 6, onde se mostra o número de TP que se estima falharem em diferentes horizontes do Plano, onde se consideram dois cenários: i) “Cenário mais provável” e o ii) “Cenário conservador”.

O “Cenário mais provável” aponta para o número expectável de avarias, calculadas com base na degradação do papel e na probabilidade de avaria, enquanto que o “Cenário conservador” indica uma estimativa para o número máximo avarias nos próximos anos (considera uma confiança de 95%).

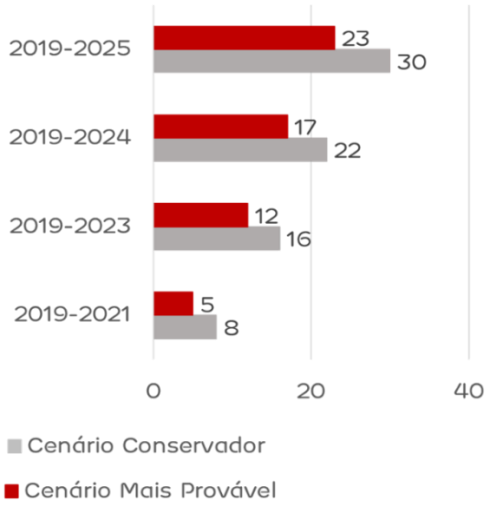


Figura 6 – Estimativa da evolução do número de avarias de TP

É esperado que falhem, até 2025, 30 TP caso seja considerado o "Cenário conservador", e que no "Cenário mais provável" avariem 23 TP. Se analisarmos os próximos 5 anos, é possível que avariem até 16 TP, contudo o expectável é que avariem um total de 12 TP.

3.2. Tempos de Reparação vs. Tempo de Substituição

O conhecimento do tempo médio necessário para reparar ou substituir um transformador que avaria é de extrema importância, sendo uma das informações base para o dimensionamento da reserva estratégica. Para o cálculo destes valores é necessário ter em conta o tempo que decorre desde a avaria até à tomada de decisão, que pode ser de abater ou reabilitar, e também o período entre a encomenda de um novo TP e a sua entrega, ou entre o pedido de reabilitação e a sua devolução, no caso de TP ser abatido ou reabilitado, respetivamente.

Os tempos totais médios estimados que decorrem desde a avaria até à entrega do TP funcional, isto é, o período que será necessário recorrer à reserva estratégica, são de 9 meses para a reabilitação e de 30 meses para o abate.

Esses tempos deverão ser revistos periodicamente, uma vez que o dimensionamento da reserva operacional é bastante sensível a esta informação. O corolário desta afirmação é o de que poderemos obter poupanças significativas se for possível agilizar o processo de decisão na aquisição de novos TP AT/MT – algo que poderá ser analisado, inclusive, com a ERSE.

3.3. Modelação Estocástica de Processo de Envelhecimento de TP e Simulação de Evolução de Falhas

Foi desenvolvido e proposto um modelo estocástico de envelhecimento, desenvolvido no âmbito de uma dissertação de mestrado no Técnico da ULisboa, para simular a evolução dos níveis de saúde dos transformadores no tempo. O modelo é parametrizado com base nos dados disponíveis sobre os atuais índices de saúde do parque de TP.

As estratégias de renovação analisadas foram as seguintes:

- Substituição ao longo de X anos - Esta estratégia aplica uma renovação baseada exclusivamente na idade dos TP. Todos os transformadores com idade superior a X anos são substituídos.
- Nível superior do IDP de N - Esta estratégia baseia-se na substituição do número N TP pelo valor mais alto do IDP em cada intervalo de tempo.
- TOP N Possíveis END - Esta estratégia analisa quais os TP que têm um valor mais alto de END em caso de falha, multiplicado pela probabilidade de falha, o número N de TP com maior valor é substituído.
- Substituição baseada no RUL - Esta estratégia é baseada no RUL expectável determinado no PATH, que prevê um ano de falha para cada transformador. Quando um transformador excede a idade da falha, ele deve ser substituído de acordo com esta estratégia.
- Estratégia híbrida 1 - Este tipo de estratégia baseia-se na combinação da substituição dos TP com mais de 55 anos e o TOP 20 possíveis de END.
- Estratégia híbrida 2 - Este tipo de estratégia baseia-se na combinação da substituição dos TP com mais de 60 anos e o TOP 40 possíveis de END.

Os resultados mostram que nos próximos dez anos haverá uma deterioração acentuada dos TP instalados. Após 10 anos, o nível médio do índice de falha diminui, uma vez que os transformadores já degradados falham e a maioria deles é substituída por novos TP, que, por serem novos têm um baixo valor de IDP e consequentemente um IF baixo. Nos próximos 25 a 30 anos, haverá uma descida acentuada no valor médio do IF, o que significa que há uma grande quantidade de TP a serem substituídos nesse intervalo de tempo.

Para as estratégias de renovação baseadas exclusivamente nas idades dos TP, para 40, 50 e 60 anos pode-se concluir que, com a diminuição da idade de renovação da estratégia, há uma grande melhoria no valor da END, juntamente com uma diminuição do IF médio, e a quantidade total de falhas nas instalações instaladas. Por outro lado, há um grande aumento na quantidade de novos TP instalados.

Com a diminuição da idade de renovação, há uma antecipação do pico de substituições. O valor máximo da quantidade de substituições também diminui com a idade da renovação, devido ao facto de a quantidade de falhas diminuir.

Relativamente às estratégias com base nos 50 anos de idade, o RUL e o Top 60 de END, verifica-se que o resultado da estratégia baseada no RUL é muito semelhante à estratégia "mais de 50 anos", que apresenta uma quantidade muito baixa de falhas nos TP instalados. Para os TP instalados, há um pico principal de novos TP na rede associado à estratégia baseada no RUL, que é maior que os picos das outras duas estratégias. Essa estratégia antecipa o pico no tempo em 15 anos, quando comparada com a estratégia "Top 60 possíveis END". Por outro lado, após esse pico inicial associado ao término da vida útil de uma grande quantidade de TP nos próximos 15 anos, há uma baixa quantidade de TP instalados nos anos seguintes.

Para os valores estimados do END, é possível observar que os perfis das estratégias analisadas são verdadeiramente distintos entre si. Os perfis são semelhantes ao inverso dos novos perfis do parque instalados dos TP já analisados. Nos primeiros anos, os níveis de END aumentam um pouco, enquanto após a grande quantidade de substituições, que ocorre daqui a 20 anos, ocorre uma queda no valor da END, pois há uma grande quantidade de substituições de

transformadores. Quando comparado com as outras estratégias, o RUL garante um perfil mais suave do que a estratégia "Top 60 possíveis END", mas é menos estável que a estratégia "mais de 50 anos".

Na Tabela 1, Tabela 2 e na Figura 7 comparam-se todas as estratégias apresentadas. Na Tabela 1 apresentam-se os valores de END, o nº de falhas, nomeadamente o nº de falhas sem redundância na rede e o nº de TP instalados. Na Tabela 2 apresentam-se os custos associados a cada estratégia atualizados ao ano atual. E na Figura 7 apresenta-se um gráfico de Pareto.

Tabela 1 – Comparação entre estratégias ao nível de falhas

Estratégia	END (MWh/ano)	# Falhas	# Falhas Não redundantes	END Falhas não Redundantes (MWh/ano)	# Novos TP
Mais de 40	183	96	7	35,1	687
Mais de 50	219	116	8	40,0	567
Mais de 60	252	135	9	45,7	462
TOP 20 IPD	657	408	37	137,4	506
TOP 20 END	455	450	33	74,9	550
TOP 40 IPD	512	321	31	111,5	557
TOP 40 END	314	414	27	51,2	653
TOP 60 IPD	383	237	22	84,1	612
TOP 60 END	231	383	23	41,3	762
RUL	212	123	13	52,0	664
Híbrido 1	179	119	7	29,1	596
Híbrido 2	158	122	7	26,0	661

Tabela 2 – Comparação entre estratégias ao nível de custos

Estratégia	Custo Global (M€)	Custo END (M€)	% Custo END	Investimento novos TP (M€)	%Investimento novos TP	Custos de Reparação TP (M€)	% Custos de Reparação TP
Mais de 40	167,5	6,6	4%	159	95%	1,9	1%
Mais de 50	107,5	8,1	8%	97,3	91%	2,1	2%
Mais de 60	66,8	9	13%	55,9	84%	1,9	3%
TOP 20 IPD	89,8	16,9	19%	71,1	79%	1,8	2%
TOP 20 END	91	13,1	14%	76,1	84%	1,8	2%
TOP 40 IPD	103,6	14,2	14%	76,1	73%	1,8	2%
TOP 40 END	108,6	9,7	9%	87,5	81%	1,8	2%
TOP 60 IPD	117,4	11,7	10%	103,9	89%	1,8	2%
TOP 60 END	128,2	7,7	6%	118,8	93%	1,7	1%
RUL	130,2	7,6	6%	120,5	93%	2,1	2%
Híbrido 1	102,1	6,8	7%	93,3	91%	1,9	2%
Híbrido 2	106,1	6	6%	98,3	93%	1,8	2%

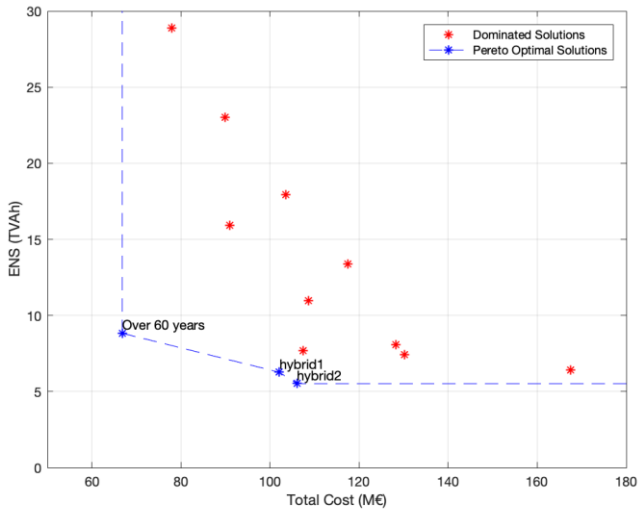


Figura 7 – Fronteira de Pareto – comparação entre estratégias

A fronteira de eficiência de Pareto mostra que existem estratégias simuladas que não são eficientes (as da direita e acima da linha azul que representa a fronteira). As estratégias no topo da fronteira são as que são mais eficientes em termos do custo total binacional da END. Os "mais de 40 anos" e a "estratégia zero" têm um valor muito alto para um desses dois parâmetros, que neste caso são o custo total da estratégia "mais de 40 anos" e o END para a "estratégia zero". Ambas as estratégias híbridas, juntamente com a estratégia “mais de 60 anos”, são as estratégias mais equilibradas, uma vez que existe um equilíbrio entre o END e o custo total associado às estratégias ao longo do tempo.

Os resultados mostram que vai ser preciso uma renovação profunda da rede daqui a 10-20 anos. Com uma rede de 700 TP instalados, assumindo que a vida útil dos mesmos é de 60 anos, seria preciso uma taxa de renovação de 60 TP a cada 5 anos para manter a rede saudável, evitando assim períodos no futuro onde seja preciso investir em mais de 100 TP de uma só vez.

4. Dimensionamento da Reserva Operacional

O correto dimensionamento da reserva operacional é de extrema importância, já que estes equipamentos permitem a substituição de elementos avariados, cuja ausência provocaria interrupção de fornecimento, ou desencadearia situações de exploração com risco acrescido de interrupção.

Neste contexto, foram desenvolvidas duas análises complementares, que visam a avaliação da dimensão da atual reserva de transformadores AT/MT, propondo, caso se entenda necessário, a aquisição de novos equipamentos.

4.1. Modelo com base no número estimado de avarias por relação de transformação e potência nominal do TP

A primeira abordagem de dimensionamento da reserva operacional foi realizada tendo por base o número estimado de avarias por relação de transformação e potência nominal do TP, na

estratégia 0, acrescido de um desvio padrão. Este acréscimo teve como objetivo o aumento do nível de confiança dos resultados, evidenciando a postura de aversão ao risco da empresa.

Por forma a avaliar se o número de TP AT/MT que compõem a reserva operacional atualmente é suficiente, foi necessário distribuir o número de falhas totais por tipo de relação de transformação, ao longo dos dois períodos de 5 anos, respetivamente.

Para isso, foram realizados, por tipo de relação de transformação, 2000 sorteios dos momentos de falha (1000 para cada período de 5 anos), assumindo-se uma distribuição uniforme dos mesmos no tempo.

Para além dessa informação, foi necessário, também, simular o tipo de decisão que será tomada perante a falha, ou seja, se a ação a tomar será a de reabilitar o TP ou a de o abater. Tendo por base o histórico de avarias a partir de 2016, considerou-se que a proporção de TP para abate seria 37% e para reabilitação 63%.

Com estas informações, e tendo presente os tempos médios de reparação e substituição, foi então possível simular o processo de falha, e cruzar, a cada momento, esses dados com os da reserva operacional. Esta análise teve como objetivo a realização de uma gestão dinâmica da reserva, garantindo, assim, que o número de TP AT/MT que se propõe que seja adquirido é o mínimo indispensável.

Tendo em conta as condições detalhas acima, os resultados do modelo, para os períodos PDIRD-E 2021-2025 e PDIRD-E 2026-2030, encontra-se sintetizados na Tabela 3 e na Tabela 4. É também apresentado, para cada uma das categorias, o número de TP que se encontram em reserva atualmente.

Tabela 3 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período PDIRD-E 2021-2025, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva (atualmente)		Nº TP para proposta de aquisição – período PDIRD-E 2021-2025
	7.5 MVA < S <= 20 MVA	S > 20 MVA	
60/15	1	2	5
60/10	4	1	0
60/30	0	2	1
60/30/15	0	1	3
60/30/10	0	0	0
Total	5	4	9

Tabela 4 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período PDIRD-E 2026-2030, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva (atualmente)		Nº TP para proposta de aquisição – período PDIRD-E 2021-2025
	7.5 MVA < S <= 20 MVA	S > 20 MVA	
60/15	1	2	3
60/10	4	1	1
60/30		2	
60/30/15		1	
60/30/10			
Total	**5**	**6**	**4**

Estes valores têm subjacente uma grande aversão ao risco, que corresponde ao cenário indicado pelo percentil 95, das 1000 simulações realizadas, para cada tipo de relação de transformação e período de 5 anos.

4.2. Modelo com base no momento previsto para o fim do ciclo de vida do ativo (RUL)

A segunda abordagem de dimensionamento da reserva operacional teve como objetivo a identificação, num horizonte temporal de curto prazo, as necessidades de investimento em TP AT/MT. Nesse sentido foi realizada uma análise baseada no RUL, onde foram calculadas, para os TP com maior probabilidade de avariarem, as probabilidades de falha, para o período de 2021-2022.

Para além disso, e como o problema se agrava quando ocorrem avarias de vários equipamentos no mesmo período, foram analisadas as probabilidades de falhas simultâneas de conjuntos de 2, 3 e 4 TP. Com base nesses valores, a estimativa do número de TP que se prevê que sejam necessários, no curto prazo, encontra-se apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período 2021-2022, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva		Nº TP a adquirir - período 2021-2022
	7.5 MVA<S<=20 MVA	S>20	
60/15	1	2	1
60/10	4	1	
60/30		2	
60/30/15		1	1
60/30/10			
Total	**5**	**6**	**2**

5. Conclusões

Após a realização do trabalho de apuramento das necessidades de investimento em TP AT/MT para a reserva operacional, chegou-se à conclusão que, no período do PDIRD-E 2021-2025, será necessário adquirir 9 TP AT/MT. Mais concretamente, e tendo em conta os grupos de ligação normalizados para cada tipo de relação de transformação, seriam 5 TP 60/15 YNd11 ou YNd5, 1 TP 60/30 YNyn0 e 3 TP 60/30/15 YNyn0d11 ou YNyn0d5.

O número esperado de falhas anuais de TP AT/MT aumentará substancialmente na próxima década, devido ao envelhecimento dos transformadores. Essa conclusão recomenda a definição de uma estratégia de gestão deste ativo a longo prazo, a qual poderá passar pela substituição antecipada de transformadores em fim de vida.

ANEXO H.4 – FUNDAMENTAÇÃO DOS VALORES DE INVESTIMENTO NECESSÁRIOS PARA A RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS NAS REDES DE MT E AT

Página em branco

Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT

Sumário Executivo

1 Introdução

A necessidade de se proceder a uma adequada e sustentável renovação de ativos está presente na definição dos Planos de Investimento delineados pela EDPD.

Tendo presente essa circunstância, procedeu-se à fundamentação dos valores de investimento de renovação e reabilitação de ativos nas redes AT e MT.

A análise realizada às necessidades de investimento foi concretizada em cinco passos que a fundamenta:

1. Identificação de indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT;
2. Caracterização da situação atual e identificação de tendências verificadas nos últimos anos – análise a efetuar para as principais classes de ativos; identificação dos ativos que já chegaram ao fim da vida útil/amortizados (já não estão a ser remunerados, mas continuam em serviço, com reflexo ao nível do OpEx da EDPD);
3. Impacto da evolução dos consumos na definição da estratégia de renovação da rede;
4. Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos para o período 2021 – 2030 (com maior detalhe no período 2021-2025);
5. Análise dos impactos dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT.

O presente Sumário Executivo apresenta as conclusões obtidas relativamente às necessidades de investimento de Renovação e Reabilitação de Ativos para o período abrangido pelo PDIRD-E 2020.

2 Caracterização da situação atual dos Ativos de MT e AT

Procedeu-se à comparação do volume anual de investimento realizado na RND com as amortizações líquidas de cada exercício, para o período 2007-2018. Os valores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Investimento e Amortizações associadas à RND, período 2007-2018.

Valores em milhares de euros

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amortizações Brutas (não líquidas comparticipações)	145 334	150 066	156 164	142 147	143 978	154 225	156 984	162 594	167 580	169 583	173 734	170 999
Investimento a Custos Totais (não líquido comparticipações)	154 096	168 695	157 926	154 707	177 625	206 710	179 106	198 120	180 161	153 802	137 470	91 781
Investimento / Amortizações	1,06	1,12	1,01	1,09	1,23	1,34	1,14	1,22	1,08	0,91	0,79	0,54

A consulta dos valores apresentados na Tabela 1 permite concluir que o valor dos investimentos realizados na RND ultrapassou o valor das amortizações líquidas até 2015, invertendo-se a situação a partir de 2016. 2018 surge como um ano atípico no que diz respeito ao volume de investimento realizado na RND, estando associado às contingências associadas à entrada em produtivo de um novo sistema informático na EDPD de gestão de ativos (JUMP) que, pela sua

complexidade, obrigou ao adiamento de alguns projetos de investimento na fase inicial de transição entre sistemas.

Apresenta-se na Tabela 2 a base de ativos bruta específica da EDP Distribuição, líquida de subsídios e amortizações. Esta base totaliza 2,7 mil M€, 61% dos quais correspondem a ativos da AT e da MT.

Tabela 2 – Base de ativos bruta específica da EDP Distribuição, líquida de subsídios e amortizações.

Valores em Milhões de Euros	Ativo Bruto Total (1)	Subsídio ao Investimento (2)	Ativo Líquido de Subsídios Total (3) = (1)-(2)	Amortizações Acumuladas (4)	Compensação das Amortizações (5)	Amotizações Acumuladas Líquidas (6) = (4)-(5)	Atívo Líquido de Amortizações total (7) = (3)-(6)	Peso no Ativo Líquido de Amortizações
Específico em AT	**1 023**	**197**	**827**	**595**	**83**	**512**	**315**	**12%**
Linhas Aéreas	682	147	**535**	401	68	**333**	**202**	7%
Cabos Subterrâneos	186	18	**169**	106	6	**101**	**68**	2%
Postos Corte e Seccionamento	96	30	**65**	45	9	**36**	**29**	1%
Equipamento Contagem	3	0	**3**	3	0	**3**	**0**	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	56	2	**54**	39	1	**39**	**16**	1%
Específico em MT	**5 087**	**784**	**4 303**	**3 342**	**405**	**2 936**	**1 367**	**50%**
Linhas Aéreas	1 998	408	**1 590**	1 291	202	**1 090**	**500**	18%
Cabos Subterrâneos	1 034	268	**766**	639	133	**506**	**261**	10%
Subestações	1 895	96	**1 799**	1 311	65	**1 245**	**554**	20%
Postos Corte e Seccionamento	69	9	**60**	31	3	**28**	**32**	1%
Equipamento Contagem	65	2	**63**	58	2	**56**	**7**	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	25	0	**25**	12	0	**12**	**13**	0%
Específico em BT	**6 755**	**1 961**	**4 795**	**5 077**	**1 340**	**3 737**	**1 058**	**39%**
Postos Transformação e Seccionamento	1 459	308	**1 151**	1 028	200	**828**	**322**	12%
Redes e Chegadas	3 464	1 211	**2 253**	2 660	841	**1 819**	**434**	16%
Contadores e acessórios	895	95	**799**	845	95	**750**	**50**	2%
Equipamentos Acessórios e Outros	3	0	**3**	3	0	**3**	**0**	0%
Iluminação pública	841	338	**503**	518	203	**315**	**188**	7%
Equipamentos Telegestão Energia Energy Box	94	8	**86**	22	0	**22**	**64**	2%
Específico EDPD	**12 865**	**2 941**	**9 925**	**9 013**	**1 828**	**7 185**	**2 740**	**100%**

Apresenta-se na Figura 1 a base de ativos bruta específica da RND por nível de tensão e classe de obra.

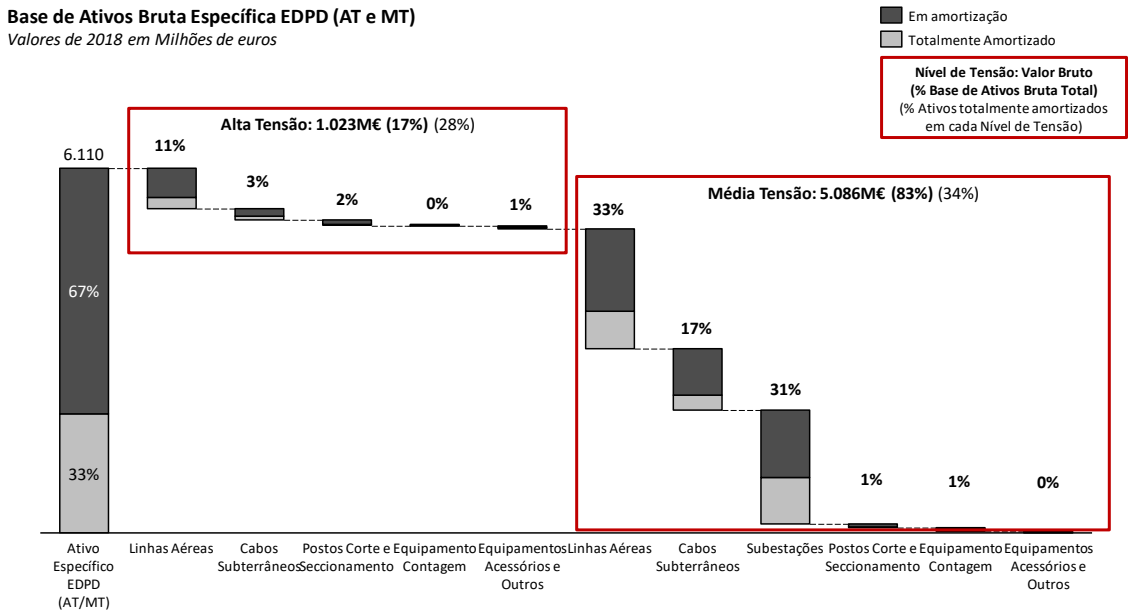


Figura 1 – Base de ativos bruta específica da RND discriminada por nível de tensão e por classe de obra.

A Figura 2 apresenta, para cada SSS, a percentagem de ativos totalmente amortizados face ao total de ativos da SSS (eixo horizontal), o desvio percentual da idade média dos ativos face ao

respetivo tempo de vida útil contabilística (eixo vertical) e, de forma comparativa, o peso dos ativos da SS (em exploração e totalmente amortizados) face à base de ativos bruta específica da RND (diâmetro do círculo).

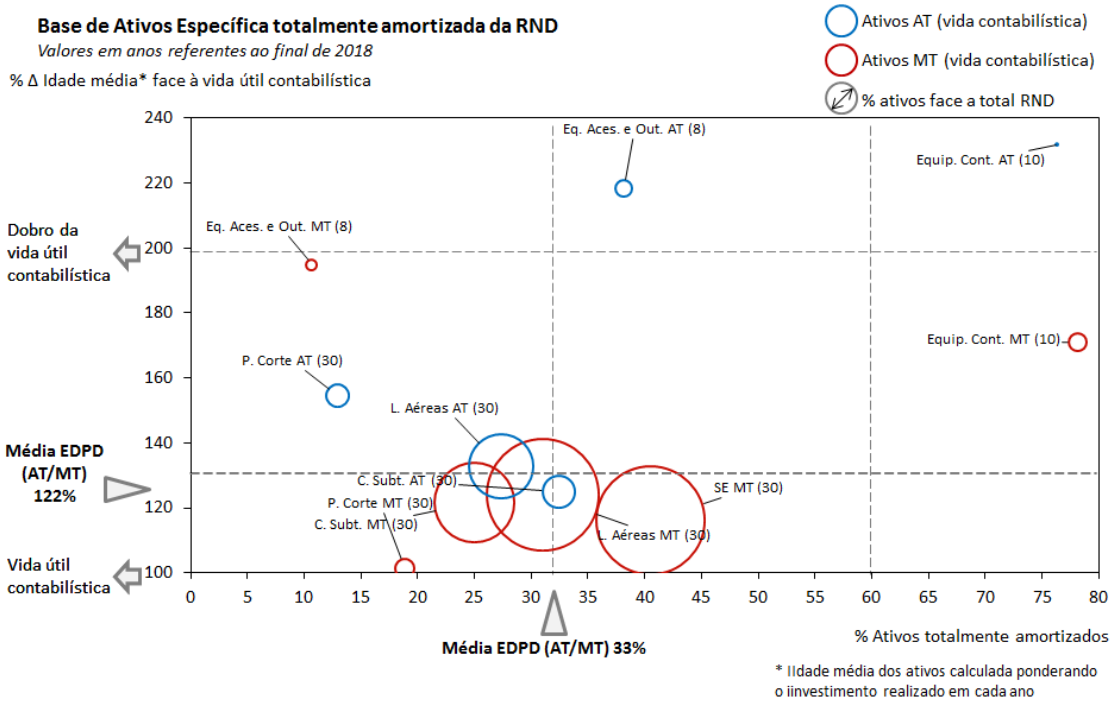


Figura 2 – Base de ativos específica totalmente amortizada da RND (2018).

3 Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação para o período 2021-2025

Procedeu-se à avaliação dos principais ativos da RND, com o objetivo de se identificarem necessidades de investimento associadas à respetiva renovação, tendo em conta a sua condição.

As necessidades de investimento são suportadas pelos seguintes pressupostos:

Rede AT – apresenta um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Para além das suas condições construtivas permitirem longevidades acima dos 30 anos, estes ativos são também alvo de ações de manutenção mais cuidadas, pelo que a sua condição atual pode ser considerada adequada.

Considera-se que as linhas aéreas poderão envelhecer 1 ano (Cenários 1 e 2) ou 2 anos (Cenário 3) até 2025 (passando para uma idade média de 27,9 anos nos Cenários 1 e 2 ou de 28,9 anos no Cenário 3). O envelhecimento de 1 ano da rede aérea implicará na renovação de cerca de 370 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 270 km no período 2021-2025.

Considera-se que os cabos subterrâneos poderão envelhecer 1 ano (Cenário 1) ou 2 anos (Cenários 2 e 3) até 2025 (passando para uma idade média de 19,9 anos no Cenário 1 ou de 21,0 anos nos Cenários 2 e 3). O envelhecimento de 1 ano da rede aérea implicará na renovação de

cerca de 27 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 17 km no período 2021-2025.

Fibra Ótica – com a entrada do Jump, a fibra ótica passa a ser caracterizada como ativo, sendo definido como um troço independente da linha aérea. No entanto, tal caracterização apenas abrange linhas aéreas onde já ocorreram intervenções.

A atual caracterização das fibras óticas dificulta a indicação de um montante destinado à sua renovação independente da renovação dos troços aéreos a que esteja associada.

Os investimentos realizados em fibra ótica, entre 2014 e 2016, foram de 1,6M€/ano. Considerando que 50% do investimento está associado a expansão da rede, estima-se as necessidades de renovação deste ativo em 0,8M€/ano.

TP AT / MT – os TP em serviço apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Atendendo à elevada fiabilidade apresentada por estes equipamentos, o seu elevado custo de aquisição, a realização sistemática de ações de manutenção que permitem acompanhar a condição individual de cada ativo e à constituição de uma reserva operacional de transformadores que garantirão a reserva em caso de falha de transformadores, mas atendendo também a que a idade média já é assinalável, considera-se adequada a consideração de que o parque poderá manter a sua idade média (Cenário 1), envelhecer 1 ano (Cenário 2) ou envelhecer 2 anos (Cenário 3).

A idade média dos TP AT/MT em serviço em 2025 será de 31,9 anos, implicando a renovação de 42 TP AT/MT (Cenário 1), 32,9 anos, implicando a renovação de 33 TP AT/MT (Cenário 2) ou 33,9 anos, implicando a renovação de 24 TP AT/MT (Cenário 3).

Disjuntores AT – apresentam um desempenho adequando, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QDT associados à RND.

Considera-se que os disjuntores AT poderão envelhecer 1 ano (Cenário 1) ou 2 anos (Cenários 2 e 3) até 2025 (passando para uma idade média de 24,1 ou de 25,1 anos, respetivamente). O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de 150 disjuntores ao longo do período de 2021-2025, sendo que o envelhecimento de 2 anos implica na renovação de cerca de 120 disjuntores. A renovação deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo.

Disjuntores MT – apresentam um desempenho adequando, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QDT associados à RND.

Considera-se que os disjuntores MT poderão manter a sua idade atual (Cenário 1), envelhecer 1 ano (Cenário 2) ou 2 anos (Cenário3) até 2025 (passando para uma idade média de 20,0, 20,9 ou de 21,9 anos, respetivamente). A manutenção da idade atual implicará na renovação de cerca de 730 disjuntores. O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de cerca de 585 disjuntores e o envelhecimento de 2 anos implicará na renovação de cerca de 445 disjuntores ao longo do período de 2021-2025. A renovação deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo, bem como sobre aqueles cujo poder de corte é menos adequado às características da instalação em que se encontram inseridos.

Escalões de Baterias de Condensadores – considera-se ser necessário proceder à renovação dos escalões de baterias de condensadores, ainda que estes apresentem um risco negligenciável de condicionarem a operação da RND.

Prevê-se a necessidade de se proceder à renovação de cerca de 70 escalões de baterias de condensadores no período 2021-2025, reduzindo a idade média destes equipamentos para 17,1 anos (cenários 1 e 2). O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média de 18,1 anos, através da renovação de 57 unidades nesse período.

Baterias e alimentadores de corrente contínua – considera-se ser necessário proceder à renovação das baterias e alimentadores de CC, os quais são críticos para que se possa assegurar a operação das instalações em regime perturbado.

Prevê-se a necessidade de se proceder à renovação de cerca de 80 escalões de baterias e alimentadores de CC no período 2021-2025, reduzindo a idade média destes equipamentos para 11,3 anos (cenários 1 e 2). O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média de 12,3 anos, através da renovação de 57 unidades nesse período.

Sistemas de Neutro – no passado a EDPD promoveu um programa permitindo a uniformização de regimes de neutro, que se traduziu na aquisição de um elevado número de sistemas de neutro. Concluído esse programa, o número de sistemas de neutro a adquirir em cada ano será inferior ao da média dos últimos anos.

Sendo muitos dos sistemas de neutro de fabrico recente, o investimento de renovação destes equipamentos, que passam pela manutenção da respetiva idade média ao longo do período 2021-2025 (cenário 1) ou no aumento da idade média em 1 ano ao longo desse período (cenários 2 e 3), implica na aquisição de cerca de 40 ou 30 sistemas, respetivamente. A idade média no final do período seria então de 18,8 anos no cenário 1 ou de 19,8 anos nos cenários 2 e 3.

URT/SPCC – alguns sistemas de URT/SPCC apresentam tempos de vida útil que recomendam a sua renovação, a que acrescem as necessidades de renovação associadas à dotação de funcionalidades adicionais.

Por isso, em todos os cenários se prevê a substituição das unidades mais antigas, mantendo a idade média dos sistemas de URT/SPCC ao longo do período 2021-2025 nos atuais 11,7 anos. Essa renovação implica na substituição de cerca de 85 unidades ao longo do período.

Rede MT – as redes MT aéreas estabelecidas em condutores de seção reduzida, sendo mais antigas, apresentam também características mecânicas e elétricas que se traduzem num pior desempenho no que diz respeito à Qualidade de Serviço proporcionada, à Eficiência de Rede e à Eficiência Operacional.

As redes de seção reduzida também podem não estar adequadamente dimensionadas face à evolução das potências de curto-circuito verificadas na RND desde o seu estabelecimento. Essa circunstância também contribui para a priorização de intervenções de renovação de redes MT em fim de vida útil.

Consideraram-se cenários de renovação de rede MT aérea baseados nas seções existentes e na duração máxima do defeito trifásico que podem suportar. O valor que se considera, para os três cenários, permitirá renovar integralmente as redes estabelecidas em condutor Cu 10 mm^2, Cu 16 mm^2 e Al-Aço 20 mm^2 no período 2021-2030, bem como a remodelação de todos os troços

não dimensionados para suportarem a corrente de defeito durante 1,5 seg. (nota: as proteções deverão poder eliminar essa corrente de defeito em caso de falha da função de backup de máxima intensidade do painel de chegada do TP AT/MT). Com esse pressuposto, serão renovados 2.926 km de rede MT aérea no período 2021-2025 e 2.470 km de rede no período 2026-2030.

Consideraram-se cenários de renovação de rede MT subterrânea baseados no número de avarias registado por troço, com o objetivo de garantir a substituição daqueles que apresentam uma condição mais degradada, dando origem a mais interrupções. Surge uma preocupação com redes mais envelhecidas estabelecidas em cabo subterrâneo seco nos concelhos de Lisboa e Loures (LXHIOV e LEHIOV), que revelam ter uma probabilidade de falha superior à verificada para a generalidade da rede subterrânea, bem como a remodelação de todos os troços não dimensionados para suportarem a corrente de defeito durante 1,5 seg. (nota: as proteções deverão poder eliminar essa corrente de defeito em caso de falha da função de backup de máxima intensidade do painel de chegada do TP AT/MT). Com esse pressuposto, serão renovados 721 km de rede MT subterrânea no período 2021-2025 e igual valor no período 2026-2030.

OCR – apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com relacionadas com o seu envelhecimento. Não obstante, os equipamentos mais antigos podem apresentar limitações caso sejam explorados como normalmente fechados (caso dos OCR1). Existem 63 aparelhos nessa situação. Considera-se ainda, como mais críticos, os aparelhos com mais de 15 anos de idade e que apresentam uma disponibilidade inferior a 99% e eficácia inferior a 95.5% (num total de 25 aparelhos).

Assim, no cenário 1 prevê-se a manutenção da idade média destes aparelhos em 7,8 anos durante o período 2021-2025, obrigando à renovação de cerca de 840 aparelhos. Nos cenários 2 e 3 prevê-se o aumento da idade média em 1 ano, passando pela renovação de cerca de 620 aparelhos.

PST – prevê-se a necessidade de renovação de 200 URR Schneider, instaladas até 2004, e que não podem ser atualizadas por se tratar de equipamentos com “cartas de configuração DOS”, com impacte na correta datação dos eventos.

4 Resumo das necessidades de renovação de ativos

Com base nos valores apresentados nos pontos anteriores, chega-se aos valores apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo das necessidades de renovação e modernização (M€). Nota: A preto (bold) os valores considerados no Cenário 2, a Azul os valores considerados no Cenário 1 e a vermelho os valores considerados no Cenário 3. Relativamente aos TP AT/MT, URT/SPCC e Telecomando MT considerou-se apenas o cenário apresentado a preto (bold).

Ativos	Rejuv. 2 Anos (M€)	Rejuv. 1 Ano (M€)	Man. Idade (M€)	Env. 1 Ano (M€)	Env. 2 Anos (M€)	Env. 3 Anos (M€)
Rede AT - Troços Aéreos			28,5	**22,1** 22,1	16,0	10,0
Rede AT - Troços Subterrâneos			12,2	8,7	**5,6** 5,6	2,8
Fibra Ótica				4,0 4,0 4,0		
TP AT/MT			27,1	**21,9**	17,1	12,3
Ativos de Subestação e Postos de Corte						
Disjuntores AT			30,7	25,1	**19,9** 19,9	15,1
Disjuntores MT			29,3	**23,4**	17,8	12,5
Escalões de Baterias		**1,5** 1,5	1,3	1,0	0,7	
Alimentadores CC	5,7	**4,3** 4,3	3,1			
Sistemas de Neutro			1,2	**0,9** 0,9	0,6	0,3
URT/SPCC		37,3	**29,8** 29,8 29,8			
Telecomando MT						
OCR		18,7	14,2	**10,6** 10,6	7,4	4,4
URR (PST)				**0,6** 0,6 0,6		

Para a Rede MT optou-se por realizar outros cenários de investimento sem considerar a idade destes ativos, que se apresentam na Tabela 4. Considera-se o mesmo valor para os três cenários (indicados a bold na tabela).

Tabela 4 – Resumo dos cenários de necessidades de renovação e modernização (M€) para a rede aérea e subterrânea MT.

Ativos	Cenários de Renovação	Inv. Renov (M€)
Rede Aérea MT	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e Icc 0,5s	41,6
	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e Icc 1,5s	81,1
	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e Icc 3s	160,4
	Icc 1,5s | Cu 10, Cu 16 e AA 20	**93,6**
	Icc 3s | Cu 10, Cu 16 e AA 20	266,2
Rede Subterrânea MT	troços > 2 avarias	25,8
	> 3 avarias e Cabos LSB e LRS	80,1
	> 4 avarias e Cabos LSB e LRS	76,3
	Icc 1,5s e Cabos LSB e LRS	**44,7**
	Icc 3s	22,2

5 Impacto dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT

A renovação das redes é fundamentalmente suportada por 3 drivers: acompanhamento da evolução da procura (através do reforço da capacidade estipulada), modernização tecnológica e renovação de equipamentos em fim de vida útil.

Relativamente ao acompanhamento da evolução da procura da energia elétrica, prevê-se que a expansão da rede represente um investimento de cerca de 120 M€ no período 2021-2025 para os ativos incluídos no âmbito deste documento. A modernização tecnológica é particularmente importante na definição dos cenários associados a URT/SPCC, onde a renovação faz-se substituindo equipamentos por outros com funcionalidade acrescidas. Relativamente à renovação de ativos em vida útil, prevê-se ainda para este PDIRD-E a manutenção da idade média para a generalidade dos ativos (com um envelhecimento associado às redes MT). A EDPD está a melhorar as suas ferramentas de análise da condição e do risco, já recorrendo a novas ferramentas na avaliação da condição de TP AT/MT neste PDIRD-E procurando alarga-las a outros ativos, para melhorar a sua capacidade de previsão das necessidades de renovação de longo prazo, atendendo à tendência de envelhecimento dos ativos da RND.

Não obstante, sublinha-se a preocupação com a idade média já apresentada para alguns ativos – com destaque para TP AT/MT – que indicia (e conforme os modelos de via útil restante suportam) a necessidade de se proceder a um ritmo de renovação mais agressivo, sob pena se assistir a um aumento substancial do número de falhas por degradação da condição após o período de 2021-2025.

A Figura 3 mostra a evolução da idade média contabilística dos ativos em exploração considerados neste estudo para o Cenário de investimento do PDIRD-E.

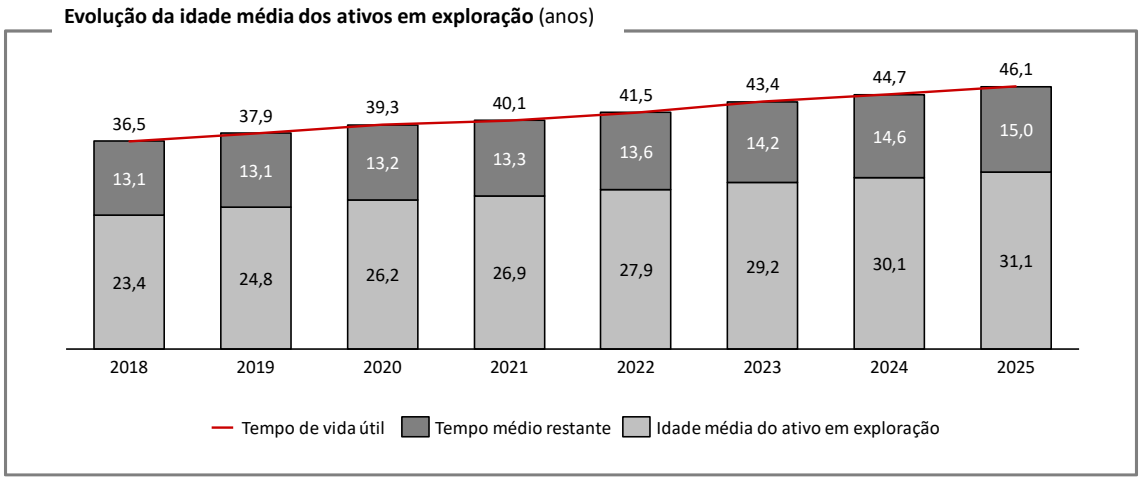


Figura 3 – Evolução prevista dos indicadores tempo de vida útil, idade média dos ativos em exploração e tempo médio de vida restante

ANEXO H.5 – PATH - PREDICTING TRANSFORMER HEALTH (ATUALIZAÇÃO)

Página em branco

PATH

Predicting Transformer Health

Sumário Executivo

O projeto PATH, desenvolvido pela EDP Distribuição (EDPD) com o INESC TEC e apresentado no PDIRD-E 2018, teve como foco a análise de condição do transformador numa perspetiva descritiva (curto prazo) e preditiva (longo prazo) tendo por base a modelação e estimação da sua condição. Ao longo do projeto foram atingidos os seguintes objetivos:

- Caracterizar a condição dos diferentes transformadores AT/MT;
- Identificar os fatores estatisticamente significativos que afetam a fiabilidade dos transformadores AT/MT;
- Comparar a importância de cada fator;
- Estimar a condição do transformador no curto e longo prazo;
- Estabelecer relações de causa-efeito;
- Prever a fiabilidade dos sistemas considerados em função dos fatores identificados.

Para além destes objetivos, existia também a expetativa de que o trabalho realizado acrescentasse benefícios intangíveis como a divulgação dentro da equipa de trabalho das melhores práticas em engenharia da fiabilidade e a disseminação de *know-how* avançado dentro da área.

O projeto resultou na elaboração e entrega à EDPD, por parte do INESC TEC, de um modelo de avaliação dos TP AT/MT, o qual é atualizável com os dados das análises ao óleo realizadas pelo LABELEC. Os resultados apresentados neste relatório dizem respeito à atualização mais recente dessa análise, realizada com dados de 2019.

Análise de Condição de Curto Prazo

Para analisar a condição do transformador numa perspetiva de curto prazo concluiu-se que seria interessante alocar uma maior ênfase nas análises do DGA, visto que estas permitem detetar indícios de potenciais falhas internas. Com base nos dados disponibilizados e na melhoria do conhecimento sobre a análise de condição do equipamento, foram desenvolvidos métodos de controlo para os vários resultados dos testes de modo a prever defeitos e falhas. Para além disso, procurou-se identificar algumas condições e padrões registados no histórico, de forma a tornar a análise de condição do transformador mais robusta. O algoritmo desenvolvido agrega cinco ideias essenciais:

1. Determinar se o transformador apresenta ou não indícios de falhas/defeitos;
2. Diagnosticar a condição do transformador tendo por base os métodos existentes na literatura com base na análise do DGA;
3. Perceber qual o impacto de concentrações passadas no transformador;
4. Calcular a nota final do transformador tendo por base o diagnóstico, o histórico e a concentração absoluta dos gases;
5. Avaliar o grau de confiança com que é atribuído o diagnóstico ao respetivo transformador.

A condição do transformador é calculada numa escala de [0;10], sendo 0 a melhor nota possível e 10 a pior. Dos dados utilizados do DGA para alimentar o modelo, apenas seis gases são utilizados para analisar a condição do transformador dado que são os que têm mais preponderância na deteção de falhas internas:

- H_2 (Hidrogénio)
- CH_4 (Metano)
- CO (Monóxido de carbono)
- C_2H_2 (Acetileno)
- C_2H_4 (Etileno)
- C_2H_6 (Etano)

Analisando os dados do DGA disponibilizados através do algoritmo da análise de condição, foi possível ter uma perceção da situação atual dos transformadores em pior condição. Considerando que a nota de condição mais gravosa que um transformador pode ter é 10, podemos verificar na Tabela 1 que o transformador que se encontra em pior condição, para as colheitas de dados mais recentes para cada TP AT/MT, são o Terena 2 e o Ermal 2, ambos com uma nota de 6,5. O nível de confiança atribuído pelo modelo também permite entender qual o grau de assertividade com que é dada a avaliação da condição do transformador. A confiança atribuída à nota é dada por três níveis distintos: “Muito Elevada”,” Elevada” e “Moderada” sendo que a última é o nível mais baixo de confiança do algoritmo. A confiança é medida de acordo com a concordância no diagnóstico de falha/defeito dos métodos existentes na literatura que são aplicados às análises de óleo recolhidos.

Tabela 1 - Top 20 transformadores AT/MT com pior classificação obtida através do algoritmo de condição

Transformador	Nota de condição	Confiança da nota
ERMAL 2	6,5	Elevada
TERENA 2	6,5	Elevada
GLÓRIA 1	6,3	Muito Elevada
MOURA 2	6,2	Moderada
PORTEL 1	6,1	Muito Elevada
ARCO CARVALHÃO 2	6	Muito Elevada
REBOLEIRA 1	5,8	Moderada
ALFARELOS 1	5,7	Muito Elevada
FÁTIMA 1	5,7	Muito Elevada
ANTAS 2	5,5	Moderada
CADAVAL 2	5,5	Moderada
MARCO DE CANAVESES 1	5,5	Muito Elevada
MONSERRATE 2	5,5	Moderada
TROVISCOSO 3	5,5	Moderada
VALE TEJO 1	5,5	Moderada
GALA 1	5,4	Moderada
MOITA 2	5,4	Moderada
SERZEDO 1	5,4	Moderada
TROVISCOSO 1	5,4	Moderada
ALBERGARIA 2	5,3	Moderada

Na Figura 1 é possível observar a distribuição da condição dos transformadores, sendo que apenas estão representadas no histograma as últimas notas de cada transformador. Refira-se que o algoritmo analisou 715 transformadores (de um universo de 766), uma vez que os restantes não cumpriam todas as necessidades de dados para a sua análise.

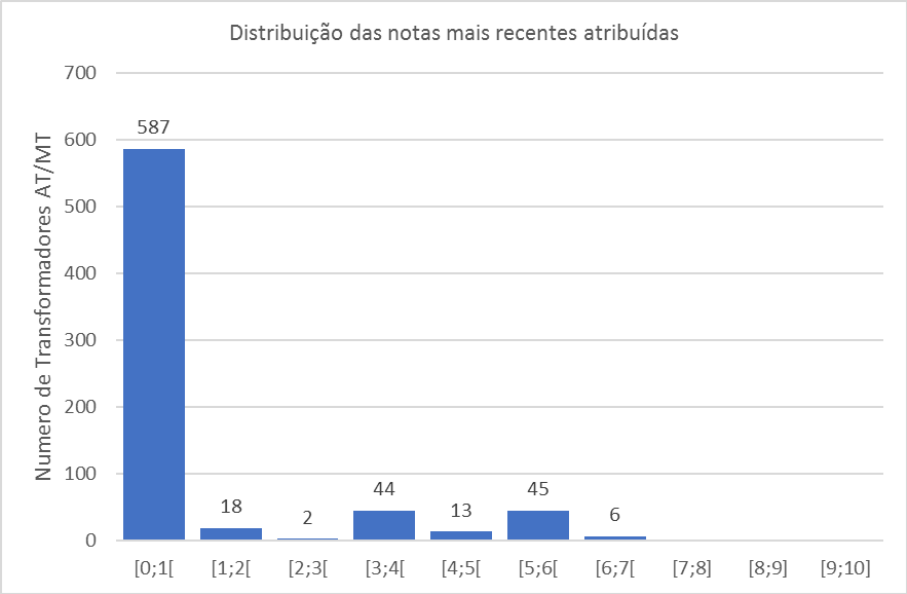


Figura 1 - Panorama atual da condição dos transformadores

Análise de Condição de Longo Prazo

No que se refere à caracterização do transformador numa perspetiva de longo prazo, optou-se pela análise da condição do papel de isolamento do transformador. Este mesmo modelo, para além dos fatores considerados na análise, é capaz de realizar uma análise preditiva da condição de papel do transformador ao longo do tempo. Deste modo, o modelo desenvolvido permite calcular a condição do papel num horizonte temporal de 5 anos, e foi designado por RUL (*Remaining Useful Life*).

O cálculo da previsão da condição do transformador é efetuado através do histórico de envelhecimento do papel (modelo teórico de degradação) conjugado com os fatores que influenciam essa mesma degradação. Fundamentalmente, o modelo calcula o Δd de degradação do papel e usa k registos históricos dessa mesma degradação para fazer o *forecast* no período estabelecido t. Posteriormente o cálculo do RUL é feito tendo por base a curva teórica de *Degree of Polymerization* (DP) do papel. A fórmula de cálculo final que permite efetuar a previsão do RUL é dada pela seguinte equação:

$$RUL_{t+k} = 60 * \frac{1200 - DP_t^{teorico} * \Delta d_k(t)}{1200 - 120} \quad (1)$$

Conforme os dados vão sendo recolhidos e introduzidos na base de dados para um determinado transformador, o modelo vai ajustando dinamicamente a curva de base teórica de forma a avaliar e prever a condição do transformador.

Analisando os dados que permitem avaliar a condição do papel através do modelo desenvolvido, na Tabela 2 é possível encontrar os 20 transformadores que apresentam uma degradação expectável mais avançada do papel (RUL) num horizonte de 5 anos (excluindo os que se encontram aparcados em INE). O cenário mais conservador para cada um dos transformadores, que apresenta a data a partir da qual a falha é esperada com nível de garantia de um desvio-padrão, também é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Transformadores que apresentam uma maior degradação do papel

Transformador	Ano limite de troca Cenário Conservador	Ano limite de troca Cenário Expectável
CUBA 2	2020	2020
GUARITA 3	2020	2020
OURIQUE 1	2020	2020
SÃO TEOTÓNIO 1	2020	2020
SERPA 2	2020	2020
CUBA 1	2020	2021
TROVISCOSO 3	2020	2022
GRÂNDOLA 2	2020	2022
TORRES VEDRAS 1	2020	2022
ABÓBODA 2	2020	2023
FRANCE 2	2020	2023
GRÂNDOLA 1	2020	2023
ABÓBODA 1	2021	2024
ESTORIL 2	2021	2024
LOUSADO 2	2021	2024
VALPAÇOS 1	2021	2024
MORA 1	2021	2024
POCEIRÃO 1	2021	2024
TORRES VEDRAS 2	2021	2024
TREMÊZ 1	2021	2024

Com os resultados obtidos é possível perceber que existe um conjunto transformadores que devem ser substituídos num horizonte de 5 anos, uma vez que se prevê atingirem um estado que se considera como o final de vida útil. Na Figura 2 é possível observar a estimativa do ano em que a condição do papel do transformador entra num estado mais crítico considerando o cenário expectável.

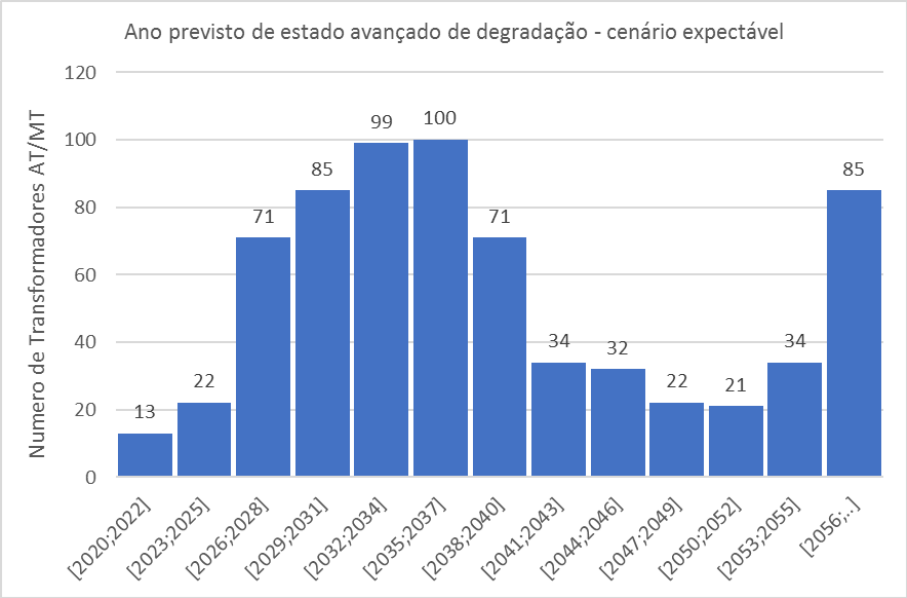


Figura 2 - Cenário expectável de degradação

É importante referir que o algoritmo desenvolvido analisou 689 transformadores pelas mesmas razões anteriormente referidas.

Conclusão

Os resultados obtidos pelo modelo PATH, atualizados com as análises mais recentes efetuadas aos transformadores AT/MT, permitem concluir que, ainda que a condição da generalidade dos transformadores AT/MT apresente bons resultados, a vida útil restante esperada desses mesmos transformadores comece a propiciar sinais de preocupação, como consequência do seu envelhecimento. Se nos primeiros anos de vigência do PDIRD-E 2020 o número de TP AT/MT a atingir o final da sua vida não é preocupante (13 no período 2020-2022), esse número sobe para 22 nos últimos três anos do PDIRD-E 2020. No triénio seguinte o número sobe substancialmente (para 71, ou seja, cerca de uma avaria em TP AT/MT por cada quinzena), o que desafia a capacidade da cadeia de fornecimento para garantir a instalação de novos equipamentos e poderá originar um número de interrupções de serviço elevado, se não se proceder a uma estratégia de substituição antecipada.

Página em branco

ANEXO H.6 – RENOVAÇÃO DE ATIVOS AT E MT - SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA (SACC)

Página em branco

Sumário Executivo

Renovação de Ativos AT e MT – Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC)

Abril 2020

1. Introdução

A definição dos processos, metodologias e critérios que presidem à renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC) não só de Subestações e Postos de Corte AT e MT, mas também de Postos Repetidores, é fundamental para este ativo crítico da RND.

Os SACC são um ativo crítico visto que se destinam a alimentar em permanência todos os circuitos de corrente contínua existentes em Subestações e Postos de Corte AT e MT e Postos Repetidores e, em simultâneo, à carga da bateria que dará recurso aos mesmos no caso de falha da rede elétrica (p.e. em situações regime perturbado).

Face ao exposto, torna-se relevante não só definir o processo de identificação de necessidades de renovação de SACC, mas também descrever a metodologia de priorização das mesmas, e seu enquadramento nos planos de investimento, resumindo-se de seguida:

- A Caracterização dos SACC em Serviço
- O Processo de Identificação de Necessidades de Renovação de SACC
- A Metodologia de Priorização de Necessidades de Renovação de SACC
- O Enquadramento das Necessidades em Programas de Investimento

2. Caracterização dos SACC em Serviço

Os SACC são constituídos por dois componentes principais: o alimentador e a bateria, cujas especificações estão normalizadas, contudo ainda subsistem na rede soluções distintas, designadamente em instalações mais antigas.

Atualmente, estão em serviço 650 baterias sendo a grande maioria (81,5%) do tipo alcalino, e idade média global de 8,5 anos e 641 alimentadores, com idade média global de 12,73 anos. Importa referir que o período de vida útil contabilístico de ambos os ativos é de 10 anos.

	Subestações e Postos de Corte AT e MT	Postos Repetidores	Média Global
Alimentadores 48 Vcc	23,0	17,4	12,73
Alimentadores 110 Vcc	11,2	17,0	
Baterias Alcalinas	8,8	23,1	8,5
Baterias Ácidas	5,4	7,1	

Tabela 1. Idade das Baterias e dos Alimentadores dos SACC existentes na RND

3. Processo de Identificação de Necessidades de Renovação de SACC

O processo de identificação de necessidades de renovação de SACC em Subestações e Postos de Corte AT e MT para o ano n+1, está representado na Figura 1, sendo distinto para Baterias Alcalinas, visto que o algoritmo utilizado para avaliação da condição deste ativo pode ser corrido massivamente, o que permite anualmente avaliar a condição de todas as baterias alcalinas.

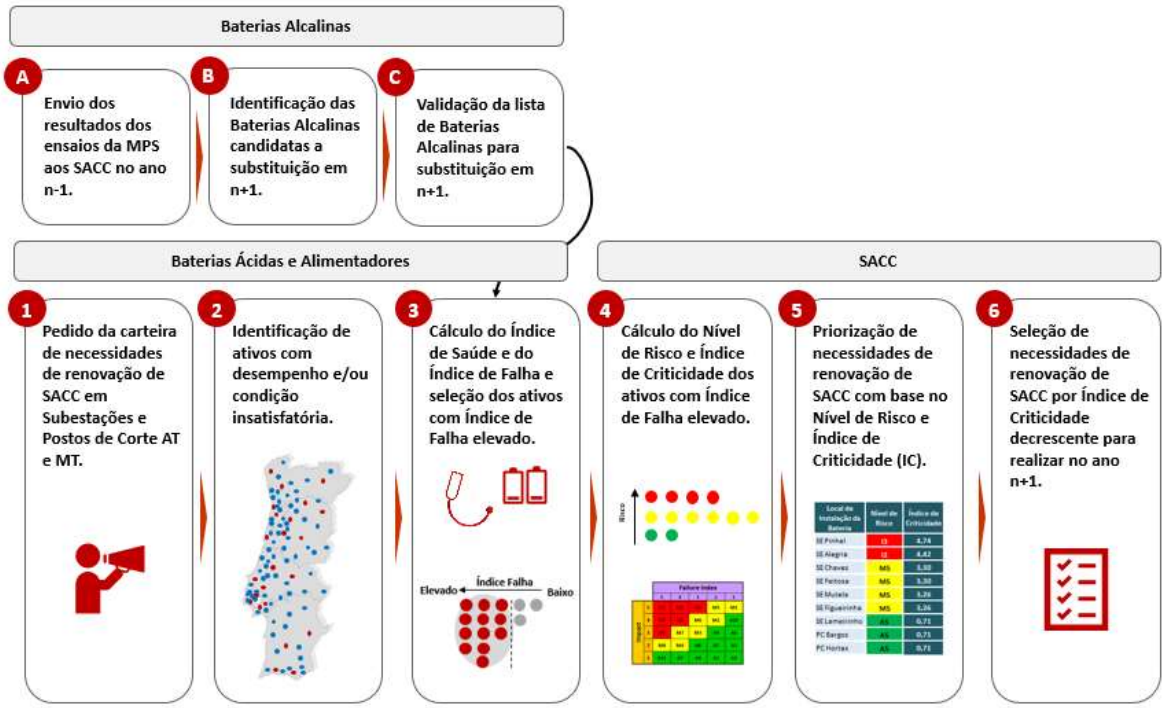


Figura 1. Processo de Identificação de Necessidades em Subestações e Postos de Corte AT e MT

O processo relativo a Postos Repetidores, exposto na Figura 2 é, muito semelhante ao descrito anteriormente, apresentando duas diferenças fundamentais: avaliação anual da condição dos SACC de todos os Postos Repetidores e a priorização das necessidades realizada por Índice de Falha decrescente.

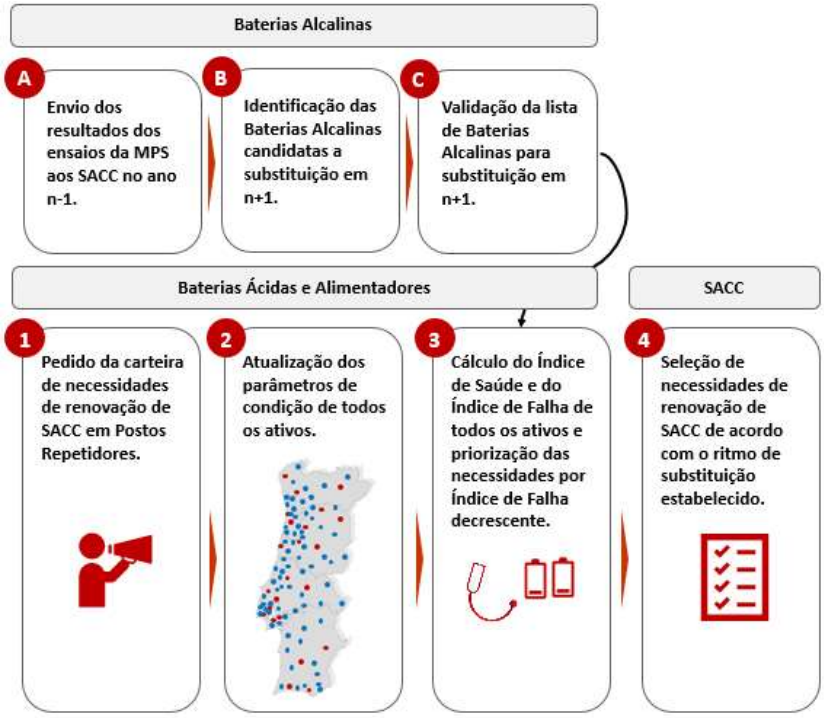


Figura 2. Processo de Identificação de Necessidades em Postos Repetidores

4. Metodologia de Priorização de Necessidades de Renovação de SACC

A metodologia de priorização de necessidades de renovação de SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade associado à sua falha e tem como base a utilização de uma Matriz de Risco. Realizada a seleção de ativos com condição e/ou desempenho insatisfatório, procede-se à determinação dos respetivos indicadores de condição - Índice de Saúde (IS) e Índice de Falha (IF).

O cálculo Índice de Saúde dos Alimentadores resulta da ponderação dos seguintes parâmetros: idade, desempenho operacional e corrosão do armário, já o das Baterias Ácidas, considera os seguintes: idade, tensão após descarga, corrosão dos elementos da bateria e corrosão do armário. A determinação do Índice de Saúde de Baterias Alcalinas está alinhada com a metodologia DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (ofgem), permitindo calcular de forma massiva e automatizada a condição de todos os ativos deste tipo, sendo o objetivo de médio prazo estender a aplicação da mesma a Baterias Ácidas e Alimentadores.

A falha de um SACC não depende apenas da sua condição, sendo também influenciada pela envolvente em que está inserido, ou seja, por fatores externos tais como a temperatura e a poluição, entre outros. O cálculo do Índice Falha é uma ponderação do Índice de Saúde com os fatores externos representando o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha.

Os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado são selecionados para avaliação da consequência da falha (CdF), nos valores de negócio da Empresa: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade, Qualidade de Serviço, Económicos. A combinação do Índice de Falha e da consequência da falha é classificada numa matriz de risco de dimensão 5x5 (25 quadrantes), correspondendo cada uma a um dado nível de risco (qualitativo), agrupados em três tipos: inaceitável, moderado ou aceitável. Adicionalmente, determina-se o Índice de Criticidade que corresponde à quantificação do nível de risco associado à falha de um determinado SACC, permitindo ordenar de forma inequívoca um determinado conjunto de ativos, por criticidade decrescente.

A metodologia de priorização de necessidades de renovação de SACC de Postos Repetidores é realizada por Índice de Falha decrescente, ou seja, não é determinado o risco associado à falha deste ativo pelos motivos a seguir expostos.

A consequência da falha do SACC de um Posto Repetidor deve ser avaliada através de duas componentes:

1. A impossibilidade de comunicação com as unidades de telecomando da rede de média tensão (PTD, PS e OCR) afetas a esse Posto Repetidor;
2. A impossibilidade de comunicação rádio entre viaturas de piquete, na zona de influência desse Posto Repetidor.

As consequências descritas anteriormente são severas mas apenas se manifestam em caso de falha simultânea do SACC do Posto Repetidor e da rede de média tensão que lhe está

associada, o que como se compreende é um evento de probabilidade muito reduzida, conduzindo assim a uma quantificação do impacto com severidade reduzida e níveis de risco baixos (moderados e aceitáveis), o que levou ao abandono desta metodologia para Postos Repetidores.

Contudo, e dada a relevância e criticidade do SACC de um Posto Repetidor, importa cumprir um ritmo de renovação apropriado para manter o número de falhas reduzido e o desempenho adequado, pelo que se optará por estabelecer um ritmo médio de substituição de 5 SACC por ano, permitindo em cerca de 10 anos renovar todo o parque, o que corresponde ao período de reintegração completa destes ativos.

5. Enquadramento das Necessidades em Programas de Investimento

O Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT inclui um subprograma que visa a criação de projetos para renovação de SACC cuja descrição se encontra no PDIRD-E, e onde serão incluídas as necessidades referentes tanto a SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT como a Postos Repetidores.

A verba atribuída ao referido subprograma tem por base o estudo "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT", revisto de 2 em 2 anos, e incluído no PDIRD-E.

Anualmente, tendo em consideração a verba atribuída ao subprograma serão selecionados os ativos a renovar no ano n+1, sendo estes incluídos no OIRD elaborado e enviado à ERSE anualmente até 15 junho. A referida seleção é realizada tendo em consideração as necessidades de substituição de SACC mais prioritárias em Subestações, Postos de Corte AT e MT e Postos Repetidores.

6. Conclusão e Melhoria Contínua

O presente documento clarifica o processo de identificação de necessidades de renovação de SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT, e de Postos Repetidores, respetiva priorização e enquadramento em programas de investimento, assegurando o bom desempenho da RND com custos justificados e risco controlado.

A EDP Distribuição, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação de ativos, aperfeiçoará a médio prazo, a metodologia de avaliação da condição de Baterias Ácidas e Alimentadores, tendo como base o já desenvolvido para as Baterias Alcalinas, alinhada com a metodologia DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (ofgem).

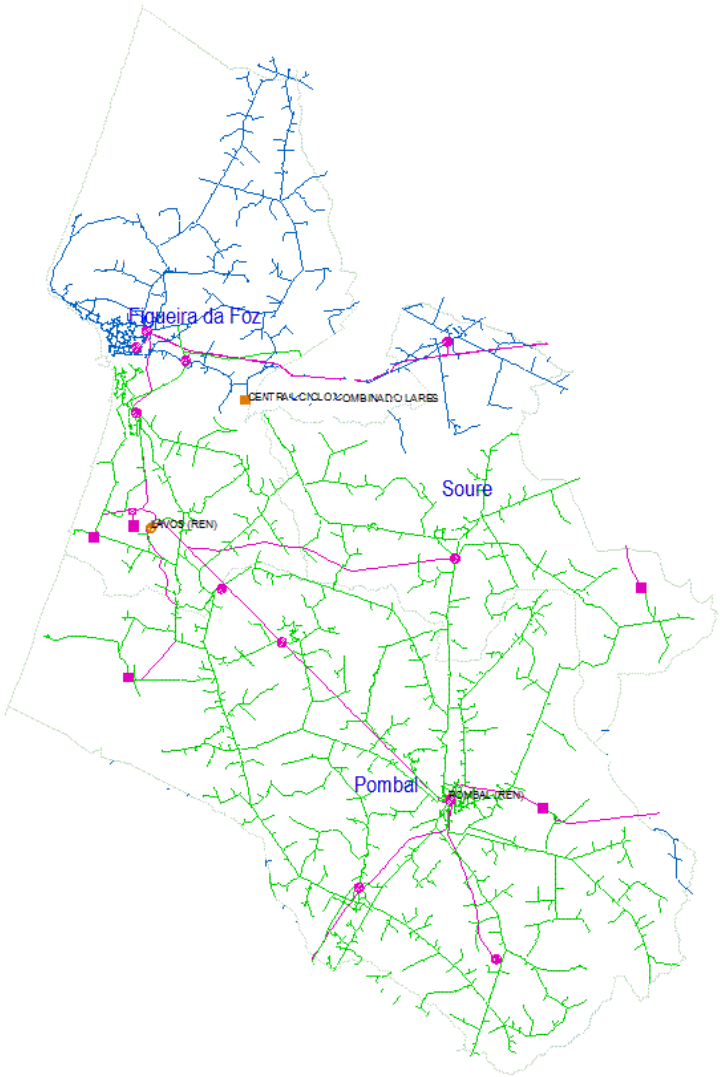
Página em branco

ANEXO H.7 – PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL – RELATÓRIO DE IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS

Página em branco

PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL

RELATÓRIO DE IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS



Junho 2020

Resumo

1. Enquadramento 3
2. Objetivos 4
3. Implementação do Projeto Piloto 5
3.1. Metodologia 5
3.2. Interação com os Proprietários 6
3.3. Análise e Ponto de situação 7
3.4. Custos reais 10
3.5. Análise de Qualidade de Serviço Técnica das Linhas 13
4. Conclusões e Resultados 16
Anexo 1 – Fluxograma de Obtenção de Acordo com os Proprietários 18
Anexo 2 – Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT 19

1. Enquadramento

A tempestade do Gong, ocorrida em 2013, causou grandes estragos nas Linhas Aéreas AT e MT, provocando indisponibilidades de fornecimento aos clientes, que representaram em 3 dias o equivalente a cerca de 40% do TIE durante todo o ano na totalidade do País.

A EDP Distribuição, em conjunto com o IPMA e a Universidade de Lisboa, elaboraram um Estudo com o objetivo de contribuir para o mapeamento da vulnerabilidade da infraestrutura elétrica aérea a efeitos meteorológicos.

Neste enquadramento, e no âmbito de Estudos de avaliação de risco das linhas elétricas, constatou-se que havia árvores cujo porte, implantação ou estado, mesmo que situadas fora da faixa de proteção, podem vir a danificar as linhas aéreas aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos (tais como ventos ciclónicos, temporais e altas temperaturas devidas a incêndios), de caráter imprevisível e incontrolável;

Os referidos Estudos motivaram a criação do Projeto Piloto do Louriçal, que visou aumentar a resiliência da Rede Elétrica através de intervenções de reflorestação, após o corte de árvores, que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das linhas elétricas AT e MT.

O projeto destinou-se a controlar o risco para as linhas AT e MT decorrente do derrube ou do varejamento de árvores fora da faixa de proteção definida legalmente. Desenvolveu-se na zona do Louriçal, incluindo áreas dos concelhos de Pombal, Soure e Figueira da Foz. Foi previsto um investimento de 1.780k€ e a sua conclusão em 2017.

A dificuldade de implementação do piloto no terreno, contudo, não permitiu a sua conclusão na data prevista. Para se concretizar os objetivos definidos é necessário, em primeiro lugar, proceder-se ao levantamento do cadastro de proprietários de terrenos dentro e nas áreas limítrofes à faixa de proteção, tarefa que se revelou complexa devido à pequena dimensão das parcelas predominantes na região. Segue-se a necessidade de identificar as áreas de risco e proceder ao contacto dos proprietários das áreas identificadas, para despoletar as intervenções no terreno. Esse procedimento revelou-se mais moroso e com custos superiores aos esperados.

O processo de identificação das áreas de risco, sendo inovador, recorrendo à tecnologia LiDAR e a cartografia de ocupação de solo, cuja última atualização disponível é de 2012, não apresentou resultados satisfatórios. Concluiu-se, na fase de identificação dos proprietários, quando se foi ao terreno, que a COS continha imprecisões na identificação das espécies arbustivas existentes. O elevado grau de precisão exigido pela metodologia na identificação das espécies arbustiva e respetivas distâncias recomendam a sua aplicação apenas quando for possível proceder, em simultâneo, à identificação automática de distâncias (pelo LiDAR) e da espécie por intermédio dos voos de reconhecimento.

Apesar dos constrangimentos procedeu-se à intervenção, com reflorestação, das duas linhas que apresentavam maior risco na região do Louriçal - Louriçal- Torneira I e Louriçal-Paião –, verificando-se nos temporais recentes, uma diminuição substancial dos incidentes em comparação com as linhas vizinhas e os temporais anteriores.

Verificou-se ainda um elevado nível de envolvimento e recetividade dos stakeholders com especial relevo para as Autarquias (Câmaras Municipais e Juntas de Freguesia) e boa cooperação nos contactos registados com os proprietários.

O projeto piloto do Louriçal foi o primeiro projeto de reflorestação que a EDP Distribuição submeteu ao Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF).

2. Objetivos

O objetivo deste relatório é o de descrever os trabalhos que se executaram no âmbito do Projeto, expondo os resultados obtidos até ao momento, de forma a obter conclusões sobre o estado de evolução e tomar decisões / elaborar propostas quanto à evolução subsequente do projeto. O projeto é composto por um conjunto de tarefas base, transversais a todas as ações de abertura de buffer e reflorestação e pelas intervenções propriamente ditas nas linhas selecionadas.

Foram selecionadas 32 linhas de média tensão, onde se identificaram as áreas de risco através da tecnologia LiDAR, cruzando com a cartografia de ocupação de solo. Ainda numa primeira fase do projeto, foi criada a plataforma SGIF com uma aplicação Android, onde se colocaram as áreas de risco identificadas, para a validação no terreno.

Nesta fase de validação do terreno constataram-se alguns erros nas áreas de risco identificadas, dado que em muitas situações a vegetação não se encontrava bem caracterizada, como referido.

Após validação das zonas de risco, foi realizada uma análise custo benefício para a linha a ser intervencionada. Foi criado um modelo de Avaliação (B/C) para o efeito.

Antes das intervenções no terreno, preparou-se o documento de suporte de obtenção de acordo com os proprietários e realizou-se o levantamento da delimitação das Parcelas e identificação dos Proprietários nas zonas a intervencionar nas duas linhas de maior risco: linha Louriçal-Torneira I e Louriçal-Paião.

Por fim, obteve-se o acordo com os proprietários para as intervenções no terreno privilegiando a reflorestação das parcelas contínuas.

3. Implementação do Projeto Piloto

3.1. Metodologia

O Projeto Piloto do Louriçal seguiu o processo descrito na Figura 1.

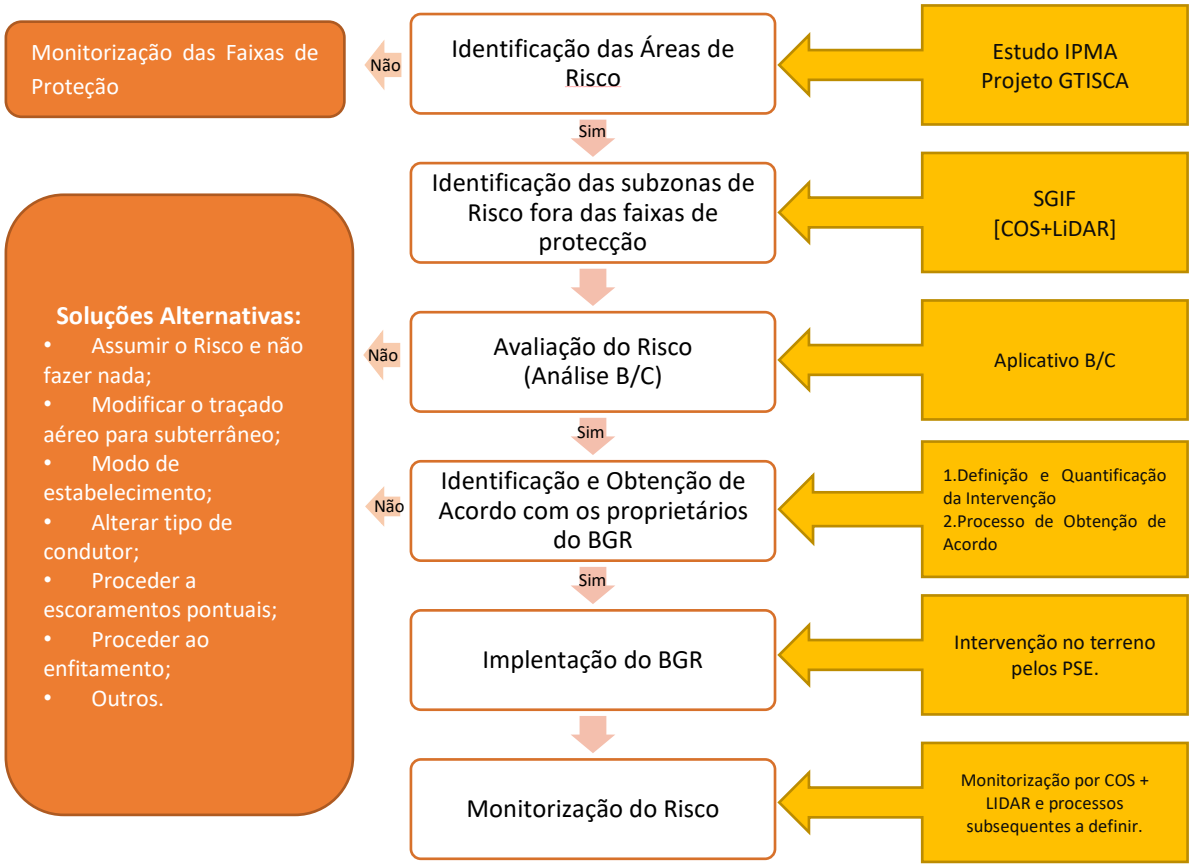


Figura 1 Processo de Implementação do BGR.

Foram levantadas as zonas de risco e identificados na plataforma SGIF com a tecnologia LiDAR e a cartografia de ocupação de solo de 2012, mas identificaram-se alguns erros nas áreas de risco identificadas e novas áreas de risco que não foram identificadas pelo algoritmo.

A análise custo benefício foi efetuada para as 32 linhas considerando os incidentes evitáveis com as intervenções, e consequentemente os benefícios na qualidade de serviço para cada linha. Embora se tenham iniciado em algumas linhas a identificação de parcelas e proprietários pontuais, os trabalhos foram orientados para as duas linhas de média tensão que apresentaram maior área de intervenção: linhas Louriçal-Torneira I e Louriçal-Paião.

As áreas de risco são denominadas de *buffer* de gestão de risco, BGR, e o algoritmo de identificação do BGR foi desenhado utilizando uma taxa de crescimento da vegetação, dependendo do tipo de árvore, para 10 anos.

Por fim, obteve-se o acordo com os proprietários para as intervenções no terreno privilegiando a reflorestação das parcelas.

3.2. Interação com os Proprietários

Na implementação do projeto no terreno, confirmou-se que a obtenção de acordos com os proprietários foi uma das ações mais críticas de todo o processo, não pela falta de recetividade ou desacordo dos mesmos, mas pelos erros de identificação dos BGR e levantamento cadastral, que obrigaram à respetiva correção aquando do contacto com estes, tornando o processo de obtenção de acordos muito mais complexo.

O processo de negociação está descrito no fluxograma no Anexo 1 – Fluxograma de Negociação com os Proprietários.

Para além das sessões de esclarecimento nas Câmara Municipais, foram enviadas cartas a todos os proprietários abrangidos, com uma breve explicação dos objetivos do projeto.

No caso dos prédios com BGR de área inferior a 500m^2 (correspondentes a 80% das parcelas), havendo ausência de resposta de oposição do proprietário, o acordo à intervenção seria tácito.

Nos prédios com BGR de área superior a 500m^2 (correspondentes a 20% das parcelas), a carta seria sucedida de reunião entre a EDP Distribuição e os proprietários nas Juntas de Freguesia correspondentes ao local de intervenção, com a formalização do Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT (Anexo 2).

As reuniões nas juntas de freguesia não foram bem-sucedidas uma vez que, devido a dificuldades de deslocação dos proprietários ao local (nota: em vários casos o local de residência é distante) ou pela não receção/ compreensão das cartas, houve falta de comparência, pelo que este procedimento foi abandonado e substituído por contactos presenciais e individuais a agendar com cada um.

Estes contactos presenciais com os proprietários implicaram sempre deslocação ao prédio a intervir, medição e marcação da área a cortar, verificação/ correção da ocupação florestal, cálculo/ verificação da indemnização e correção/ atualização do Acordo a assinar, uma vez que os dados fornecidos inicialmente estavam errados ou desatualizados, incluindo por vezes o próprio levantamento cadastral.

Todo este processo se revelou mais moroso do que o inicialmente previsto, pois para além do acima descrito, implicando várias idas ao local, a própria negociação com os proprietários envolve, frequentemente, várias reuniões, muitas vezes com familiares e amigos dos proprietários, até se chegar a acordo. Nesta região também se encontra um elevado número de proprietários emigrantes, pelo que, em vários casos, foi necessário aguardar vários meses até se conseguir estabelecer o contacto.

Também no caso dos prédios com BGRI < 500m^2 o acordo tácito foi abandonado, uma vez que, quando os proprietários eram contactados para agendar a data de intervenção, solicitavam

esclarecimentos acerca do local, área e indemnização associada, informações essas que não estavam contempladas nas cartas enviadas inicialmente. Assim, passou a efetuar-se contacto individual com cada um, sendo a única diferença relativamente aos BGR > 500m^2, a não formalização de acordo por escrito.

Para suporte e registo de dados relativos às intervenções foram desenvolvidas uma Plataforma SGIF e uma aplicação, que permitiram a atualização da informação em tempo real.

Pelas razões já elencadas, registou-se um intervalo de tempo muito longo entre o primeiro contacto com os proprietários (levantamento cadastral) e o início das intervenções (2 anos), o que gerou algum atrito no curso das negociações.

Apesar de todos os constrangimentos, inerentes a um projeto-piloto, os proprietários aceitaram e concordaram com as intervenções, tendo-se registado uma taxa de aceitação de 70%. Um fator que contribuiu para o elevado número de acordos obtidos, foi a realização de reflorestação, com plantação de medronheiros. Esta ação estava inicialmente prevista apenas para as parcelas com BGR > 500m^2, nas quais houve adesão de 98,5% dos proprietários. Devido a esta elevada recetividade, a reflorestação foi alargada a todas as parcelas contíguas das linhas, mediante concordância dos proprietários.

Nos casos onde não foi possível chegar a um acordo, foi enviada carta de declínio de Acordo e estudadas alternativas para reduzir o risco nestas zonas, tais como:

- Assumir o Risco e não fazer nada;
- Modificar o traçado; aéreo para subterrâneo;
- Alterar o modo de estabelecimento aéreo para subterrâneo;
- Alterar tipo e características de condutor;
- Proceder a escoramentos pontuais;
- Proceder ao enfitamento;
- Outros a avaliar caso a caso.

3.3. Análise e Ponto de situação

As condições de piloto deste projeto incorporavam um grande conjunto de situações de incerteza cuja análise e respostas adequadas constituíram os grandes desafios a superar.

De modo resumido, enumeramos as principais situações de incerteza que deparámos no início do projeto e que foram as seguintes:

a) Nível de envolvimento e recetividade dos Stakeholders;
b) Grau de adesão dos proprietários às propostas de intervenção (Abate de árvores e reflorestação);
c) Definição, caraterização e localização das intervenções de modo expedito
d) Possibilidade de erros no levantamento das áreas no algoritmo para a identificação das áreas de risco;

e) Condições para identificação de limites de parcelas, dos proprietários e dos respetivos contactos face à inexistência de cadastro rústico e da grande quantidade de parcelas;
f) Tempos necessários para a execução dos processos (consulta ao mercado e adjudicação) requeridos para as atividades e serviços;
g) Recursos necessários e disponíveis para as intervenções no terreno.

Nesta data, e face ao exposto, consideramos que o projeto piloto do Louriçal não deverá avançar com a metodologia apresentada. Embora tenham sido efetuadas intervenções pontuais noutras linhas, os esforços das intervenções foram orientados nas duas linhas Torneira I e Louriçal Paião, onde se optou pela alteração da metodologia.

Decorrente de ponderação interna aos resultados obtidos em julho/2018, a EDPD optou por seguir uma outra metodologia, nomeadamente, a título de piloto, na LMT Torneira I.

Prendeu-se este facto, com a avaliação efetuada no terreno, ao nível das aéreas do *BGR* a 10 anos, as quais não mantinham uma homogeneidade ao longo do traçado da rede aérea. Com base em experiências tidas em outras áreas geográficas, consequências dos incêndios de 2017, entregou-se continuidade ao projeto, mas com opções de decisão distintas.

Nesse propósito, as ações subsequentes, foram sustentadas em percorridos à infraestrutura de média tensão por técnicos especializados na área florestal, identificando-se o *BGR a 10 anos,* com posterior contacto com os proprietários e atuação ao nível do corte. Seguindo-se os pagamentos das indeminizações nos moldes já praticados no modelo anterior.

Para além de ter sido possível obter uma continuidade no *BGR,* não observado seguindo a anterior metodologia, foi ainda possível obter uma redução de custos, com outra vantagem que se prendeu com a celeridade dos trabalhos no terreno.

Nesta região, onde predominam as espécies de eucalipto e pinheiro bravo, as intervenções no BGR incluíram a destruição de cepos de eucalipto e a implementação de uma estratégia de controlo de plantas invasoras, como a Acácia, e a reflorestação foi efetuada com uma espécie autóctone e de pequeno porte, o medronheiro.

A EDPD apresentou, em meados de outubro de 2019, um projeto de reflorestação ao ICNF, conforme anexo, com previsão de conclusão dos trabalhos no final do mês de abril de 2020. Facto que, não obstante o período de pandemia de COVID 19, se veio a verificar em mais de 90% do traçado da linha área de média tensão.

Registado c/aviso de receção

Exmo. Senhor
EDP Distribuição - Energia SA
Rua Camilo Castelo Branco, nº 43
Lisboa
1050-044 LISBOA

SUA REFERÊNCIA	SUA COMUNICAÇÃO DE	NOSSA REFERÊNCIA
		855/2020/DR-C/DRGVF/DECF

ASSUNTO NOTIFICAÇÃO PARA A AUTORIZAÇÃO PRÉVIA PARA AS AÇÕES DE (RE)ARBORIZAÇÃO DE EDP DISTRIBUIÇÃO - ENERGIA SA - PR.008073.2019 - P_ARB_044717

Em conclusão, nesta segunda fase do projeto piloto Louriçal, foi possível concretizar um conjunto de operações, discriminadas no Quadro a seguir:

Tabela 1 Análise Custo Benefício das linhas Torneira I e Louriçal Paião.

Nome da linha	km previstos	CBA*	Parcelas Intervencionadas	Prédios Levantados	Área Intervencionada (m2)
Torneira I	32.4	4,81	348	501	159.934
Louriçal-Paião	36.1	1,64	174	389	110.418

*CBA calculado com os custos previstos antes das intervenções.

Considerando a identificação das áreas de risco, os BGR a 10 anos, por técnicos especializados na área florestal, foi possível atingir o custo de cerca de 17 k€/km. Considera-se que o projeto inicial não traduz a realidade de custos para as ações futuras. Conclui-se que o levantamento das áreas de risco pelos voos LiDAR e a cartografia de ocupação de solo acaba por ser uma metodologia com materialidade económica significativa para este tipo de intervenções. No entanto, faz sentido que este levantamento possa ser realizado no âmbito dos voos nas inspeções das linhas considerando o alargamento da área de deteção dos mesmos.

Foi reflorestada uma área total de cerca de 11,5 ha plantados com cerca de 5 mil medronheiros. Na Figura 2 mostra-se um exemplo de reflorestação.

Figura 2 Reflorestação nas áreas intervencionadas.

3.4. Custos reais

O projeto foi aprovado prevendo uma verba de 1,78M€, estando à data realizados cerca de 1,2M€, faltando realizar perto de 260k€. A aprovação inicial contemplou um total de 32 linhas alvo de intervenção, sendo que a verba realizada atualmente engloba a componente dos voos de inspeção, acordos com proprietários e abertura de faixa, esta última apenas para as 2 linhas abaixo referidas.

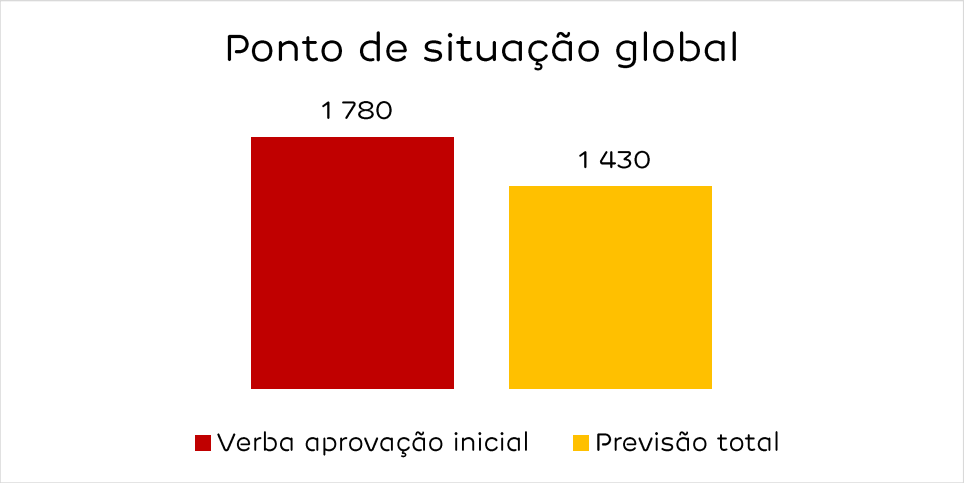


Figura 3 Ponto de Situação Global do Projeto.

Do ponto de vista de execução do projeto, temos 2 linhas em estado avançado de execução, que servem para análise da oportunidade do projeto, nomeadamente: Torneira I e Louriçal-Paião.

Estas linhas já tiveram obtenção do acordo de proprietários, faixa de gestão de acordo com o previsto no projeto e estão na fase de reflorestação.

As intervenções dividem-se em 3 partes (CIT, COS e IMOS). Analisando os valores para ambas as linhas, verifica-se que o desvio existente está na Intervenção e Modificação Ocupação de Solo. No caso da ação Louriçal-Paião houve também sobrecusto na Caraterização Intervenção Terreno.

Tabela 2 Custos realizados na linha Torneira I.

Linha Torneira I	Valor total realizado*
Caraterização Intervenção Terreno – CIT	3 112 €
Cartografia de Ocupação de Solo - COS	12 952 €
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo - IMOS	614 318 €
Total	630 382 €

*Da verba prevista para IMOS, há 260k€ ainda em curso.

Tabela 3 Custos realizados na linha Louriçal – Paião.

Linha Louriçal Paião	Valor total realizado
Caraterização Intervenção Terreno – CIT	92 450 €
Cartografia de Ocupação de Solo - COS	14 442 €
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo - IMOS	231 971 €
Total	338 864 €

Na seguinte tabela mostra-se a execução por tipo de intervenção no projeto piloto do Louriçal (nota: inclui custos pontuais realizadas noutras linhas localizadas também na região do Louriçal. Inclui também custos transversais ao projeto).

Tabela 4 Custos realizados no projeto.

Tipo de intervenção	Valor realizado

Caraterização Intervenção Terreno	169 869
Cartografia de Ocupação de Solo	329 027
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo	930 740
Total	**1 429 636**

Considerando estes custos totais para as linhas intervencionadas a análise custo-benefício apresenta-se na Tabela 5. Verifica-se que os benefícios estimados estão abaixo dos custos totais realizados o que leva a um custo-benefício compreendido entre 0,5 e 0,7. Comparando com a Tabela 1, os custos realizados foram bastante superiores aos estimados.

Tabela 5 Análise custo benefício nas linhas intervencionadas.

Nome da linha	Benefício (€)	Custo Total (€)	CBA
Torneira I	389.079,66 €	821.181,94 €	**0,47**
Louriçal – Paião	351.117,28 €	500.212,50 €	**0,70**

3.5. Análise de Qualidade de Serviço Técnica das Linhas

São apresentados seguidamente os valores relativos a Qualidade de Serviço Técnica para as 2 linhas executadas: Louriçal Torneira I e Louriçal Paião. E ainda para as linhas vizinhas na região do Louriçal. Os dados são analisados de 2015 a 2019 para se verificar a evolução e se poder comparar o desempenho.

Linha Torneira I e Comparação com as linhas Vieirinhos e Matos da Vila:

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;MATOS DA VILA	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			2		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				2	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					1
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					3
	Excluíndo IGI		5	5	1	4
	Total	**0**	**5**	**7**	**3**	**8**
SE LOURICAL;VIEIRINHOS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			7		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					1
	Excluíndo IGI	2	1	6	3	2
	Total	**2**	**1**	**13**	**4**	**3**
SE LOURICAL;Torneira I	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			2		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				1	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018					
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluíndo IGI	2	8	5	4	6
	Total	**2**	**8**	**7**	**5**	**6**

Figura 4 - Análise interrupções Longa duração Torneira I

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;MATOS DA VILA	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,060		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				2,398	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					0,026
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					0,004
	Excluíndo IGI		0,054	0,045	0,008	0,017
	Total		**0,054**	**0,105**	**2,405**	**0,047**
SE LOURICAL;VIEIRINHOS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,041		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1,920	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluíndo IGI	0,011	0,024	0,042	0,029	0,017
	Total	**0,011**	**0,024**	**0,105**	**1,949**	**0,017**
SE LOURICAL;Torneira I	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,034		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				0,300	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluíndo IGI	0,024	0,125	0,229	0,031	0,079
	Total	**0,024**	**0,125**	**0,263**	**0,331**	**0,079**

Figura 5 - Análise SAIDI MT Torneira I

Comparando a linha Torneira I com as linhas Matos da Vila e Vieirinhos, verifica-se uma melhoria da qualidade de serviço no SAIDI MT essencialmente nos últimos temporais, após as intervenções realizadas em 2018, nomeadamente o Leslie em 2018, a Helena, o Fabien e a Elsa em 2019. As intervenções no terreno no projeto-piloto do Louriçal explicam esta redução.

Linha Louriçal Paião e Comparação com a linha Marinha das Ondas:

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;PAIAO	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			1		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					2
	Excluíndo IGI	7	2	6	9	7
	Total	**7**	**2**	**7**	**10**	**9**
SE LOURICAL;MARINHA DAS ONDAS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			3		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluíndo IGI	2	2	4	3	5
	Total	**2**	**2**	**7**	**4**	**5**

Figura 6 - Análise Interrupções Longa duração Louriçal Paião

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;PAIAO	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,103		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				0,000	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				0,905	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					0,000
	Excluíndo IGI	0,089	0,017	0,037	0,595	0,210
	Total	**0,089**	**0,017**	**0,142**	**1,500**	**0,210**
SE LOURICAL;MARINHA DAS ONDAS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,007		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				0,000	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1,017	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluíndo IGI	0,004	0,016	0,044	0,045	0,058
	Total	**0,004**	**0,016**	**0,051**	**1,062**	**0,058**

Figura 7 - Análise SAIDI MT Louriçal Paião

Realizando a comparação das duas linhas, verifica-se que a linha Marinha das Ondas não teve incidentes de longa duração nos últimos temporais, ao contrário da linha intervencionada Louriçal-Paião que teve 2, mas com reduzido impacto (pela análise do SAIDI MT). No entanto, verifica-se que em 2019 a linha Marinha das Ondas teve indicadores globais relativamente piores aos de 2018 (comportamento global da qualidade de serviço da linha incorporando outros fatores não controlados no projeto).

Verifica-se ainda que o valor de SAIDI MT para a linha Louriçal Paião mantém-se relativamente estável, com exceção para o ano de 2018 que teve um valor elevado devido à tempestade Leslie (sendo que aquando da sua ocorrência não estavam ainda concluídos os trabalhos de abertura do buffer).

Apesar de não ser possível quantificar os benefícios, a esta data, estamos em crer que este projeto piloto do Louriçal se traduziu como uma mais valia em termos de QST nas linhas que foram intervencionadas.

Os benefícios para o PDIRD-E 2014 foram estimados a partir do TIE causado pela tempestade GONG na rede piloto e que foi de 30,17 minutos (base EDP). À falta de melhor informação, considerou-se uma probabilidade de ocorrência de 1 em 10 anos, com base no estudo do IPMA, e uma taxa de eficácia da medida de 90%.

De facto, não intervencionamos todas as linhas e como tal continuarão a ocorrer incidentes, mas também constatamos que os temporais são cada vez mais recorrentes, o que exige que a EDPD crie soluções para tornar a rede mais resiliente.

4. Conclusões e Resultados

Em conformidade com o exposto nos capítulos anteriores poderemos considerar, na decorrência dos processos que integraram este "Projeto Piloto do Louriçal", as conclusões seguintes:

a) Elevado nível de envolvimento e recetividade dos stakeholders com especial relevo para as Autarquias (Câmaras Municipais e Juntas de Freguesia) e o Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas;
b) A metodologia adotada e a comunicação de proximidade foram determinantes, dado que na amostra de 108 proprietários contatados presencialmente, apenas 10% não aderiram às propostas, havendo uma adesão global de cerca de 70% traduzida em Acordos celebrados;
c) A totalidade das questões técnicas associadas à definição, caraterização e localização das intervenções (BGR) teve que ser revista face aos critérios definidos, por forma a incrementar uma maior assertividade nas áreas de intervenção. Poderá pressupor uma alteração no procedimento de definição destas áreas de intervenção BGR, com vista a uma redução de custos na implementação deste projeto;
d) A inexistência de cadastro rústico não constituiu impedimento à concretização do processo de identificação de limites de parcelas, dos proprietários e dos respetivos contactos. Contudo, deveremos considerar constrangimentos, traduzidos em tempos de execução, recursos envolvidos e custos acrescidos;
e) A definição e criação das condições prévias necessárias à implementação das intervenções no terreno, foram penalizadas em termos de tempo de elaboração, devido ao seu carater inovador e experimental;
f) Área intervencionada bastante parcelar, muitos proprietários, numa área bastante florestal, resultando, inevitavelmente a um incremento dos custos por km realizado.

Finalmente, em termos de resultados face aos objetivos descritos, relativo às áreas já intervencionadas (Linha Torneira 1) com a implementação do BGR podemos verificar uma melhoria da qualidade de serviço nos últimos temporais em comparação às linhas vizinhas. Também de referir que segundo o estudo do IPMA, previam-se grandes temporais de 10 em 10 anos, e desde o inicio deste projeto já existiram vários temporais neste período. Os benefícios do projeto piloto do Louriçal foram calculados considerando este pressuposto de 10 anos.

Também considera que a reflorestação nesta região e os acordos com os proprietários foram processos que devem ser mantidos, nomeadamente no caso de novas linhas, sendo uma boa prática, ajudando a prevenir os incêndios e a promover espécies de crescimento lento autorizadas e aconselhadas pelo ICNF.

Por último, considera ainda uma boa solução para estas situações a metodologia seguida no final do projeto, ou seja, considerar soluções alternativas, nomeadamente o enterramento das linhas, com um custo médio de 87 k€/km[1] quando comparado com 72 k€/km[2] de rede aérea, desde que justificável (nota: ainda que, por regra, o comprimento do cabo subterrâneo a estabelecer seja superior ao da linha área equivalente, uma vez que esta apresenta traçados mais retilíneos). A EDP Distribuição está a analisar outras soluções inovadores, como a substituição das linhas por cabo todo o terreno. Qualquer uma destas soluções sairia mais cara que a metodologia utilizada nesta última fase do piloto, com um custo médio de 17k€/km. No entanto, a expectativa é a de que a solução de enterramento da rede proporcione mais

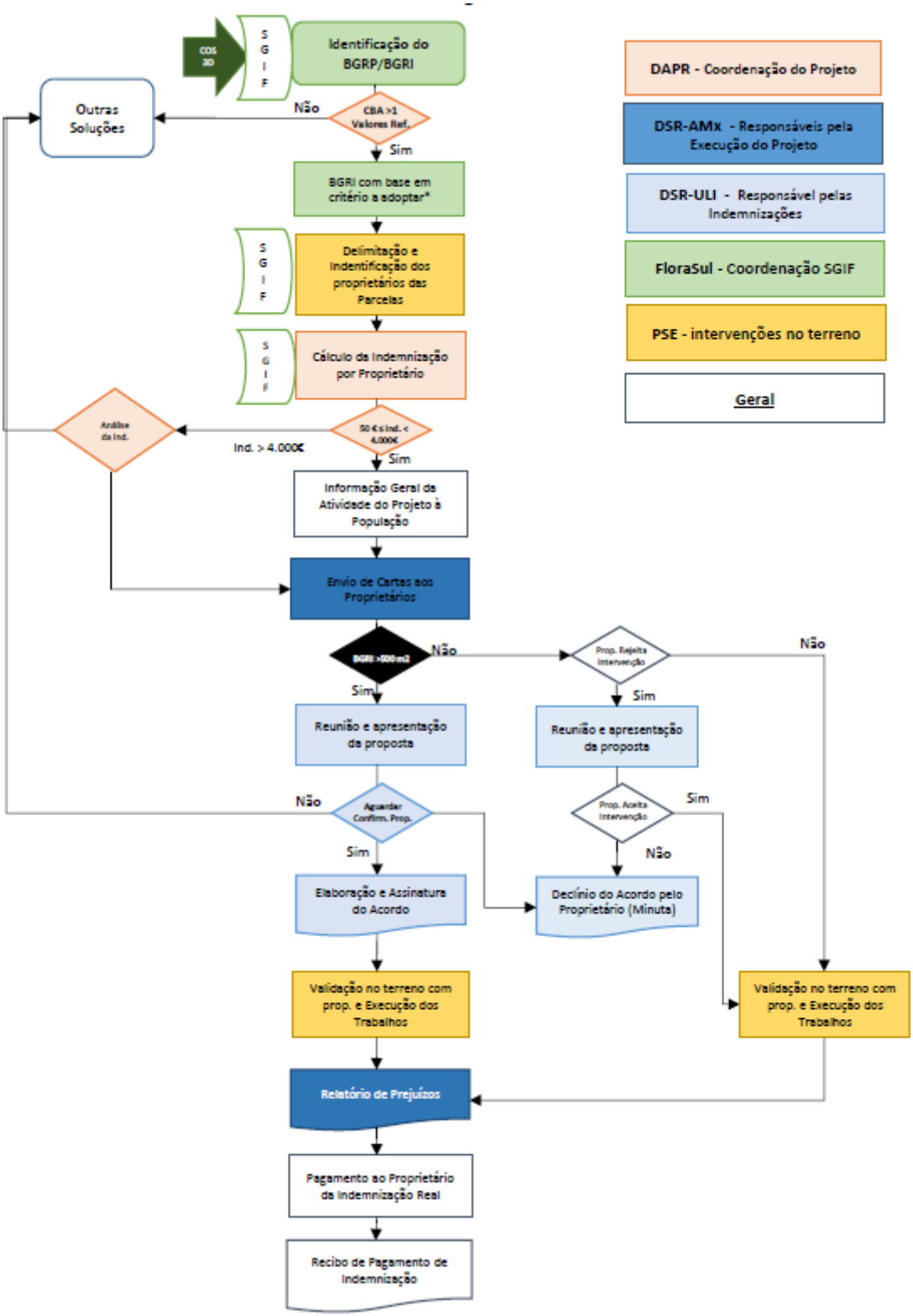
[1] LSMT, 2 ternos, MT, LXHIOZ1(be) 120
[2] LAMT, 2 ternos, AA160 ou AM148

benefícios associados ao aumento da resiliência da rede (e com menos necessidades de intervenção de manutenção).

Desta forma, a EDPD propõe-se reavaliar outras metodologias onde poderá ser benéfico dar continuidade a este projeto face às conclusões descritas neste relatório.

As metodologias, implementação e resultados do projeto piloto do Louriçal foram divulgados em diferentes fóruns europeus, nomeadamente através da publicação de artigos científicos no CIRED e de artigo de divulgação da metodologia na T&W Magazine.

Anexo 1 – Fluxograma de Obtenção de Acordo com os Proprietários



Anexo 2 – Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT

[redacted]

ACORDO COM PROPRIETÁRIOS PARA INTERVENÇÃO EM ESPAÇOS CONTÍGUOS ÀS FAIXAS DE PROTECÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE ALTA E DE MÉDIA TENSÃO.

ENTRE:

EDP DISTRIBUIÇÃO - ENERGIA, S.A., com sede na Rua Camilo Castelo Branco, n.º 43, Lisboa, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa com o número único de matrícula e de pessoa coletiva 504394029, capital social de 200 000 000 Euros aqui representada por **Fernando Jorge Pais Rocha**, na qualidade de **Diretor** com poderes para o ato, de ora em diante designada **EDP Distribuição**

E

[redacted], titular do *[bilhete de identidade/cartão do cidadão n.º* [redacted], emitido em _____ e válido até [redacted], contribuinte fiscal n.º [redacted], com domicílio em [redacted] de ora em diante designada/o como **Proprietário**

Adiante também denominadas conjuntamente por "**PARTES**"

CONSIDERANDO QUE:

A. A EDP Distribuição – Energia, S.A. ("EDP Distribuição") exerce a atividade de Operador de Rede de Distribuição, no território continental de Portugal, sendo titular da concessão para a exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Energia Elétrica em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), e das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT);

B. As atividades de exploração em AT e MT da RND são exercidas em exclusivo e em Regime de Serviço Público, sendo consideradas, assim como as instalações que a integram (nomeadamente, as linhas elétricas aéreas de AT e MT), de Utilidade Pública para todos os efeitos, de acordo com o previsto nos artigos 38.º e 42.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na sua redação atual;

C. As linhas aéreas de AT e MT são acompanhadas de uma zona de proteção, no âmbito da qual é imperativo proceder ao corte ou decote das árvores que for suficiente para garantir a distância mínima regulamentar, bem como das árvores

que, por queda, não garantam em relação às linhas essa mesma distância, nos termos do n.º 4 do artigo 28.º do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro;

D. Assiste à EDP Distribuição a possibilidade *de "Fora da zona de proteção (...) poderão ainda ser abatidas árvores ou espécies que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das linhas elétricas AT e MT"*, nos termos do artigo 28.º do Decreto Regulamentar nº 1/92, de 18 de fevereiro;

E. No âmbito dos estudos de avaliação de risco e de resiliência das linhas elétricas, constatou-se que as árvores de elevado porte, mesmo que situadas fora de faixa, podem vir a danificar as linhas aéreas aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos (tais como ventos ciclónicos e temporais), de caráter imprevisível e incontrolável, que provoquem a queda ou derrube dessas árvores;

F. Os referidos estudos motivaram a criação do presente Projeto - visando promover ações que permitam aumentar a resiliência da Rede Elétrica perante a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos – que abrange, atualmente, três Concelhos onde foram identificadas situações de risco;

G. **A EDP Distribuição** considera e apela para a colaboração dos Proprietários, como condição fundamental, para viabilizar a realização das referidas ações de intervenção na observância dos indicados propósitos.

O presente **Acordo** é livremente celebrado entre as **Partes,** o qual se rege pelos considerandos anteriores e pelas cláusulas seguintes:

Cláusula 1ª
(Levantamento perimetral e limites poligonais georreferenciados da Área de Intervenção)

1. As **Partes** declaram que foi efetuado um levantamento perimetral com a delimitação total do prédio identificado no Considerando **C,** do qual constam as representações da **Linha**, da respetiva **Faixa de Proteção** e dos limites poligonais da **Área de Intervenção** complementar à servidão e que se reporta ao **Anexo I,** fazendo parte integrante do presente Acordo.
2. A **EDP Distribuição** propõe e o **Proprietário** declara aceitar que a **Área de Intervenção,** para os efeitos definidos nos Considerandos é aquela que se encontra delimitada a cor azul no **Anexo I.**

Cláusula 2ª
(Propriedade e outros direitos sobre o imóvel)

1. O **Proprietário** declara ser o único e exclusivo titular do correspondente direito de propriedade do imóvel identificado no **Considerando C**, conforme cópia da respetiva

[redacted]

certidão de registo predial que constitui o **Anexo II** do presente **Acordo**, confirmando a correspondência entre a situação real do imóvel e a situação registral.

2. Sem prejuízo do disposto no n.º 3 da clausula sexta, o **Proprietário** poderá juntar, como **Anexo II**, cópia não certificada da certidão de registo predial.
3. O **Proprietário** mais declara que sobre a **Área de Intervenção** determinada de acordo com o disposto na **Clausula 1ª**
   a) Não impende quaisquer ónus ou encargos, nomeadamente contrato de arrendamento ou usufruto

Cláusula 3ª
(Caracterização do tipo de Intervenção)

1. O (s) tipo (s) de ocupação florestal existente (s) na **Área de Intervenção** do prédio rústico identificado na **Cláusula 1.ª** corresponde ao(s) identificado(s) no **Quadro 1:**

Quadro 1

Área de intervenção	Código	Descrição
	EE3	Floresta de grande densidade de eucalipto

2. A **Área de Intervenção** delimitada nos termos da **Cláusula 1ª** corresponderá a uma área total de [redacted] metros quadrados do prédio rústico.

3. Em face da situação existente e para prossecução das finalidades previstas nos considerandos, a **EDP Distribuição** desenvolverá as operações materiais de abate das árvores na **Área de Intervenção,** com toragem e rechega complementada com a estilha e dispersão local das ramagens sem prejuízo de alguma ação complementar previamente acordado com o **Proprietário;**

4. **A matéria florestal** resultante desta intervenção de corte, após toragem e rechega, manter-se-á pertença **Proprietário.**

5. As intervenções a que se refere a presente cláusula decorrerão em período e nos termos acordados entre as **Partes,** o que deverá constar de **Adenda** ao presente **Acordo**, passando a fazer parte integrante do mesmo.

Cláusula 4ª
(Determinação da indeminização pela intervenção)

1. A **EDP Distribuição** compromete-se a indemnizar o **Proprietário** pela perda de rendimento fundadamente decorrente do abate de árvores existentes na **Área de Intervenção** identificada.

2. O valor total da **Indemnização** a atribuir ao **Proprietário** em consequência da intervenção a realizar constará do Relatório, de acordo com a minuta que constitui o **Anexo IV** ao presente **Acordo** e que do mesmo faz parte integrante, constituído pelas seguintes parcelas:

   2.1. Valor da **Perda de Rendimento** (valor expectativa e valor do solo com base em valores de referência em função da área de povoamentos florestais);

   2.2. Valor inerente às ações estabelecidas na **Cláusula 3ª**;

   2.3. Valor correspondente aos **Danos Colaterais** (nos termos gerais de direito, e que se reportam a danos eventuais e desde que direta e comprovadamente decorrentes das intervenções a realizar ao abrigo do presente **Acordo).**

3. O valor da indemnização prevista, será calculado para o período de 50 anos, contado a partir da data da conclusão da operação de intervenção

Cláusula 5ª
(Indeminização global pela intervenção)

1. Nos termos do presente Acordo e sem prejuízo de o valor exato da indemnização apenas ser determinável após efetivação da intervenção, a **EDP Distribuição** declara, com base na informação perimetral a que corresponde o **Anexo I** e nos critérios e enunciados na clausula anterior, que o valor da indemnização não será inferior a [redacted] euros, por referência a uma **Área de Intervenção** complementar à servidão de [redacted] m2.

2. A **EDP Distribuição** determinará o valor exato da indemnização após realização da respetiva intervenção e de acordo com as variáveis que forem constatadas no local.

3. A indemnização prevista apenas não será devida se, aquando da deslocação ao local para efeitos de intervenções, se verificar que as circunstâncias que presidiram à identificação da Área de intervenção como uma zona de risco não se confirmam (nomeadamente, inclinação das árvores para o lado contrário ao da linha, constatação de intervenção anterior ou inconformidade na caraterização/delimitação da parcela/área de intervenção), caso em que o Acordo não produzirá quaisquer efeitos.

Cláusula 6ª
(Liquidação da indemnização pela EDP Distribuição)

1. O valor da Indeminização global a apurar nos termos das cláusulas anteriores será integralmente liquidado através de um único pagamento a efetuar [... *por meio de*

transferência bancário para o seguinte NIB ou através de cheque a enviar para a morada do Proprietário]

2. O pagamento será realizado no prazo máximo de 3 meses, após a data da intervenção e a determinação do valor exato da mesma,
3. Caso, nos termos do n.º 1 da clausula segunda e por referência ao **Anexo II**, tenha sido junta pela Proprietário cópia não certificada da certidão do registo predial, o pagamento da indemnização apenas será liquidado após receção, pela **EDP Distribuição**, de cópia certificada da certidão do registo predial ou de chave de acesso à certidão online.
4. Com o pagamento da quantia que vier a ser apurada, o **Proprietário** dará integral quitação da mesma, declarando nada mais ter a receber ou a exigir, judicial ou extrajudicialmente, da **EDP Distribuição** no que se refere aos termos clausulados no presente **Acordo**, nos termos do **Anexo V**.

Cláusula 7ª
(Execução de deveres na área de intervenção)

1. Na Área de Intervenção e por um período não inferior a **50** anos, o **Proprietário** obriga-se a cumprir o disposto na **Cláusula 3ª** do presente **Acordo**, devendo solicitar, sem quaisquer encargos, a presença de um representante da **EDP Distribuição**, sempre que pretenda dar um uso diferente ao solo e/ou para a realização de quaisquer trabalhos, dos quais possam resultar no presente ou futuramente danos para as infraestruturas da rede elétrica de distribuição.

2. Caso não seja observado o disposto no número anterior, a **EDP Distribuição** tem direito de ser indemnizada por eventuais danos causados nas suas infraestruturas da rede elétrica de distribuição, bem como pelos custos decorrentes das ações corretivas adotadas para repor a normal exploração das mesmas.

3. Na Área de Intervenção e durante o indicado período de vigência do Acordo, a **EDP Distribuição** promoverá, diretamente ou através de Prestadores de Serviços Externos, por si, contratados para o efeito, as ações que se afigurem necessárias à criação de condições de resiliência das Linhas Aéreas executadas de acordo com as Políticas de boas Práticas Ambientais e salvaguardando a preservação da Biodiversidade.

Cláusula 8ª
(Opção pela reflorestação)

O **Proprietário** poderá optar pela ação complementar de Reflorestação da área intervencionada, tendo em consideração as tipologias propostas no **Anexo VI.**

Cláusula 9ª

(Alterações dos pressupostos do Acordo)

1. As **Partes** antecipam a possibilidade de ocorrência de alterações dos pressupostos do presente **Acordo** suscetíveis de influenciar a respetiva execução, comprometendo-se a comunicar a qualquer alteração relevante.

2. No caso de retirada da **Linha**, as **Partes** ficam liberadas das obrigações constantes do presente Acordo.

3. Caso haja alteração de **Proprietário** a mesma deverá ser comunicada à **EDP Distribuição** que terá a possibilidade de ponderar alterar apenas a titularidade do presente **Acordo** através de **Adenda**.

4. Se ocorrer qualquer outra situação que imponha ou determine alteração dos termos do **Acordo**, a mesma deverá ser comunicada à contraparte para avaliação de impacto na execução das obrigações previstas.

5. O **Proprietário** terá a faculdade de colocar termo ao presente Acordo, sendo que, nesse caso, a **EDP Distribuição** terá o direito à restituição do montante correspondente à diferença entre o período de vigência do presente Acordo (50 anos) e aquele que efetivamente decorreu.

6. O termo do contrato, por iniciativa do **Proprietário** não libera este da responsabilidade definida nos termos do disposto DL 26852/36, de 30 julho, nomeadamente no artigo 28º do DR 1/92, de 18 fevereiro, em que poderão ser abatidas as árvores ou espécies que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das Linhas Elétricas AT e MT.

Cláusula 10ª
(Comunicações entre as Partes)

1. Todas as comunicações entre as **Partes** relativas ao presente **Acordo** devem ser endereçadas às respetivas moradas nele constante, salvo se, entretanto, alguma das **Partes** indicar à outra, por escrito, um endereço diverso, para esse fim.

2. Em todos os casos de comunicações previstas no presente **Acordo**, considera-se que houve conhecimento do destinatário desde que esta seja feita através de carta registada com aviso de receção seja endereçada para as moradas constantes do preâmbulo do presente **Acordo** ou das que em sua substituição sejam indicadas em conformidade com o disposto no número anterior.

3. A data do conhecimento ocorre com a assinatura do Aviso de Receção, de acordo com os regulamentos postais, ou com a sua devolução por não levantamento da Carta.

Cláusula 11ª

(Incumprimento)

A falta de cumprimento dos termos do presente **Acordo**, determina o incumprimento definitivo do mesmo de acordo com o regime legal aplicável e com as devidas consequências.

Cláusula 12ª

(Vigência do Acordo)

1. O **Acordo** alcançará o respetivo termo com o decurso do prazo nele fixado e indicado na **Cláusula 6ª**.
2. Sem prejuízo do que foi particularmente previsto no presente Acordo, em particular no número 3 da cláusula 5.ª, as **Partes** têm o direito de pôr termo ao mesmo a todo o tempo, independentemente do fundamento invocado, e nos termos gerais de direito, através de comunicação dirigida à contraparte.
3. Tal direito não prejudica o dever de indemnização, nomeadamente nos termos do n.º5 da clausula oitava do presente Acordo.

Clausula 13ª

(Resolução de litígios)

Para dirimir qualquer litígio decorrente ou relacionado com o presente **Acordo**, as **Partes** atribuem competência ao foro de **Lisboa,** com renúncia a qualquer outro.

Feito em duplicado e assinado no dia [redacted]

Pela EDP Distribuição, **O Proprietário**

[redacted]

Página em branco

ANEXO I – MELHORIAS E ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NA PRESENTE PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE AO PDIRD-E 2018 E ÀS RECOMENDAÇÕES E COMENTÁRIOS EMITIDOS PELA ERSE EM SEDE DE CONSULTA PÚBLICA AO PDIRD-E 2018

Página em branco

Na elaboração do PDIRD-E 2020 (2021-2025), a EDP Distribuição introduziu um conjunto de melhorias e alterações que, por um lado dão maior clareza e sustentação às opções tomadas para o Plano e, por outro, pretendem dar resposta às recomendações e comentários que constam do Parecer da ERSE emitido após a consulta pública ao anterior PDIRD-E 2018 (2019-2023).

As alterações mais significativas consideradas neste PDIRD-E, comparativamente com o anterior, são:

- Revisão do estudo e melhoria dos modelos de estimação e monetização dos benefícios do impacto nos vetores Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência da Rede;
- Conclusão do estudo e desenvolvimento dos modelos de estimação e monetização dos benefícios do impacto nos vetores Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços;
- Estimação do indicador de referência para a QST (SAIDI MT) a nível nacional e por zona do RQS (A, B e C);
- Melhoria contínua das ferramentas e modelos de gestão de ativos e alargada a vários tipos de ativos;
- Melhoria da informação sobre a capacidade disponível para receção de nova produção distribuída a nível local;
- Revisão da estrutura do documento, procurando tornar mais simples e clara a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos.
- Realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países;
- Estimativa mais detalhada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos;
- Foco no alinhamento estratégico do Plano com os objetivos da transição energética e metas do PNEC 2030.

Existem, ainda, algumas limitações que não permitem dar uma resposta definitiva na presente proposta de PDIRD-E 2020 a algumas das recomendações da ERSE, e que assim continuam em desenvolvimento para próximas edições, como sejam:

- Análise de sensibilidade não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação;
- Melhoria da estimação das perdas técnicas por nível de tensão;
- Avaliação do resultado direto de intervenções de renovação/reabilitação ao nível do seu impacto nos custos operacionais e desempenho da rede;
- Analise mais detalhada dos benefícios dos projetos de investimento inovador.

Referem-se de seguida e de forma sistematizada as recomendações específicas que constam do Parecer da ERSE para o PDIRD-E 2020 e as medidas consideradas na elaboração desta proposta para lhes dar resposta.

Recomendação da ERSE # 1

"A ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deva ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação."

Análise da EDP Distribuição

Foram efetuados estudos preliminares para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar a sua evolução. Por outro lado, os

estudos de avaliação de projetos consideram análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo do consumo e da produção, conforme descrito no capítulo 2.1.3.1. Com vista a futuros Planos, está a decorrer um estudo com uma entidade académica para aprofundar este tema.

Recomendação da ERSE # 1A

"A ERSE considera que, para futuras propostas de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor face às alternativas estudadas, que os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo."

Análise EDP Distribuição

Nos capítulos 2.1.3 e 2.2 do PDIRD-E 2020 são apresentadas as metodologias de análise de projetos de investimento e os indicadores gerais utilizados na seleção dos investimentos para o Plano. Refira-se que, para além da relação benefício-custo, são também utilizados outros indicadores que procuram adequar a seleção dos projetos às especificidades e objetivos de cada programa e subprograma de investimento.

Recomendação da ERSE # 1B

"A ERSE recomenda, igualmente, que a análise contemple cenários que melhor reflitam a incerteza quanto ao impacto da eficiência energética, do autoconsumo e da mobilidade elétrica na procura a satisfazer através das redes de distribuição"

Análise da EDP Distribuição

A EDP Distribuição observa, na elaboração dos seus cenários de evolução da procura, as orientações de política energética do governo e as previsões de evolução da procura contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), o qual incorpora nos seus cenários de procura a estimativa das poupanças de consumo associadas a eficiência energética e a evolução da procura associada à mobilidade elétrica, para vários cenários distintos.

A EDP Distribuição analisou o impacto da mobilidade elétrica e da evolução do autoconsumo ao nível dos seus planos de investimento nas redes. Essa análise indicia que, para o horizonte do PDIRD-E 2020 (2021-2025), esse impacto não será significativo e estará, sobretudo, associado a necessidades de investimento pontuais em redes BT.

A EDP Distribuição está, presentemente, a realizar uma análise das necessidades de investimento nas suas redes com o apoio de uma instituição científica (INESC TEC), com o objetivo de avaliar essas necessidades para um horizonte temporal mais alargado. O impacto do crescimento do autoconsumo e da mobilidade elétrica apresenta uma incerteza reduzida para o período de vigência do PDIRD-E 2020. Essa incerteza será maior para horizontes temporais mais alargados, para os quais se prevê uma maior disseminação do uso dessas tecnologias.

Recomendação da ERSE # 2

"A ERSE recomenda que se estude uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da ORD [melhorar a fundamentação em torno da decisão de investir na renovação de ativos de rede e respetivos projetos de investimento] permitindo demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas (..) sublinha a expetativa de que no PDIRD-E 2020 possam já ser quantificados os custos evitados com estas ações de renovação/reabilitação."

"A ERSE recomenda que o operador continue a realizar esforços para que na edição do PDIRD-E 2020 já seja possível disponibilizar informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos."

Análise da EDP Distribuição

A EDP Distribuição tem por objetivo proceder à melhoria contínua das suas ferramentas e modelos de gestão de ativos. Nesse sentido tem promovido projetos que visam melhorar o conhecimento da condição e probabilidade de falha dos ativos. Exemplo disso foi o projeto PATH, já apresentado no anterior PDIRD-E 2018, desenvolvido com o INESC TEC e que teve como resultado a elaboração de um modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida útil restante de TP AT/MT. Este modelo permite conhecer, com maior precisão, o número esperado de falhas de TP AT/MT em cada ano e quais os que apresentam maior probabilidade de falha. Esses elementos contribuíram para a reavaliação do dimensionamento da reserva operacional de TP AT/MT elaborado para o presente PDIRD-E, bem como para quantificar as necessidades de investimento de renovação dos TP AT/MT ao longo do período 2021-2025. Serviu, ainda, para identificar TP AT/MT cuja monitorização será útil do ponto de vista do aperfeiçoamento dos modelos de degradação da sua condição e, também, de antecipação de falhas a ocorrer a curto prazo, minimizando os custos e impacto resultante.

A EDP Distribuição está a aprofundar o desenvolvimento desses modelos para outros ativos. Exemplo desse aprofundamento é o projeto HEAD (em curso) com o INESC TEC, dedicado ao desenvolvimento de modelos de avaliação da condição de TP MT/BT, linhas e cabos e órgãos de corte. O objetivo será o de dispor de modelos mais aperfeiçoados que permitam ter mais informação sobre a degradação das condições desses ativos no tempo, cujo resultado será utilizado em PDIRD-E futuros. Também em desenvolvimento outros projetos inovadores, baseados em metodologias de *machine learning*, para melhorar o conhecimento sobre a condição de ativos. Exemplo foi o projeto MAPDIS, dedicado a disjuntores e cujo resultado é um modelo de previsão de falha a curto prazo. Esse algoritmo será testado, podendo melhorar a definição das estratégias de manutenção associadas ao ativo.

A avaliação da condição de ativos, avaliando o resultado direto de intervenções de renovação/reabilitação ao nível do seu impacto nos custos operacionais e desempenho da rede é complexa, pelo grande número de ativos inseridos numa rede elétrica, a sua diversidade e a diversidade das suas condições de operação. A EDP Distribuição evoluiu a qualidade dos seus sistemas de dados, registando mais informação sobre as intervenções realizadas nos ativos (projeto JUMP). Também tem recorrido ao conhecimento existente nas instituições científicas e a novas ferramentas de análise de dados para melhorar esses modelos. Finalmente, usa como *benchmarking* para avaliação da condição e risco de falha dos ativos a "DNO Common Network Asset Indices Methodology" (CNAIM), desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (OFGEM) como apoio à decisão sobre renovação de ativos em fim de vida.

Recomendação da ERSE # 3

"*Com o objetivo de introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E, a ERSE volta a afirmar a sua disponibilidade para em conjunto com o operador da RND analisar a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análise benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados, o que permitirá fundamentar melhor o ranking dos projetos por ordem de prioridade, ranking este já disponibilizado mas sem disponibilização de informação sobre a análise Benefício-Custo.*"

Análise EDP Distribuição

Para o PDIRD-E 2020 foi revista a estrutura do documento, com o objetivo de tornar mais simples e clara a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos. P.ex. nas fichas incluídas no Anexo C encontra-se compilada a caracterização completa dos principais projetos e subprogramas de investimento considerados no Plano, incluindo calendarização e indicadores respetivos, eliminando a necessidade de uma descrição complementar no corpo do documento (cf. capítulo 7 do anterior PDIRD-E 2018 versão julho 2018).

Recomendação da ERSE # 4

"A ERSE recomenda que seja considerada a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir que no enquadramento económico atual e a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes."

Análise EDP Distribuição

Os contactos desenvolvidos com outros operadores não foram muito conclusivos pois os temas em causa são eminentemente estratégicos e normalmente reservados. Assim, o desdobramento do investimento considerado no Plano, em vetores estratégicos de investimento, terá especificidades e características próprias de cada uma das empresas. Procurando dar seguimento a este tema, além de prosseguir com outras análises internas, a EDP Distribuição solicitou a uma instituição científica (ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa) a elaboração de um estudo incluindo a "realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países", que é apresentado no Anexo H.1 da proposta de PDIRD-E 2020, e que foi tido em conta na definição da estratégia deste Plano.

Adicionalmente, e conforme já considerado em anteriores edições de PDIRD-E, no PDIRD-E 2020 apresenta-se no Capítulo 9 a avaliação do impacto na tarifa do Plano proposto.

Recomendação da ERSE # 5

"A ERSE sublinha o esforço do operador da RND em tentar quantificar de modo monetizado os benefícios associados ao investimento proposto, e reafirma a sua recomendação do parecer à proposta de PDIRD-E 2016, de que é fundamental concluir os estudos em curso para que se possa melhor fundamentar os investimentos propostos apresentando os benefícios resultantes."

Análise EDP Distribuição

No PDIRD-E 2020 são apresentados os resultados finais do estudo desenvolvido com a instituição científica INESC TEC com o objetivo de melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento (Anexo H.2). O Plano considera, assim, a monetização dos benefícios para todos os 5 vetores de investimento (segurança de abastecimento, qualidade de serviço, eficiência da rede, eficiência operacional e acesso a novos serviços), conforme também descrito no Capítulo 3 - Estratégia de Desenvolvimento da RND.

Recomendação da ERSE # 6

"A ERSE reforça a sua anterior recomendação para a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expetativas de ligação de nova produção a um nível local, já que são expectáveis ritmos de penetração diferenciados geograficamente de produção distribuída nas redes em MT e BT.

Análise EDP Distribuição

A EDP Distribuição mantém o acompanhamento da evolução dos diagramas de carga registados nos PTD das redes de distribuição, bem como da dispersão geográfica das unidades de produção conhecidas associadas às redes de BT. Adicionalmente, com a disseminação da instalação de redes inteligentes, a EDP Distribuição tem vindo a reforçar a sua capacidade de monitorização dos parâmetros de funcionamento das redes de BT a nível ainda mais local, nomeadamente através da recolha e tratamento de dados disponibilizados pelos contadores inteligentes.

Recomendação da ERSE # 6A

"No mesmo sentido, a ERSE salienta a importância de acompanhar o impacto da evolução da capacidade instalada de produção distribuída ligada às redes em BT em situações de inversão de trânsito, e sua consequência em investimentos nas redes MT."

Análise EDP Distribuição

A EDP Distribuição tem vindo a proceder à instalação de contadores inteligentes e de DTC nas suas redes, aumentando a capacidade de monitorização. Os dados recolhidos pela telecontagem de PTD são utilizados para deteção de situações de ocorrência de sobrecarga e para a construção de diagramas de carga representativos dessas instalações (permitindo a caracterização dos diagramas de carga de PTD associados a redes com elevada penetração de autoconsumo e/ou de consumos de mobilidade elétrica e promovendo estudos sobre a necessidade de realizar intervenções nas instalações para as quais se antecipem situações críticas, bem como estudos mais alargados sobre os benefícios de soluções não convencionais, tais como as possibilitadas por estratégias de flexibilidade). Adicionalmente, a EDP utiliza os dados provenientes dos contadores inteligentes para identificar redes BT problemáticas (nomeadamente de redes que possam, circunstancialmente, apresentar sobrelevações ou valores de tensão reduzidos). O modelo desenvolvido de deteção dessas redes encontra-se em fase de automatização em sistema, sendo aplicável às redes de BT que já apresentem uma elevada proporção dos seus clientes dispondo de contadores inteligentes em telegestão.

Recomendação da ERSE # 6B

"Para além da informação já hoje disponibilizada no Anexo 5.A sobre a capacidade de receção disponível em cada subestação, para cada nível de tensão, seria importante que esta informação fosse disponibilizada graficamente (mapa), de modo a que seja possível identificar as zonas com maior capacidade de receção disponível e aquelas em que esta é mais escassa, permitindo ao operador identificar qual a melhor estratégia para colmatar lacunas."

Análise EDP Distribuição

No Anexo B.3 do PDIRD-E 2020 são apresentadas as tabelas de capacidade de receção e os mapas geográficos da RND indicando graficamente a capacidade disponível, para os anos de 2020 (i.e. no início do Plano) e 2025 (no final do Plano). Para cada um destes anos são apresentados dois mapas, um com a capacidade disponível no nível AT e outro com a capacidade disponível no nível MT, em cada SE AT/MT e PCAT.

Recomendação da ERSE # 7

"A questão da penetração da produção distribuída deve deixar de ser unicamente apresentada na perspetiva de problemas que coloca e de custos incorridos, quer quando se trata da interação entre as redes de transporte e as redes de distribuição, quer quando são analisados os impactes em cada um dessas redes, devendo ser tido em conta os benefícios que poderão resultar desta evolução e que, provavelmente, serão mais evidentes quando se analisar a penetração em maior escala da produção distribuída ligada às redes em MT e BT."

"Alguns dos pressupostos de planeamento, que foram estabelecidos num contexto em que era outro o conceito de produção distribuída (ou nem existia), devem ser adaptados ao novo contexto, ou em alternativa, a sua manutenção deve ser melhor justificada. A manutenção destes pressupostos pode originar sobrecustos de investimento na rede, que poderão constituir uma barreira à penetração deste novo tipo de produção distribuída. A ERSE recomenda, por isso, que em edições futuras de propostas de PDIRD-E reflitam os comentários referidos."

Análise EDP Distribuição

Em resultado da transposição para a regulamentação nacional do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016, o qual estabelece define mecanismos de flexibilidade aplicados aos produtores, foram revistos os critérios de avaliação de capacidade da RND. Consequentemente, apesar do significativo acréscimo de potência comprometida na RND, aproximadamente 4.000MVA entre o PDIRD-E 2018 e o PDIRD-E 2020, a capacidade disponível na RND reduziu de apenas 1.196MVA entre o declarado no PDIRD-E 2018 (7.835MVA) e no PDIRD-E 2020 (6.639MVA).

Adicionalmente, o desenvolvimento em curso de métodos de planeamento probabilístico permitirá a avaliação do impacto (benefícios e constrangimentos) da integração de produção distribuída num nível de tensão e da sua devida propagação aos níveis superiores.

Recomendação da ERSE # 8

"A ERSE recomenda que na informação a disponibilizar em sede de PDIRD-E 2020, o operador da RND identifique aquelas subestações em que se verificou congestionamento, em qualquer dos sentidos de trânsito, e quantifique o número de horas em que esse congestionamento sucedeu."

Análise EDP Distribuição

A informação sobre o congestionamento da carga verificado nas subestações é disponibilizada pelo ORD à ERSE no documento elaborado em resposta ao Art.º 22.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) - Quadro Transformadores AT/MT que consta do ponto 4.1.1 da Norma Complementar n.º 2 do RARI. Nesse quadro disponibiliza-se o histograma de utilização dos TP AT/MT (nº de horas em classes de 10% da respetiva capacidade estipulada). De acordo com os dados disponibilizados no relatório entregue em 2020 (dados referentes a 2019), registaram-se pontualmente situações de sobrecarga em TP AT/MT, para trânsitos no sentido da entrega de energia de AT para MT, embora de curta duração (duração máxima acumulada para o ano de 67h, para a SE Alcoitão); refira-se que as situações de sobrecarga temporária são possíveis, normalmente associadas a reconfigurações de rede realizadas em situação de contingência:

ID do Transformador	SAP ID	ID da subestação	Nome
761484	280190664	0808S5060200	LOULÉ
1627718	280182313	1105S5413000	PAREDE
1627725	280182314	1105S5413000	PAREDE
1627739	280182316	1105S5396000	ALCOITÃO
1627802	280182322	1113S5527000	CASALINHOS DE ALFAIATA
1628236	280182365	1403S5799800	ALMEIRIM
1628705	280182397	1106S5800000	EXPO SUL
6974965	280187385	1304S5009400	JOVIM
6974973	280187386	1304S5009400	JOVIM
6975139	280187405	0116S5002800	DEVESA VELHA
6975163	280187408	0116S5002800	DEVESA VELHA
6975243	280187418	1314S5004600	AREIAS NORTE
6975331	280187429	1310S5009200	REBORDOSA
6975445	280187443	1313S5010600	BEIRIZ
6975453	280187444	1313S5010600	BEIRIZ
6975589	280579076	0306S5004700	FONTE BOA
6975597	280187462	0306S5004700	FONTE BOA
6975888	280187494	1312S5013900	MONTE DOS BURGOS
6975896	280187495	1307S5007700	MARCO DE CANAVESES
6975920	280187498	0312S5002700	LOUSADO

6976278	280187539	0108S5001000	AVANCA
6976403	280187552	0308S5008400	GUIMARÃES
6976471	280187556	1306S5008900	MAIA
6976479	280187557	0308S5008400	GUIMARÃES
10273667	280181453	1106S5907000	BOAVISTA (Lisboa)
28609759	280192314	0312S5003800	REQUIÃO
37516549	280192268	0111S5006200	PAMPILHOSA
53902681	280210299	1405S5680800	CARRASCAL
124467022	280210303	1010S5011000	CASAL DA LEBRE
399374001	280190679	1608S5006800	VALENÇA
672751093	280182309	1105S5376000	ESTORIL
---	Sem ID 06	1106S5200200	PRAÇA FIGUEIRA

Registaram-se, também, pontualmente (duração máxima de 1h acumulada para o ano), pontas máximas acima das características estipuladas dos TP AT/MT, com trânsitos de energia inversos (das redes MT para as redes AT):

ID do Transformador	**SAP ID**	**ID da subestação**	**Nome**
170782063	280792440	1714S5022900	JORJAIS
---	Sem ID 07	1805S5001700	VAROSA

Recomendação da ERSE # 8A

"Adicionalmente, deverá ser quantificado o montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade. Estas informações de acesso às redes deverão ser associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador."

Análise EDP Distribuição

Em concordância com o recomendado pela ERSE, foi incluída a informação da potência de ligação rejeitada ligar à RND no Anexo B.2.1 - Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT e descrito no Capítulo 4 - Pontos de Entrega de Energia.

A informação de potência rejeitada foi desagregada geograficamente por subestação AT/MT e desagregada pelo fundamento da rejeição, quer por motivo de limitação da RND, totalizando 1.437MVA de potência rejeitada, quer por motivo de parecer negativo do GGSEN, totalizando 17.807MVA de potência rejeitada (este valor inclui não só rejeições das instalações RND constantes

da tabela, como das rejeições de ligações à RND realizada em painéis de 60kV em instalações da RNT).

Recomendação da ERSE # 9

"Já em termos de garantia de segurança às capitais de distrito, a ERSE sublinha a preocupação expressa em alguns comentários recebidos na consulta pública, que recomendam que o operador estenda esta estratégia aplicável às capitais de distrito a outras localidades, as quais pela sua importância ao nível dos consumos industriais, mereceria um reforço dos investimentos que garantisse uma qualidade de serviço ao nível das restantes zonas A."

Análise EDP Distribuição

No âmbito da análise do vetor Qualidade de Serviço Técnica para o PDIRD-E 2020, deu-se continuidade ao estudo do impacto do investimento nos índices de continuidade de serviço (SAIDI e TIEPI). Foi, assim, revisto e melhorado o modelo de estimação utilizado em PDIRD-E anteriores, tendo-se considerado, para além da componente do investimento, também uma nova componente associada aos custos de manutenção na RND, bem como foi atualizado para o investimento previsto no período deste PDIRD-E (Anexo H.2).

Em particular, e adicionalmente à habitual estimativa ao nível da rede nacional, foram efetuadas estimativas por zona do Regulamento da Qualidade de Serviço (zonas A, B e C do RQS), procurando-se quantificar as necessidades de investimento para cada zona e atingir os objetivos definidos neste Plano para a QST. Estes objetivos apontam para uma manutenção/melhoria da qualidade de serviço técnica, tendo em conta as recomendações recebidas no anterior PDIRD-E para este vetor, sendo que se prevê a manutenção na zona A e na zona B e uma melhoria na zona C, resultando numa melhoria global a nível nacional (redução estimada do SAIDI MT global em -3,39 min). Manteve-se, assim, a estratégia de redução das assimetrias de QST, direcionando os investimentos de modo a melhorar as zonas menos bem servidas e procurando não deteriorar as restantes (Capítulo 3.1.1.2.2).

A EDP Distribuição continuará a assegurar o desenvolvimento da RND e a melhoria da qualidade de serviço técnica de acordo com o previsto na regulamentação em vigor, elaborando planos específicos (p.ex. em zonas industriais ou outras) sempre que tal se manifeste como oportuno e ponderando a adequação dos investimentos a considerar tendo em conta a sua eficiência e benefícios para o SEN.

Recomendação da ERSE # 10

"Na proposta de PDIRD-E 2018, o Operador da RND realizou em conjunto com o INESC-TEC um novo estudo com o objetivo de estimar projeções para as perdas técnicas na RND. (…) Apesar de o operador da RND já ter disponibilizado informação sobre estimativa de perdas desagregadas (…) a ERSE reforça a recomendação efetuada no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, na expectativa de que na próxima edição de PDIRD-E 2020, já seja possível ao operador da RND apresentar um balanço energético identificando claramente as perdas elétricas nas redes, em termos de energia (GWh) e em % o consumo referido à emissão."

Análise EDP Distribuição

Em anteriores edições do PDIRD-E, foi desenvolvido um trabalho entre a EDP Distribuição e o INESC-ID/IST com o objetivo da certificação do modelo de perdas e, com base nesta certificação e outros estudos realizados pelo INESC TEC, foram estimadas perdas para a rede AT e MT.

Dando seguimento a esta análise com o INESC TEC, pretendeu-se estudar a viabilidade de aplicar balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas. Os resultados até agora obtidos apontam para valores de perdas alinhados com os padrões esperados na rede AT e na rede MT, enquanto que para a rede BT se afasta dos padrões normais e não está de acordo com a experiência e testes realizados em estudos anteriores. Complementarmente, estão a decorrer outros estudos com o INESC TEC sobre o impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspetivada nos níveis de tensão da RESP.

Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

Recomendação da ERSE # 10A

"A ERSE realça o esforço do ORD em estimar as perdas da RND para os níveis AT e MT, mas estando concluído o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD), a ERSE sublinha e reafirma a necessidade de disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que ainda não ficou resolvida na proposta de PDIRD-E 2018, sendo esperado que tal ocorra na proposta de PDIRD-E 2020."

Análise EDP Distribuição

A última parte do estudo com o INESC TEC, acima referido, incidiu na análise da viabilidade de utilização de balanços de energia como forma de estimação de perdas.

Dos resultados obtidos, e devido a limitações nos dados disponíveis, esta hipótese não foi ainda validada como alternativa aos estudos baseados em trânsitos de potência diretamente a partir do balanço. Refira-se que o cálculo subjacente implica na diferença entre a energia entregue a uma rede e absorvida desta. Uma vez que o resultado dessa diferença (as perdas) são de cerca de 1% de qualquer das grandezas, qualquer erro de medida poderá distorcer o resultado final obtido. Acrescem as dificuldades associadas à integração dos valores de energia entregue e absorvida por uma rede durante um determinado período de tempo, atendendo ao facto de a rede ser dinâmica (ou seja, obrigando à consideração rigorosa de todas as reconfigurações de rede verificadas durante o período de tempo de integração dos dados e as consequências dessas reconfigurações ao nível dos balanços de energia associados a cada nó de rede). Não obstante, o mais correto conhecimento dos diagramas de carga e de produção verificados ao longo da rede permitem melhor o grau de confiança obtido nas estimativas de perdas obtidas por simulação do comportamento das redes.

Procurando desenvolver ações que permitam melhorar as medidas, e de modo a reforçar potencial de exploração da rede de distribuição, foi incluído no PDIRD-E 2020 o projeto "Melhoria do Balanço Energético na Rede MT" (Ficha n.º 101) tendo como principal objetivo facilitar a análise e deteção de focos de perdas na RND, nomeadamente perdas não técnicas.

ANEXO J – BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS DOS PDIRD-E

Página em branco

Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E

Índice

1 Introdução 3

2 Vetores 4

2.1 Descrição 4

2.2 Metodologia de cálculo do investimento por Vetor 4

2.3 Investimento por vetor 4

2.3.1 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2017 5

2.3.2 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2018 6

2.3.3 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2019 6

3 Balanço por Vetor de Investimento 7

3.1 Análise por Vetor 7

1 Introdução

No seguimento da realização do Balanço Intercalar ao Investimento efetuado no PDIRD-E 2018, também para este Plano se elaborou o mesmo exercício.

Tendo em consideração que o Plano assenta numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, nomeadamente para o investimento específico, a análise incidiu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Foram analisados os anos 2017, 2018 e 2019, que abrangem os PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2018. Efetuou-se a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos.
Os valores considerados em plano para os anos 2017 e 2018 são referentes ao PDIRD-E 2016. Para 2019, considerou-se o previsto no PDIRD-E 2018.

2 Vetores

2.1 Descrição

Os vetores estratégicos de investimento considerados são:

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

2.2 Metodologia de cálculo do investimento por Vetor

O investimento atribuído a cada vetor é calculado com base numa matriz que afeta uma percentagem do investimento de cada programa ao respetivo vetor.

Tabela 2.1- Matriz dos investimentos por vetor

	Contribuição para os Vetores de Investimento de Iniciativa de Empresa					
Programas de Investimento	**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%	

2.3 Investimento por vetor

No ponto 3. analisar-se-ão os valores para cada um dos vetores. Essa análise detalha e complementa a visão global que abaixo se apresenta para o desempenho em cada um dos anos.

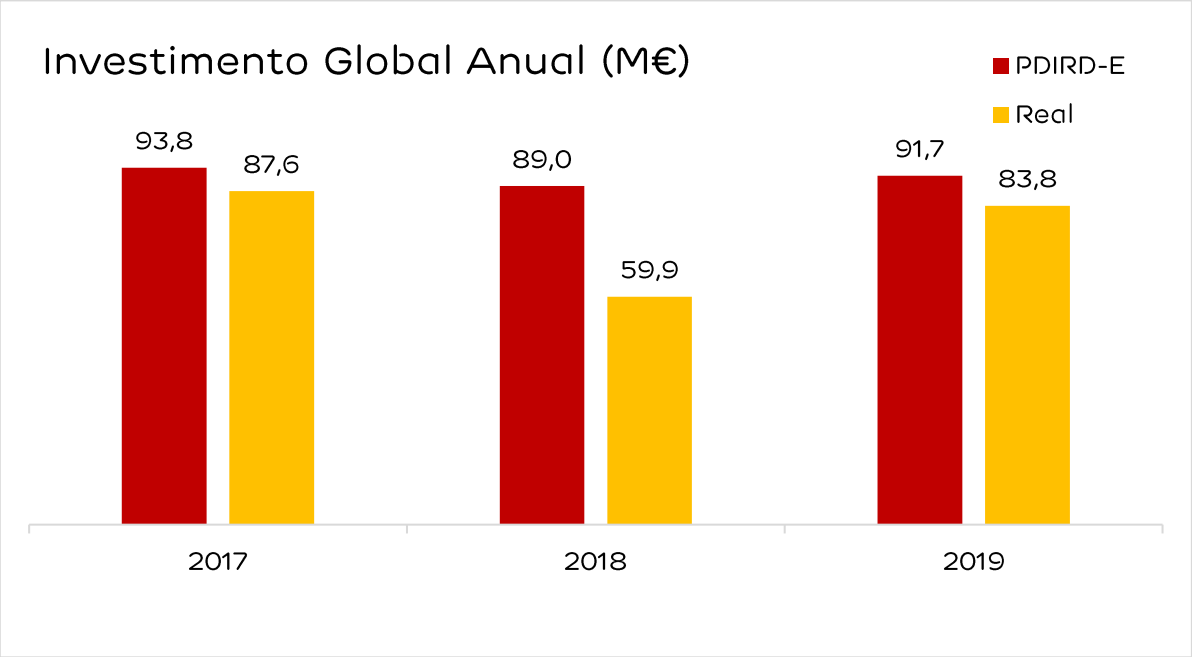


Figura 2.1: Investimento Global Anual (M€)

No ano de 2018, entrou em exploração uma nova ferramenta informática, o sistema JUMP, com especial impacto no investimento de iniciativa da empresa. As contingências e a necessidade de adaptação da Empresa associadas à entrada em exploração deste novo sistema, traduziu-se na redução do nível de investimento nesse ano. Em 2019, observa-se já uma recuperação dos níveis de investimento nomeadamente na componente do Investimento Obrigatório e Corrente Urgente.

2.3.1 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2017

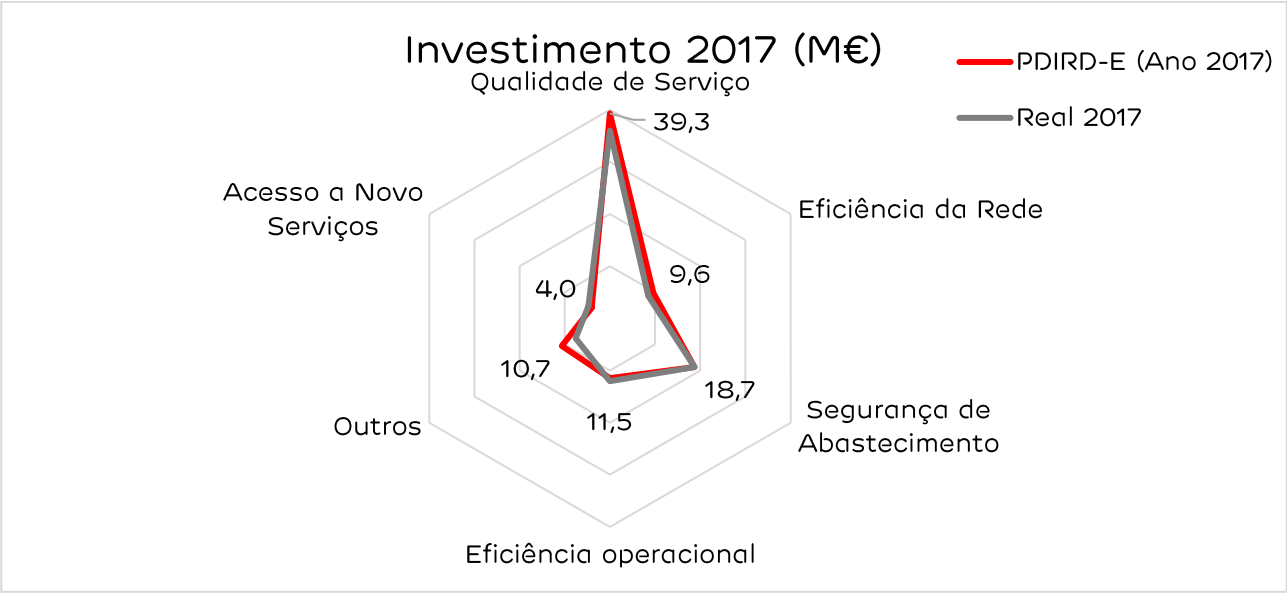


Figura 2.2: Investimento 2017 (M€)

2.3.2 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2018

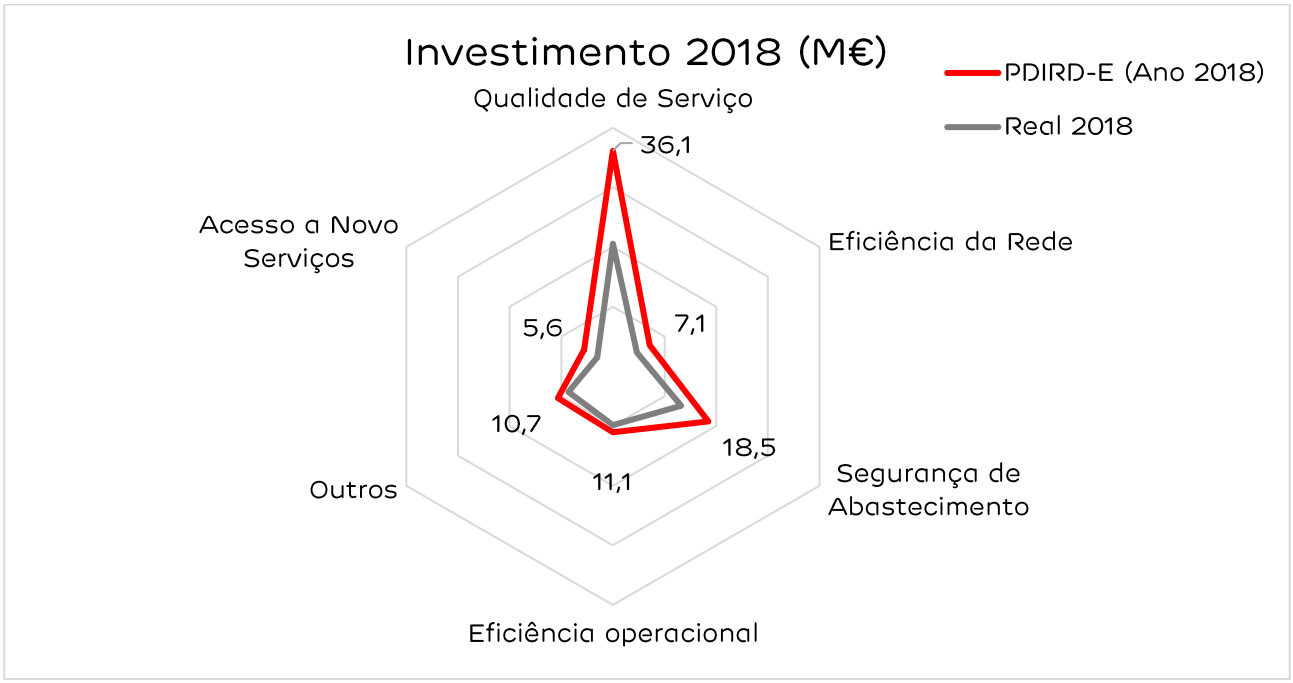


Figura 2.3: Investimento 2018 (M€)

2.3.3 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2019

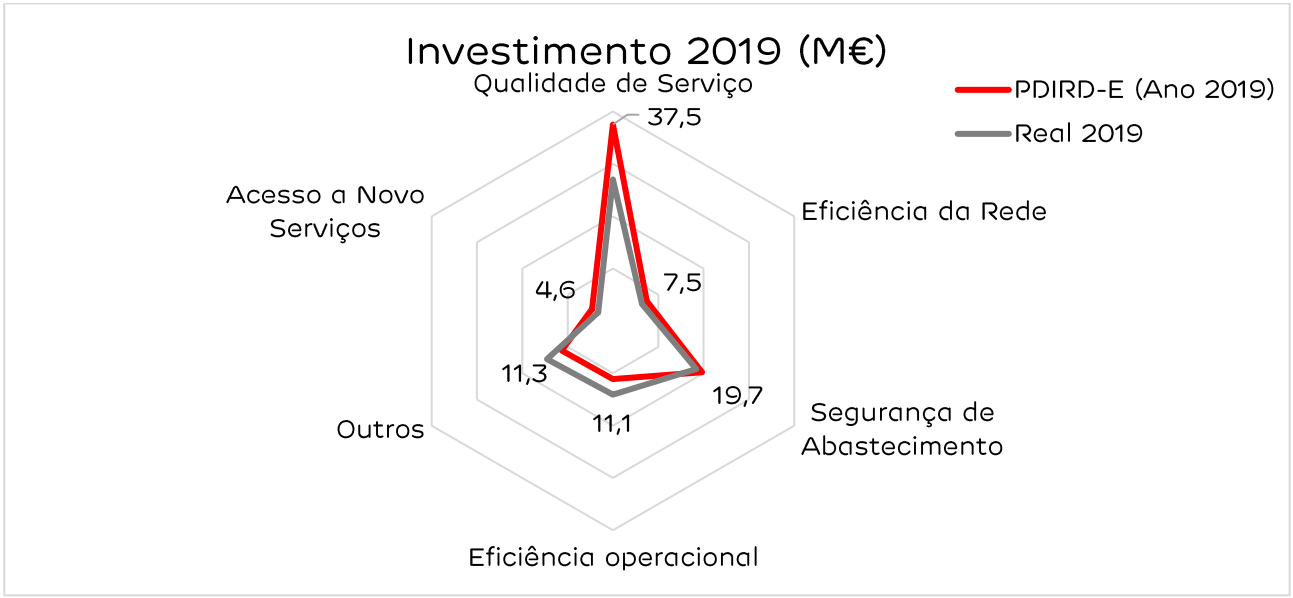


Figura 2.4: Investimento 2019 (M€)

3 Balanço por Vetor de Investimento

3.1 Análise por Vetor

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor de Segurança de Abastecimento apresenta valores de realização de investimento em cada um dos anos em linha com os valores propostos no PDIRD, exceto em 2018, ano em que entrou em exploração o sistema JUMP.

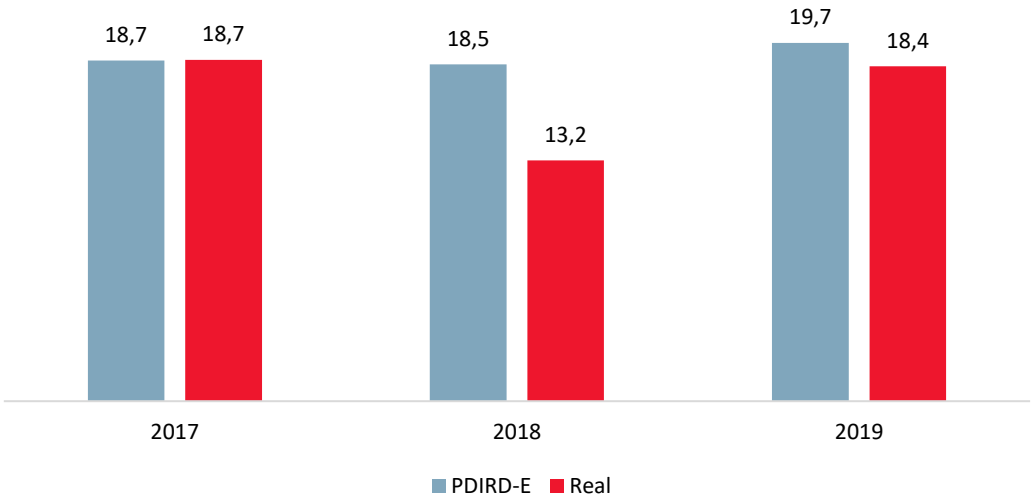
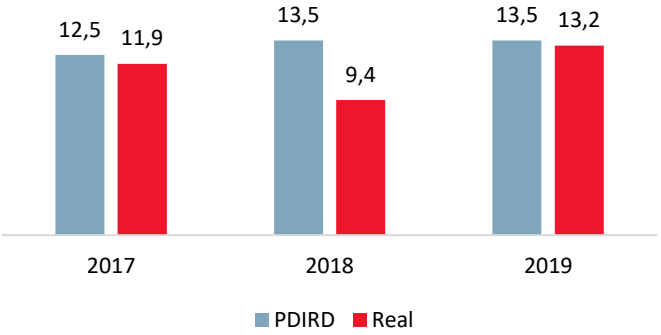


Figura 3.1: Vetor Segurança de Abastecimento (M€)

O Investimento Obrigatório é o programa que contribui com mais peso para este vetor. Apesar do impacto também sentido neste programa em 2018, em 2019 verifica-se já alinhamento com os



valores previstos.

Figura 3.2: Investimento Obrigatório (s/ contadores) (M€)

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O vetor de Qualidade de Serviço apresentou desvios significativos face ao plano nos anos de 2018 e 2019. Afetado quase exclusivamente por programas de investimento de iniciativa da empresa, o impacto da entrada em exploração do sistema JUMP, para além de ter afetado o ano de 2018, teve também impacto em 2019.

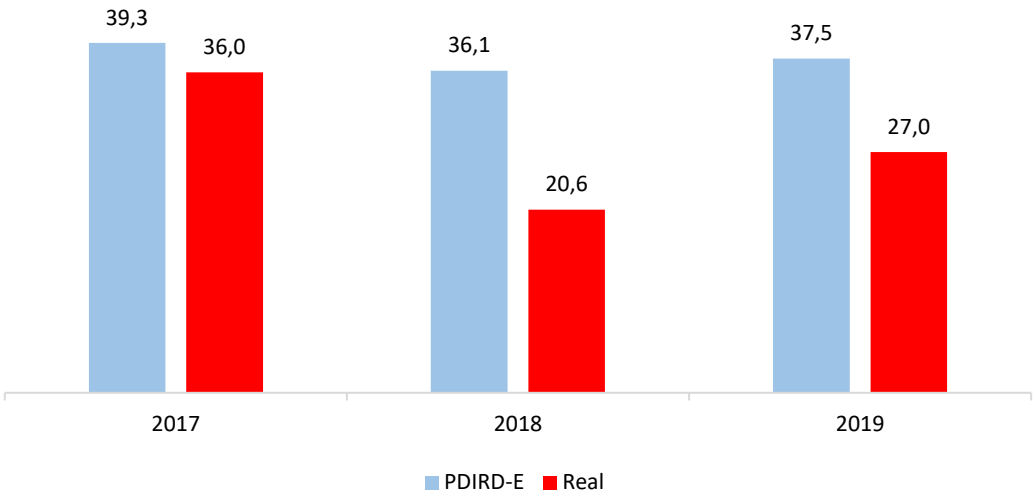


Figura 3.3: Qualidade de Serviço (M€)

Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

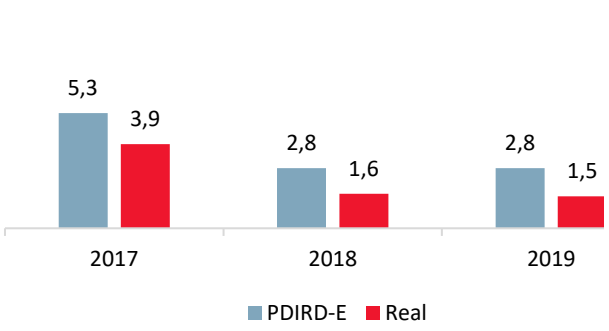


Figura 3.4: Desenvolvimento de Rede (M€)

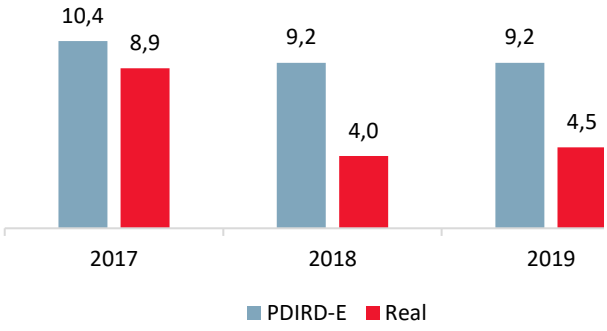


Figura 3.5: MQST (M€)

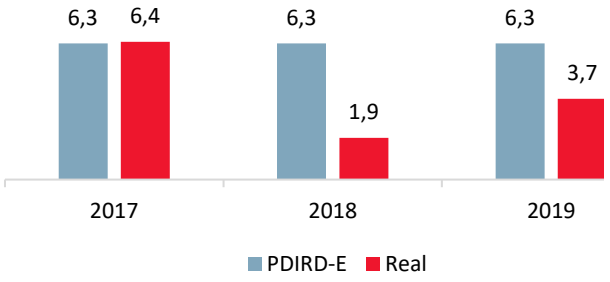


Figura 3.6: TCMT (M€)

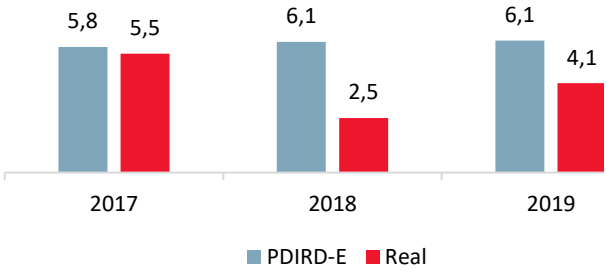


Figura 3.7: Reab Ativos AT/MT (M€)

Apesar de o investimento neste vetor ter repercussão direta nos indicadores da qualidade de serviço técnica, o efeito não é imediato. A evolução do indicador global de continuidade de serviço SAIDI MT pode ser analisada no capítulo 3.1.1.2 do documento principal do PDIRD-E 2020, onde se verifica que a evolução recente deste indicador se tem situado dentro da banda de incerteza.

EFICIÊNCIA DA REDE

O vetor eficiência de rede apresenta um desvio significativo no ano de 2018, uma vez mais reflexo da entrada em exploração do sistema JUMP.

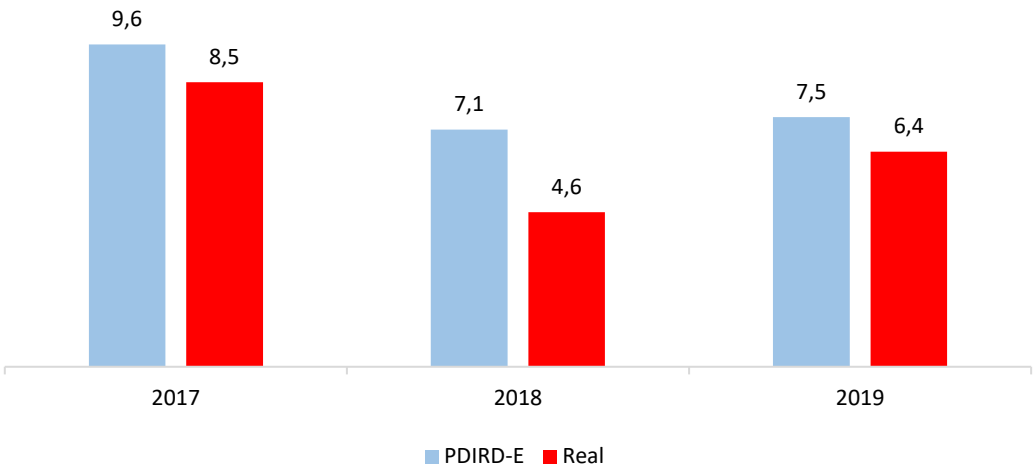


Figura 3.8: Eficiência da Rede (M€)

Este desvio regista-se em programas de investimento de iniciativa da empresa, cujo contributo para este vetor é significativo (Desenvolvimento de Rede, Reabilitação de Ativos AT/MT e Redução de Perdas AT/MT).

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição desses programas para o investimento no vetor Eficiência da Rede.

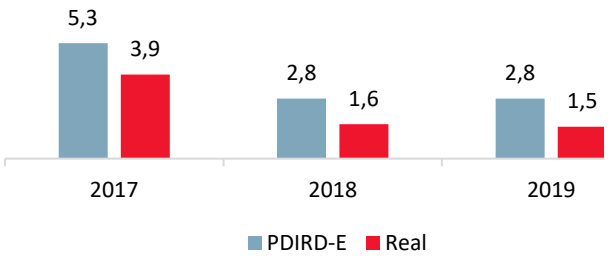


Figura 3.9: Desenvolvimento de Rede (M€)

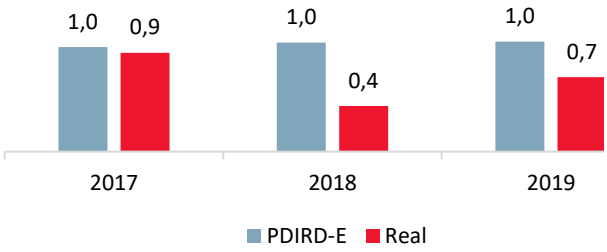


Figura 3.10: Reab Ativos AT/MT (M€)

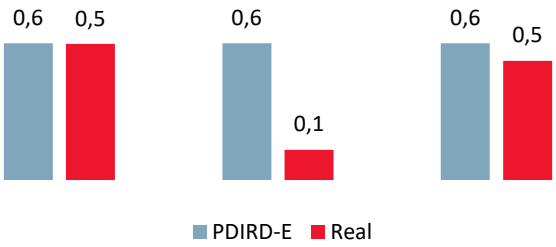


Figura 3.11: Redução Perdas AT/MT (M€)

EFICIÊNCIA OPERACIONAL

O vetor Eficiência Operacional apresenta valores de investimento globalmente mais alinhados com o previsto no PDIRD-E. A elevada correlação deste vetor com o investimento Corrente Urgente, que em 2019 registou valores acima do previsto, motivados pela recuperação de redes afetadas por incêndios e intempéries, justifica a realização acima do previsto nesse ano.

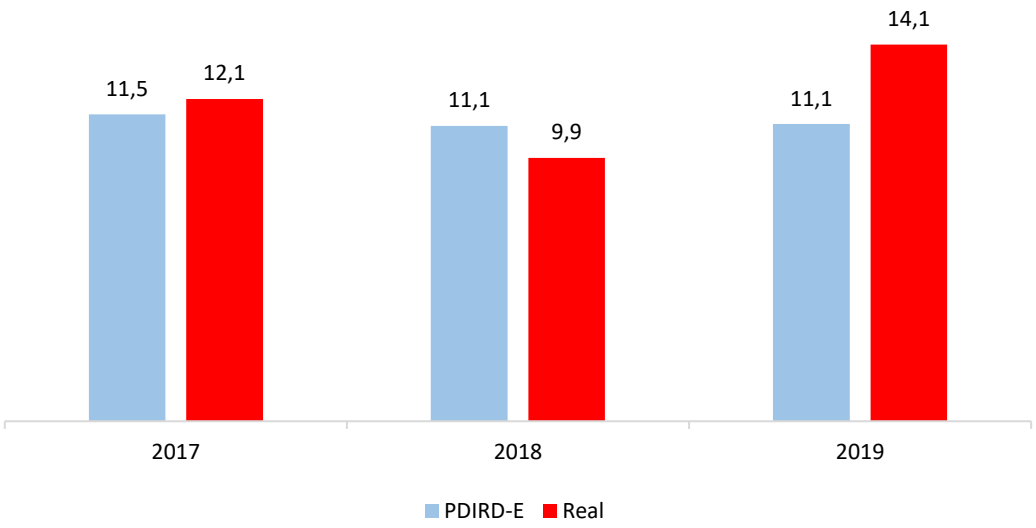


Figura 3.12: Eficiência Operacional (M€)

Nos gráficos em baixo apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

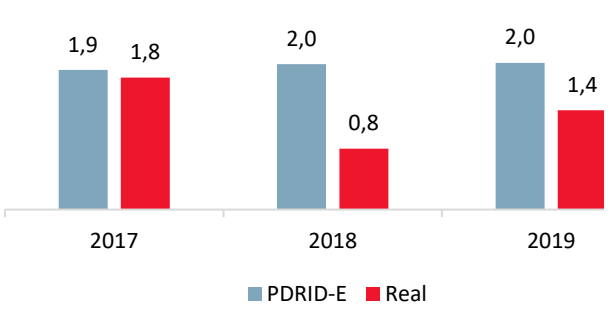


Figura 3.13: Reab Ativos AT/MT(M€)

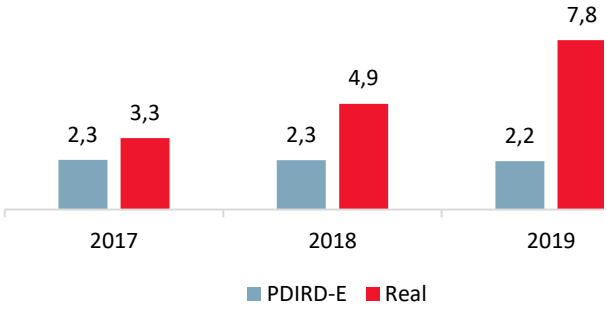


Figura 3.14: Corrente urgente AT/MT(M€)

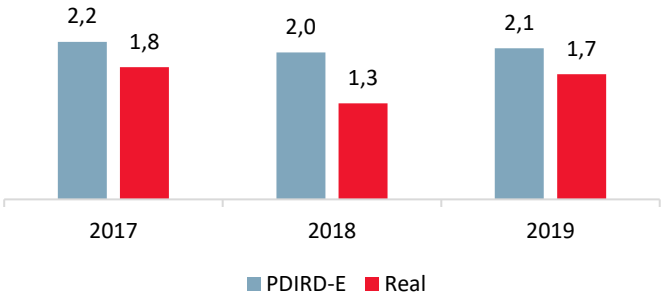


Figura 3.15 Automação de SE e SPCC AT/MT(M€)

ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

O vetor Acesso a Novos Serviços apresenta maior desvio no ano de 2018.

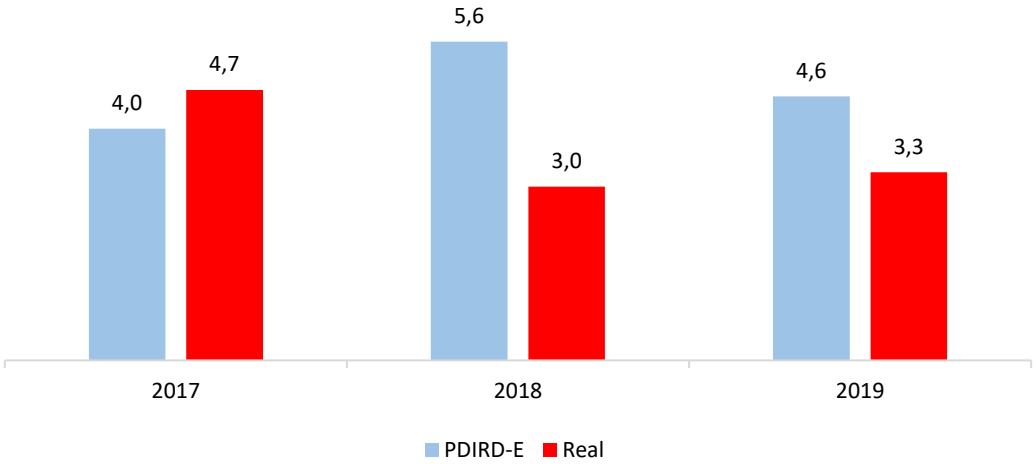


Figura 3.8: Acesso a Novos Serviços (M€)

O desvio no programa Inovgrid em 2018 está também relacionado com a entrada em exploração do sistema Jump. O atraso no arranque de alguns projetos com tecnologia inovadora no âmbito dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação impactou também o ano de 2019.

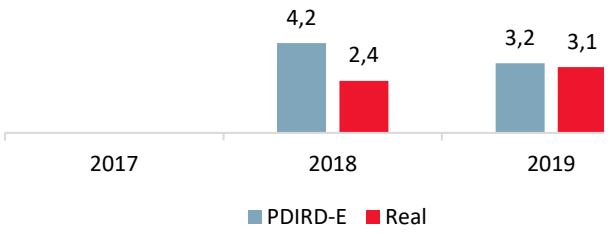


Figura 3.17: Inovgrid (M€)

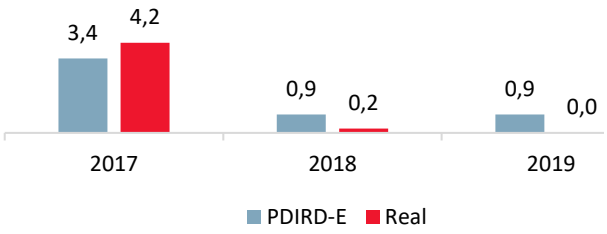


Figura 3.18: Projetos Inovadores(M€)

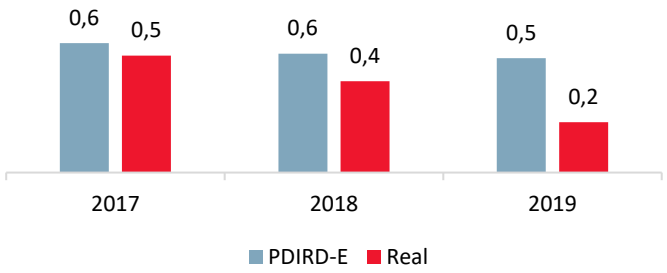


Figura 3.19: Sistemas Inteligentes e Supervisão (M€)

OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, o Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por "Outros". São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

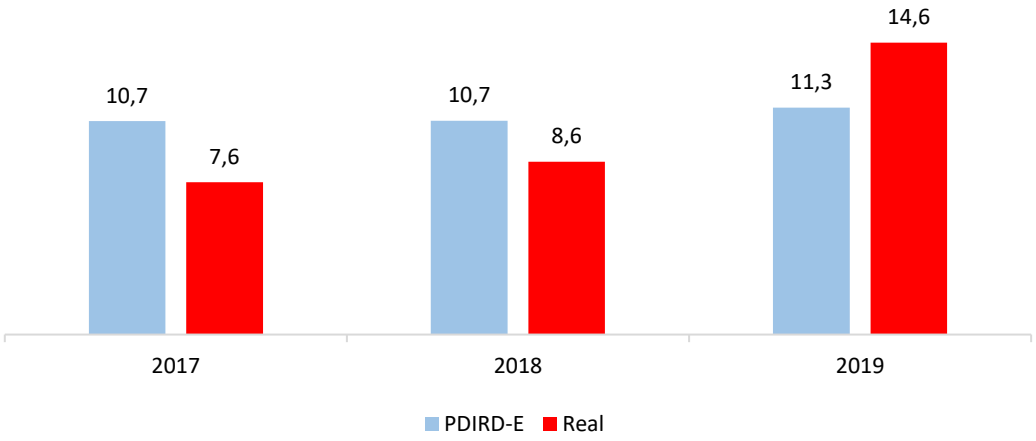


Figura 3.20: Outros Investimentos (M€)

Com a aprovação do PDIRD-E 2016 em junho de 2018, o arranque de alguns projetos da Promoção Ambiental – Integração Paisagística de Redes Aéreas e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas previstos para 2017, foi adiado.

Adicionalmente, os desvios existentes no Investimento Obrigatório (contagem de Alta e Média Tensão), contribuíram para a realização em baixa do ano de 2017 e também de 2018.
Ainda no âmbito deste programa, algumas realizações correspondentes ao ano de 2018 foram regularizadas apenas em 2019, o que justifica as variações nos respetivos anos.

Para este vetor, contribui com algum significado o programa de investimento Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, cujas realizações têm cumprido ou superado os valores previstos.

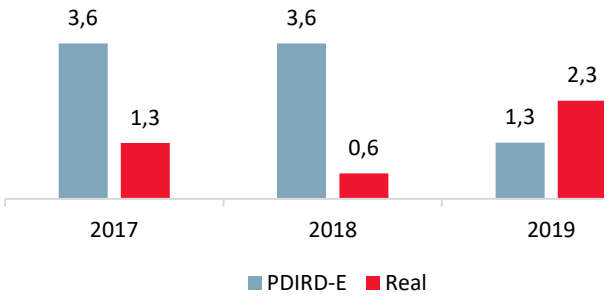


Figura 3.21: Obrigatório s/ contadores (M€)

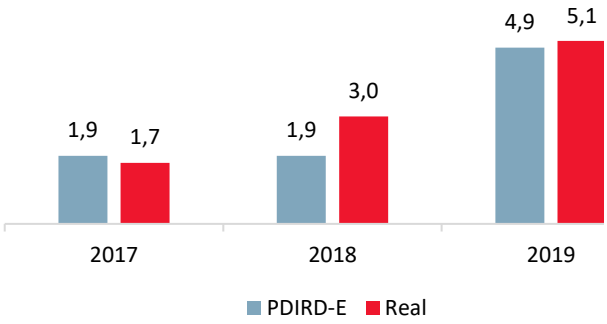


Figura 3.22: RSFGC (M€)

ANEXO K – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA

Página em branco

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição

Ciclo 2021-2025

Relatório de Avaliação Ambiental Prévia

TÉCNICO LISBOA

junho 2020

Índice

1. Introdução ____ *4*

2. Antecedentes ____ *4*

3. Justificação da não necessidade de AAE do PDIRD-E 2020 ____ *6*

4. Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD 2020 ____ *9*

4.1 Metodologia ____ 9

4.2 Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento ____ 11

4.3 Projetos do PDIRD-E 2020 ____ 13

4.4 Propostas de melhoria da AAP ____ 14

5. Conclusões ____ *15*

1. Introdução

O presente documento constitui o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia do PDIRD-E 2020, elaborado pela Associação para o Desenvolvimento do Instituto Superior Técnico (ADIST) por solicitação da EDP Distribuição. A avaliação ambiental prévia é elaborada sobre os resultados da avaliação do portfolio de projetos que integram o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2020, referente ao ciclo de investimento de 2021-2025.

O PDIRD-E é um plano de investimento da rede elétrica de distribuição em Alta e Média Tensão (AT e MT), revisto a cada dois anos. O PDIRD-E 2020 mantem a estratégia de investimento de ciclos anteriores e apresenta um portfolio de projetos, metade dos quais já constavam do portfolio do PDIRD-E 2018.

2. Antecedentes

Em 2018 foi conduzida uma avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E 2018, referente ao ciclo de investimento 2019-2023. Nessa AAE a estratégia de investimento prosseguida correspondia no essencial à estratégia já constante do PDIRD-E 2017-2021, que ainda não estava em execução. Por estratégia do PDIRD-E entende-se a coerência dos objetivos do plano, dos eixos estratégicos e das opções estratégicas de desenvolvimento e prossecução dos investimentos. Ou seja, considerou-se que uma alteração de prioridades de investimento não é necessariamente sempre consequência de uma alteração de estratégia de investimento, uma vez que se pode ficar a dever tão somente a alterações de procura ou de financiamento.

Verificou-se ainda que o portfolio de projetos que integrou o PDIRD-E 2018 incluía projetos correspondentes a ciclos de investimento anteriores (PDIRD-E 2017-2021 e também PDIRD-E 2015-2019) que ainda não tinham sido implementados, e que se mantiveram no portfolio, justamente porque prosseguiam estratégias já anteriormente estabelecidas.

Decorrente de pareceres emitidos sobre a proposta de PDIRD-E 2017-2021, incluindo parecer da ERSE, parecer do Operador da Rede de Transporte (REN) e da Consulta Pública, em particular da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), e perante a natureza contínua do PDIRD-E (continuidade de estratégia e de projetos em carteira), surgiu a dúvida sobre a necessidade de sujeitar os PDIRD-E, em cada ciclo de planeamento, isto é, a cada dois anos, a um procedimento de avaliação ambiental nos termos da legislação em vigor. Com efeito, o PDIRD-E destina-se a reanalisar prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica em função de alterações de contexto, seja em termos de financiamento seja por outras razões que afetam as prioridades de investimento. Estas prioridades podem-se revelar estratégicas (com alteração de objetivos e opções estratégicas) ou operacionais (ajustamento na carteira de projetos a investir, mantendo-se inalterada a estratégia de investimento).

Acresce que alguns dos projetos previstos no âmbito do PDIRD-E poderão estar sujeitos ao regime de Avaliação do Impacte Ambiental (AIA), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, com a redação atual, ou, quando localizados em Rede Natura 2000, à Avaliação de Incidências Ambientais (AIncA), prevista no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, com a redação atual. Refira-se que nenhum dos projetos inseridos em anteriores PDIRD-E foram considerados pelas entidades competentes como sujeitos a estes procedimentos de avaliação.

Assim, tendo em conta as circunstâncias descritas nos parágrafos anteriores, a AAE do PDIRD-E 2018 conduziu uma avaliação ambiental com duas componentes:

- Uma componente estratégica, correspondente a uma avaliação ambiental estratégica realizada de acordo com a metodologia do Guia de AAE publicado pela Agência Portuguesa de Ambiente em 2012[1].
- Uma componente operacional, correspondente a uma avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento.

Concluiu-se na AAE do PDIRD-E 2018 que a avaliação ambiental, componente estratégica, deverá permanecer válida até que ocorra uma alteração de estratégia de investimento. E que a avaliação ambiental, componente

[1] Partidário, M.R. (2012). "Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE", Lisboa. Agência Portuguesa do Ambiente / Redes Energéticas Nacionais.

operacional, deverá ser revista a cada ciclo de investimento, em função da alteração da carteira de projetos.

Para concretizar a avaliação ambiental, componente operacional, que se passou a designar por avaliação ambiental prévia, aplicou-se um mecanismo para avaliação ambiental de projetos de investimento desenvolvido a partir de mecanismos de avaliação ambiental já existentes na EDP Distribuição. Esta prática é, aliás, coerente com o previsto no nº 2, art.º 6º da legislação em vigor sobre avaliação ambiental de planos e programas (ver caixa), em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

> N.º 2 art.º 6.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio
>
> O relatório ambiental inclui as informações que sejam razoavelmente consideradas como necessárias para a realização da avaliação ambiental, tendo em conta os conhecimentos e métodos de avaliação disponíveis, o conteúdo e o nível de pormenor do plano ou do programa, a sua posição no procedimento de tomada de decisões e a medida em que determinadas questões sejam mais adequadamente avaliadas a níveis diferentes da hierarquia ou sistema em que o plano ou programa eventualmente se integre, por forma a evitar a duplicação da avaliação.

Este procedimento recebeu o acordo das entidades públicas com responsabilidade ambiental, no âmbito do procedimento de consulta pública da AAE do PDIRD-E 2018, designadamente da Agência Portuguesa do Ambiente, cujo parecer se anexa a este relatório.

3. Justificação da não necessidade de AAE do PDIRD-E 2020

A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) deve ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e com a dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E,

revisto a cada dois anos, e ser aplicada apenas quando exista justificação estratégica.

No relatório ambiental elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada "acompanhará os futuros ciclos de planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2018, com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E" (pg. 9 da versão final do relatório).

A AAE do PDIRD-E 2018 foi metodologicamente desenvolvida com uma natureza contínua para assegurar a coerência com a ciclicidade do PDIRD-E e por forma a dar cumprimento aos requisitos para avaliação ambiental de planos e programas nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, com a redação atual.

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de investimento da EDP Distribuição, no período de 2021-2025, mas não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores. Isto é, mantém-se os objetivos estratégicos do plano (p. 11 – 13 da versão final do relatório ambiental do PDIRD_E 2018) bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) então avaliadas e que se reproduzem no Quadro 1.

A única diferença reside na consideração do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, que acresce ao Quadro de Referência Estratégico. A diferença introduzida é pequena – significa que na OE5 , relativamente à segurança do abastecimento, se deve considerar não apenas a evolução da procura mas também a evolução da produção. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro problema nem no quadro de avaliação, e respetiva identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

Quadro 1 – Opções Estratégicas do PDIRD-E 2019-2023 que se mantêm em 2021-2025

Opção Estratégica	Descrição
OE 1	**Melhorar a QST nas zonas pior servidas** e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma **ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas**
OE 2	**Aumentar a resiliência** às alterações climáticas **das linhas aéreas existentes e novas** através de:

Opção Estratégica	Descrição
	a. **Substituição das linhas aéreas** existentes **em fim de vida útil por cabos subterrâneos** em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores e a zonas onde a rede esteja exposta a risco de incêndio muito elevado; b. **Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal** através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas; c. **Atender,** na fase da conceção e projeto **das novas linhas aéreas** aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.
OE 3	Reforçar a **automação** da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de **suporte a redes inteligentes em todo o território** (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	**Renovar, substituir ou reabilitar ativos** AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes prioritários[2], segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco[3]
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a **segurança de abastecimento,** atendendo à **evolução *da produção* e da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo** e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar **projetos de investimentos** orientados para a **redução de perdas técnicas**

Face ao exposto, apresenta-se no capítulo seguinte a avaliação ambiental da componente operacional, designada como avaliação ambiental prévia, do portfolio de projetos constantes do PDIRD_E 2020.

[2] Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento nº 3/2017 da ERSE).

[3] A matriz de risco da EDP Distribuição foca-se em 5 vetores: Segurança de pessoas; Ambiente; Sociedade (nº de clientes afetados, clientes prioritários segundo o Regulamento de Qualidade de Serviço); Desempenho (interrupções na rede); Financeiro.

4. Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD 2020

4.1 Metodologia

A metodologia adotada pela EDP Distribuição para a Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos baseia-se no pressuposto de que os projetos suscetíveis de poderem ter impactes ambientais negativos significativos se limitam aos incluídos nas seguintes tipologias de infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição:

- Subestações;
- Linhas elétricas aéreas, de alta tensão (AT), a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, a 15 kV e a 10 kV;
- Linhas subterrâneas (cabos), nos mesmos níveis de tensão.

O procedimento interno de AAP inicia-se, na fase de planeamento, com o preenchimento de uma ficha para todos os projetos. O conteúdo desta ficha de AAP divide-se em três fases:

- Fase A: Verificação de critérios relacionados com as características dos projetos;
- Fase B: Verificação de critérios relacionados com a localização dos projetos;
- Fase C: Conclusões, incidindo sobre a necessidade de consulta às entidades competentes.

No Quadro 2 indicam-se os critérios relacionados com as características dos projetos que são objeto de verificação na Fase A. A verificação destes critérios permite concluir se o projeto tem ou não características que justifiquem um procedimento de avaliação ambiental mais aprofundado.

Quadro 2 - Critérios da Fase A relacionados com as características dos projetos.

A1	O projeto consiste em alterações ou modificações de **linhas aéreas existentes**, sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A2	O projeto consiste em alterações ou modificações de **linhas subterrâneas existentes**, sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A3	O projeto consiste em alterações ou modificações numa **subestação existente**, sem alterações no seu perímetro.

Para os projetos que passam à Fase B, ou seja, para os projetos que não se encontram nas condições descritas nos critérios da Fase A, são verificados os critérios de localização constantes do Quadro 3.

Quadro 1 - Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos.

B1	O projeto localiza-se em Zonas de Proteção Especial (ZPE) (Rede Natura 2000).
B2	O projeto localiza-se em Sítios de Importância Comunitária (SIC) ou Zonas Especiais de Conservação (ZEC)* (Rede Natura 2000).
B3	O projeto localiza-se em áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas
B4	O projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação
B5	O projeto localiza-se em áreas consideradas como Geomonumentos
B6	O projeto localiza-se em Reserva Ecológica Nacional (REN)
B7	O projeto localiza-se em Reserva Agrícola Nacional (RAN)

* O Decreto Regulamentar n.º 1/2020, de 16 de março, classificou os SIC do território nacional como ZEC.

A verificação dos critérios da Fase B baseia-se na sobreposição, em Sistema de Informação Geográfica, dos projetos e da cartografia dos vários tipos de áreas referidas no Quadro 3. A EDP Distribuição dispõe da informação disponível ao público pelas entidades responsáveis pela informação cartográfica oficial, referida nesse quadro.

Com base nos resultados da verificação dos critérios das Fases A e B são elaboradas conclusões que podem revestir as seguintes formas:

- Não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Devem analisar-se, na fase de projeto, soluções que evitem ou minimizem a travessia ou ocupação das áreas referidas no Quadro 3;
- Devem ser contactadas, na fase de projeto, as entidades competentes pela gestão das áreas referidas no Quadro 3.

Este procedimento interno de AAP foi desenhado de modo a poder ser aplicado por técnicos da área do planeamento de rede.

Decorrente da AAP, os projetos identificados nos critérios B referidos no Quadro 3, são alvo de uma consulta prévia às entidades cujo parecer é incorporado na elaboração dos respetivos projetos de execução. Todos os projetos de execução da EDP Distribuição, nos quais estes estão incluídos, são sujeitos no âmbito do processo de licenciamento ao abrigo do Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de julho, e cujo resultado de aprovação é o suporte para a execução da respetiva obra no terreno.

4.2 Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento

No Relatório Ambiental referente ao PDIRD-E 2018 é referido que a AAP foi aplicada a 86 projetos, com os seguintes resultados:

- 59 projetos (68,6%) encontravam-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (ver Quadro 2), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Dos restantes 27 projetos (31,4%), 11 (12,8% do total) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 3, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Os restantes 16 projetos (18,6% do total) localizam-se nas seguintes áreas:
    - SIC e REN: 1 projeto;
    - REN: 14 projetos;
    - RAN: 1 projeto.

No Quadro 4 apresenta-se o ponto de situação destes 16 projetos.

Quadro 4 – Ponto de situação dos projetos do PDIRD-E 2019-2023 abrangidos pelos critérios da Fase B

N.º da ficha PDIRD-E 2019-2023	Designação do Projeto	Critério da Fase B	Ponto de situação
25	Linha AT Turiz-Amares	REN	Projeto a retirar do PDIRD-E
35	Nova Subestação AT/MT em Benavente	REN	Contactadas entidades: Parecer favorável
106	Reforço da Rede 15 kV da SE de Pegões	REN	Projeto alterado.
40	Nova SE AT/MT Conceição	REN	Contactadas entidades: Pareceres favoráveis para 2 obras; pedidos de informação adicional para as restantes.
31	Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	REN	Fase inicial de projeto

N.º da ficha PDIRD-E 2019-2023	Designação do Projeto	Critério da Fase B	Ponto de situação
24	Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	REN	Contactadas entidades, pareceres favoráveis
22	Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	REN	Fase inicial de projeto
104	Nova saída MA da SE de Candosa	REN	Fase inicial de projeto
103	Reforço da Rede MT da SE de Tondela	REN	Obras sem constrangimentos iniciadas; restantes em fase inicial de projeto
21	Alimentação AT da SE Amarante	REN	Projeto não iniciado
28	Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	REN	Projeto não iniciado
33	Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	REN	Fase inicial de projeto
36	Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	RAN	Projeto não iniciado
41	novo injetor SE REN Divor	SIC (atual ZEC) + REN	Fase inicial de projeto
102	Nova saída SE Felgueiras	REN	Fase inicial de projeto
110	Nova SE 60/30 kV em Grândola	REN	Fase inicial de projeto

O Relatório Ambiental do PDIRD-E 2018 apresentava as seguintes orientações para a melhoria da AAP:

i. Implementação da AAP;

ii. Atualização da informação geográfica de suporte dos critérios referidos no Quadro 3;

iii. Formação dos técnicos que aplicam a AAP relativamente aos aspetos ambientais envolvidos, contribuindo para evitar ou minimizar potenciais impactes ambientais negativos.

Relativamente à primeira orientação, verifica-se que o preenchimento das fichas de AAP foi efetuado de forma sistemática no âmbito do presente PDIRD-E.

No Quadro 5 apresenta-se a informação relativa à situação da atualização da informação geográfica de suporte à aplicação da AAP.

Quadro 5 – Situação da atualização da informação geográfica de aplicação da AAP.

Critério		Entidade	Data da última atualização da informação geográfica
B1	ZPE (Rede Natura 2000)	ICNF	01-01-2016
B2	SIC/ZEC (Rede Natura 2000)	ICNF	18-02-2019
B3	Rede Nacional de Áreas Protegidas	ICNF	25-09-2017

Critério		Entidade	Data da última atualização da informação geográfica
B4	Bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação	DGPC	27-09-2005
B5	Geomonumentos	ICNF / LNEG / Progeo	15-04-2016
B6	REN	CCDRs	18-03-2014
B7	RAN	DGADR	18-03-2014

Verifica-se, assim, que se mantém a desatualização da informação geográfica em que se baseia a AAP.

No âmbito de certificação ambiental, a EDP Distribuição promoveu em 2018 uma ação de formação geral, que abrangeu todo o universo de 3655 colaboradores da empresa. Estas ações foram maioritariamente realizadas recorrendo à forma *e-learning*, tiveram a duração de 50 minutos e foram preparadas pela Universidade EDP, entidade formadora certificada. Em 2019 foram realizadas outras ações de formação sobre ambiente, que abrangeram 353 colaboradores. Para a realização da AAP dos projetos de investimento na rede de distribuição descritos na proposta de PDIRD-E 2020 foi realizada formação *on the job* a 11 técnicos de planeamento de redes, que elaboraram as respetivas fichas individuais de cada projeto. No futuro próximo, a EDP Distribuição pretende elaborar o manual de procedimentos da AAP, definindo o fluxograma das ações e a matriz de responsabilidades, adaptados à nova estrutura organizativa da EDP Distribuição.

4.3 Projetos do PDIRD-E 2020

O PDIRD-E 2020 é constituído por uma carteira de 137 projetos.

O procedimento de AAP foi aplicado a estes 137 projetos, tendo-se verificado o seguinte:

- 86 projetos (63%) encontram-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (ver Quadro 2), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- 10 projetos (7% do total) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 3, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;

- Os restantes 41 projetos (30% do total) localizam-se numa ou mais das seguintes áreas: ZPE, SIC/ZEC, Área Protegida, RAN, REN. No Quadro 6 apresenta-se a distribuição destes projetos por fase de desenvolvimento e por tipo de área.

Quadro 6 – Projetos localizados nas seguintes áreas: ZPE, SIC/ZEC, Área Protegida, RAN, REN.

Situação dos projetos:	Não iniciado	Iniciado, pareceres solicitados às entidades	Iniciado, pareceres ainda não solicitados	TOTAL
ZPE+Área protegida+REN	1	0	0	1
ZPE+SIC/ZEC+REN	1	0	0	1
SIC/ZEC+Área protegida+REN+RAN	1	0	0	1
SIC/ZEC+REN+RAN	1	0	0	1
SIC/ZEC+REN	1	0	1	2
Área protegida+REN	1	0	0	1
REN+RAN	9	1	0	10
REN	15	0	8	23
RAN	1	0	0	1
Total	31	1	9	41

Relativamente aos projetos já iniciados é importante referir que apenas os projetos com um valor de investimento superior a 500 mil euros são descritos individualmente no PDIRD-E. Há situações de projetos já iniciados e não descritos no PDIRD-E por terem um valor de investimento inferior e que, devido a alterações, o valor orçamentado ultrapassou o limiar dos 500 mil euros pelo que passaram a ser descritos individualmente.

Deste conjunto de 41 projetos, os únicos que poderão vir a ser objeto de avaliação ambiental, caso o ICNF assim o entenda, são os localizados em Rede Natura 2000.

4.4 Propostas de melhoria da AAP

A realização das seguintes ações permitirá melhorar a AAP e os seus objetivos de assegurar a consideração dos principais aspetos ambientais no planeamento e no projeto de novos investimentos da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade:

- Atualização regular da informação de suporte referida no Quadro 5, que se encontra muito desatualizada;

- Prosseguimento da formação dos técnicos que aplicam a AAP e dos que desenvolvem os projetos no sentido de serem considerados os principais aspetos ambientais nestas fases;
- Realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental.

5. Conclusões

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de investimento da EDP Distribuição, no período de 2021-2025, mas não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores, mantendo-se os objetivos bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) já avaliadas em ciclos anteriores.

No PDIRD-E 2020 acresce o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 ao Quadro de Referência Estratégico, representando apenas a necessidade de, relativamente à segurança do abastecimento, considerar a evolução da procura e também da produção na OE5. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro de avaliação, incluindo identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

Assim na avaliação do PDIRD-E 2020 prevalece a aplicação da AAP.

A aplicação da AAP à carteira de projetos do PDIRD-E tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias.

São sugeridas ações de melhoria da AAP relacionadas com a atualização da informação de base, a formação dos técnicos envolvidos no planeamento e no projeto e a realização de auditorias a uma amostra de projetos.

O envolvimento e a interação das partes interessadas, incluindo naturalmente neste âmbito as entidades com responsabilidades ambientais específicas (APA, CCDR, ICNF, DGPC, entre outras), deve constituir um meio privilegiado de melhorar a fiabilidade e a eficácia da Avaliação Ambiental Prévia.

Página em branco

Página em branco

edp
distribuição