

# PARECER APREN

CONSULTA PÚBLICA N.º 111 – ATUALIZAÇÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO, 2021 A 2025 (PDIRD-E 2020-ATUALIZAÇÃO 2022)

## ENQUADRAMENTO

Conforme definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mais concretamente nos termos do artigo 128.º, o operador da RND deve elaborar o plano de desenvolvimento e investimento (PDIRD-E) quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 129.º do referido Decreto-Lei.

O PDIRD-E é, nos termos do artigo 130.º do Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro, submetido a uma revisão quinquenal, seguindo-se o procedimento estabelecido para a sua elaboração. Esta revisão e atualização do plano ocorre nos anos pares, devendo o operador da RND apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRD a que diz respeito.

A APREN gostaria de congratular o empenho e esforço dedicado à revisão do Plano pela E-REDES, e partilha a visão estratégica do documento assente numa maior eletrificação, pois considera-se que, com o caminho já feito na eletricidade renovável, o *know-how* incorporado, a disponibilidade e o potencial de recurso renovável com notável capacidade de crescimento no futuro, a rápida eletrificação dos usos de energia mais intensivos em carbono é, sem dúvida, a melhor e mais eficiente forma de descarbonizar e aumentar a competitividade da economia portuguesa. No entanto, esta visão é ainda mais urgente com atual situação de crise energética e necessidade de garantir a segurança do abastecimento, pelo que a APREN achava que esta atualização deveria ser mais profunda.

Relembramos que, apesar da evolução positiva, a incorporação de energia renovável no sector energético e o desenvolvimento das redes de distribuição e transporte, o investimento em todo o sector energético esteve vários anos estagnado, muito devido à crise económica de 2009-2014, e seguidamente devido à crise pandémica, e esta estagnação reflete-se no presente, sobretudo em relação às redes, o que irá exigir um esforço acrescido para retomar a trajetória para alcançar os objetivos de 2030.

O maior desafio será o de conciliar o caminho já traçado com os mais recentes objetivos do *Fit for 55* e *REPowerEU 2022*, sem comprometer a competitividade da economia e ao mesmo tempo promovendo o desenvolvimento e inovação da rede para dar resposta às necessidades de eletrificação conjugada com os novos desafios de um sistema de energético que deixa de responder a uma lógica de “sentido único” e passa a requer sistemas inteligentes de gestão e monitorização dos fluxos energéticos num cenário que o lado da procura passa atingir como oferta, tanto de produção como de serviços.

A APREN considera que a eletrificação direta e indireta (hidrogénio verde e combustíveis renováveis de origem não biológica) vai ser o principal vetor de descarbonização do setor, permitindo um aumento da penetração renovável nos três principais setores energéticos: Transportes, Aquecimento & Arrefecimento (A&A) e Eletricidade. Não obstante, principalmente os transportes e o A&A devem ter um destaque fulcral na estratégia e serem alvo de especial atenção, pois serão evolutivamente eletrificados exigindo um reforço adicional da rede.

Apesar da APREN fazer parte integrante do Conselho Consultivo da ERSE, não pode deixar de responder individualmente a esta consulta, apresentando uma visão individualizada do setor de geração de eletricidade renovável em Portugal face à Proposta com foco especial nas áreas que considera críticas para o desenvolvimento do sector e consequentemente do país. Neste sentido, não se pretende assim

uma análise exaustiva da Proposta, mas uma análise holística evidenciando apenas os pontos que considera fundamentais para se atingir os objetivos necessários de eletrificação direta e indireta como ferramenta essencial para se alcançar a descarbonização da economia através da utilização de energias renováveis, num ambiente de promoção da competitividade de todos atores.

## ANÁLISE DA ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020

### ÂMBITO E OBJETIVOS

A atualização do PDIRD-E tem por objetivo o planeamento dos principais investimentos na RND no período 2023 a 2025, com base nas orientações de política energética contidas nos pressupostos do RMSA mais recente, RMSA-E 2019, bem como nos restantes diplomas legais que assumem compromissos de estratégia do país em matéria de energia e clima.

A proposta de PDIRD-E 2020 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do ORD, desenvolvendo a RND, assegurando “a existência de suficiente capacidade de receção de energia elétrica nas redes de distribuição, com níveis adequados de segurança e qualidade de serviço, procurando em simultâneo o aumento da eficiência da rede e das boas práticas ambientais”. Na atualização do PDIRD-E 2020, é revista a estratégia definida no Plano e as previsões realizadas, para alterar, se necessário, os investimentos a realizar nos anos 2023 a 2025. É também revista a distribuição dos mesmos investimentos, com base no que foi realizado em 2021 e 2022.

A estratégia global não foi alterada, e manteve-se os vetores estratégicos definidos:

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

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

A acrescentar aos três pilares definidos no Plano - Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente, foi acrescentada a necessidade de desenvolver a flexibilidade da rede, tendo em conta toda a evolução da complexidade agregada à produção distribuída e gestão da rede. Este ponto, no entanto, apenas será introduzido na próxima atualização.

### PLANO DE INVESTIMENTO

O valor do Investimento Total, a custos totais, em 2021 e 2022 foram superiores ao aprovado, devido a um maior investimento em 2021 (179 M€ ao invés dos 171 M€ aprovados), o que resultou num valor total de investimento, a custos totais, no período de 2021 a 2025, de 896 M€, face aos 889 M€ aprovados em 2020.

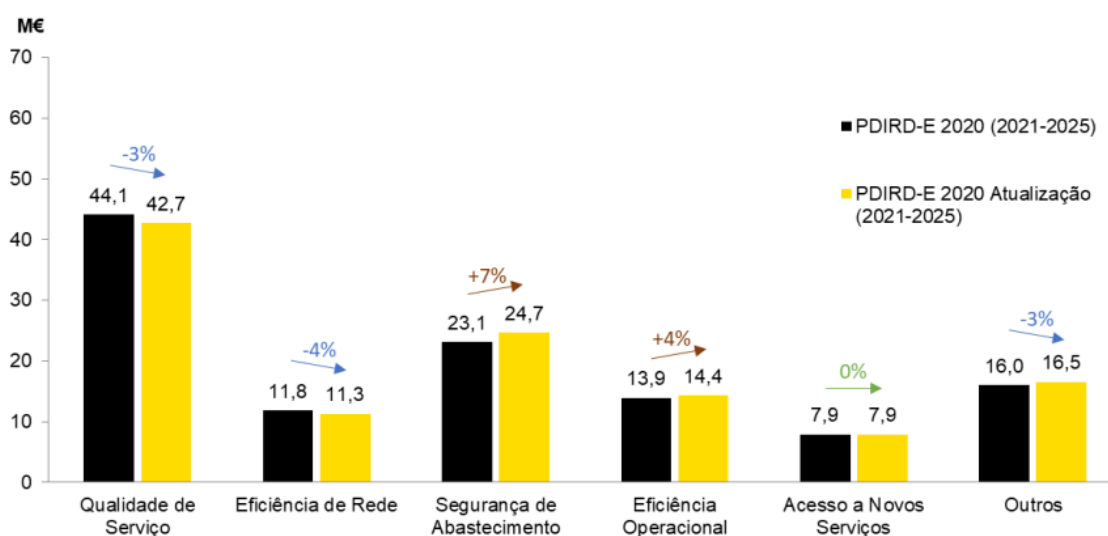
Quadro 3.3 – Investimento Total, a custos totais, no período 2021 a 2025.

Valores em milhões de euros	PDIRD 2020 - Atualização 2022					Total	Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025	2021-2025
<b>Investimento Custos Primários</b>	133	123	136	141	149	426	682
Investimento Específico	114	108	117	121	128	366	587
Investimento Não Específico	19	16	19	20	21	60	95
<b>Encargos Diretos</b>	36	37	33	31	32	96	168
Investimento Específico	33	34	31	29	30	91	158
Investimento Não Específico	3	3	2	2	2	5	11
<b>Encargos Transversais</b>	9	6	8	8	8	23	38
Investimento Específico	8	6	8	7	7	22	36
Investimento Não Específico	1	0	0	0	0	1	2
<b>Encargos Financeiros</b>	1	1	2	2	2	5	8
Investimento Específico	1	1	2	2	2	5	7
Investimento Não Específico	0	0	0	0	0	0	1
<b>Investimento Custos Totais</b>	179	168	179	181	190	550	896
Investimento Específico	156	149	158	159	167	483	788
Investimento Não Específico	23	19	21	22	23	67	109

Fonte: ERSE, E-Redes (proposta PDIRD-E 2020 – Atualização 2022).

Em termos de Investimento Específico por vetor estratégico realizado, os valores foram semelhantes aos aprovados, como ilustrado na Figura 3.6.

Figura 3.8 – Alterações ao investimento médio anual (M€/ano), a custos primários.



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta PDIRD-E 2020 – Atualização 2022).

Estas variações resultam um acréscimo de 18,1 M€ ao longo do horizonte do PDIRD-E 2020 (2021-2025).

Relativamente aos programas de investimento de iniciativa da empresa, existe uma diminuição de 6,2 M€ em relação ao valor inicialmente referido no PDIRD-E 2020 aprovado, como apresentado no Quadro 3.4. Esta diminuição seria ainda maior, se não tivesse sido necessário um investimento superior ao esperado em 2021 no Programa de Investimento Corrente Urgente.

Quadro 3-4 – Alterações aos montantes de investimento por programa de investimento, a custos primários.

Programas de Investimento (milhões de euros)	PDIRD 2020 - Atualização 2022						Total aprov. PDIRD-E 2020	Diferença
	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025		
Desenvolvimento de Rede	7,1	10,1	9,6	16,1	19,5	62,4	69,1	-6,7
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,2	10,8	8,8	8,8	10,8	50,4	57,0	-6,6
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	4,5	4,5	5,0	5,0	22,6	24,0	-1,4
Promoção Ambiental	1,9	3,6	3,4	7,4	7,4	23,8	29,4	-5,6
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	2,2	2,5	-0,3
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	20,5	22,0	-1,5
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,8	5,7	6,7	6,7	7,8	31,7	29,1	2,6
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,0	1,5	1,0	1,0	5,4	5,5	-0,1
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17,0	16,5	17,5	21,1	26,2	98,4	105,0	-6,6
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	6,2	5,6	0,6
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	9,0	12,0	10,0	10,0	53,1	46,0	7,1
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,8	2,0	2,0	2,0	2,0	10,8	10,0	0,8
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	7,5	7,5	7,5	7,5	49,4	37,5	11,9
Investimento Inovador	7,3	12,2	15,1	6,9	1,0	42,6	43,0	-0,4
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>94,8</b>	<b>88,5</b>	<b>94,3</b>	<b>98,3</b>	<b>103,6</b>	<b>479,5</b>	<b>485,7</b>	<b>-6,2</b>

Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).

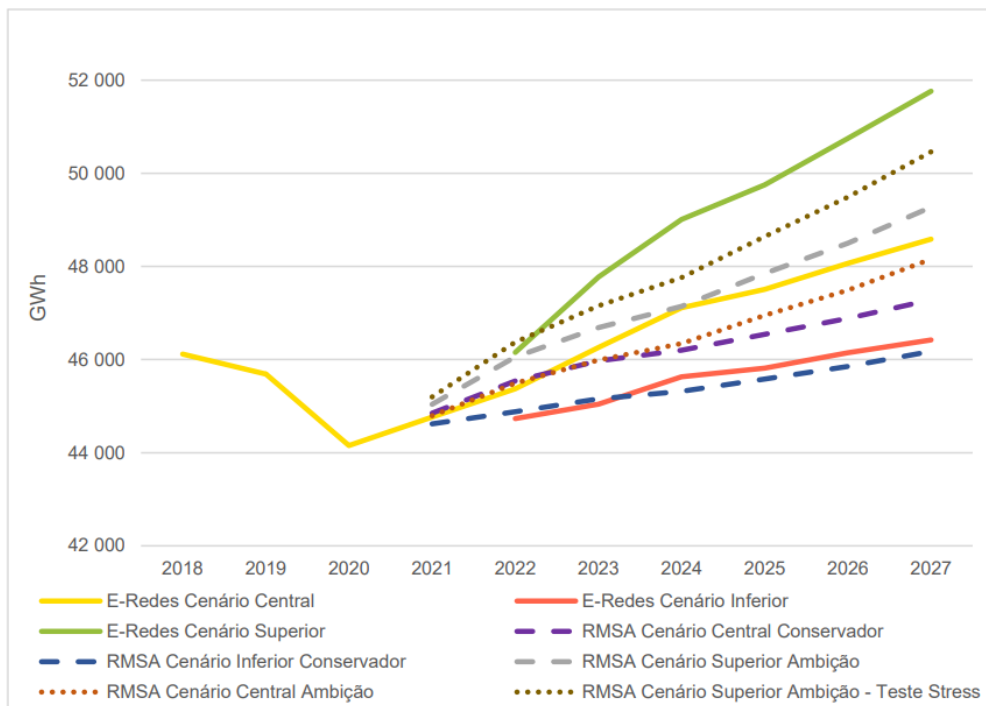
A APREN reforça a necessidade de análise de investimento de mecanismos de flexibilidade do lado da produção e do lado do consumo de eletricidade, bem como a possibilidade da participação ativa deste tipo de agente em serviços de sistema, que por sua vez, irão também trazer benefícios ao equilíbrio local e funcionamento geral do sistema e também em determinadas situações diminuir a necessidade de investimento na rede.

A APREN recomenda ainda uma maior coordenação do PDIRD-PDIRT com as entidades oficiais, no sentido de avaliar as necessidades reais para integração futura na RESP dos centros electroprodutores da “pequena escala” de forma atempada e sem obstáculos dispensáveis e de forma célere. Alerta ainda que o Plano de Recuperação e Resiliência coloca um importante ênfase na descarbonização dos edifícios e indústria colocando o autoconsumo com uma das principais ferramentas, alocando significativos montantes de investimento a este setor. Por outro lado, com a revisão legislativa europeia prevista ainda para este ano, que integra o aumento da ambição climática, será esperado dos Estados Membros uma ambição adicional às metas já existentes no PNEC 2030, sendo expectável que o setor da pequena escala tenha um papel crucial nesta revisão e por outro lado, a EN-H2 estará dependente de consumo de eletricidade renovável que deverá ser oferecida através de nova capacidade renovável, que mesmo em regime de autoconsumo, necessitará sempre de utilizar a RESP nos dois sentidos.

#### CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ASSOCIADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A previsão do operador da RND da evolução do consumo abastecido pela RND apresentada no PDIRD-E 2020 tem ido de encontro aos valores registados no ano de 2021 e 2022, mesmo considerando todos os desenvolvimentos com impacto na atividade económica. A taxa de crescimento global (TMCA) sofreu um ligeiro aumento de 1,18% para 1,3% para o período de 2023 a 2025, pelo que a previsão foi atualizada, como apresentado no Gráfico 6.2.

Gráfico 6.2 - Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-Redes e RMSA-E 2021.



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).

A APREN concorda com os pressupostos assumidos, contudo, ressalva a necessidade de incluir nesta abordagem o impacto nos consumos e nas cargas, dos serviços de possam surgir de resposta da procura e armazenamento de energia através de atividades de agregação, podendo fornecer serviços de sistema ao nível dos mercados de balanço. Ainda, será necessário considerar o impacto das medidas referidas no REPowerEU e no Fit-for-55.

## VETORES DE INVESTIMENTO

### Segurança de Abastecimento

O vetor Segurança de Abastecimento foca-se no objetivo de assegurar a receção e entrega de potência e energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares conformes aos níveis de qualidade de serviço.

Para aumentar a capacidade de receção de mais produção de eletricidade na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um plano de investimento específico para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de eletricidade renovável e cuja capacidade de receção se esgotara, e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

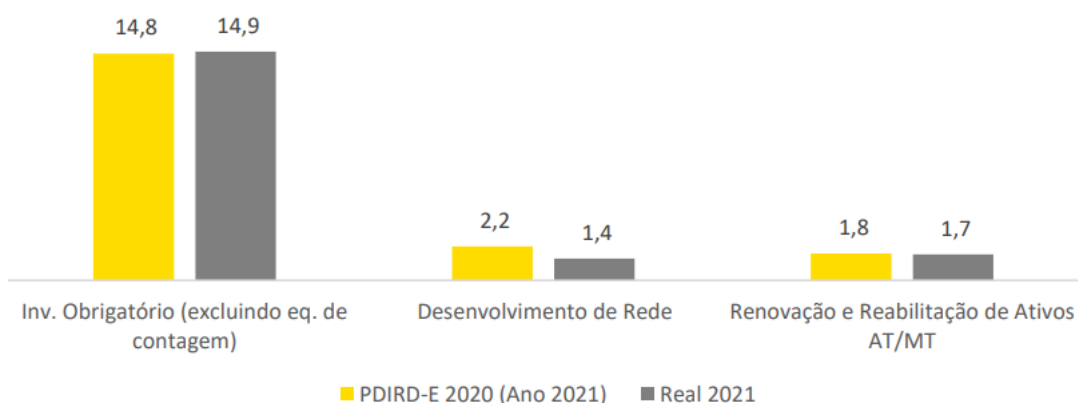
Neste vetor, o valor dos projetos de investimento propostos no PDIRD-E 2020 direcionados para a reposição de capacidade de receção foi atualizado, com uma alteração de 800 para 874 MVA de aumento da capacidade de receção.

No entanto, a APREN gostaria de reforçar que continua a existir uma estagnação na quantidade de novas ligações à RND de centros electroprodutores renováveis. A necessidade crescente de descarbonização, associada às novas metas nacionais e internacionais, e ao aumento das unidades de produção para autoconsumo levam a uma intensificação das intenções de novas ligações de produção renovável, nomeadamente fotovoltaica, e a insuficiente capacidade da rede tem sido das principais barreiras ao

desenvolvimento do setor. Por outro lado, a evolução da energia eólica em Portugal, passa sobretudo pelo sobreequipamento e reequipamento das centrais existentes, que, de acordo com o DL 15/2022, a potência de ligação pode ser acrescida até um máximo de 20% da originalmente atribuída, potenciando o cumprimento das metas da instalação de capacidade eólica onshore. Ressalva-se que é extremamente importante ver cumprida esta possibilidade sem restrições, para se maximizar o aproveitamento dos locais com mais recurso e reduzir a necessidade de gerar novos impactes ambientais noutras áreas. Adicionalmente, caso seja necessária a utilização do conceito das restrições técnicas, estas têm obrigatoriamente que ser regulamentadas, qualificadas e quantificadas. Sem ser claro e objectivo o impacto das restrições técnicas de despacho da potência e energia eléctrica da RESP, torna-se inviável aos promotores quantificarem esses impactos nos seus investimentos e financiamentos. O que aqui se refere para a os centros electroprodutores eólicos é válido também para os fotovoltaicos onde as regras de utilização de sobreequipamento e reequipamento são válidas e aplicáveis.

A acrescentar a este fator, pode-se observar pela Figura 3.2 que o investimento no desenvolvimento de Rede foi inferior ao previsto para 2021, o que contribuiu para o atraso na criação de novas ligações de instalações produtoras na RND.

Figura 3.2: Programas do Vetor Segurança de Abastecimento (M€).



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta "PDIRD-E 2020 – Atualização 2022").

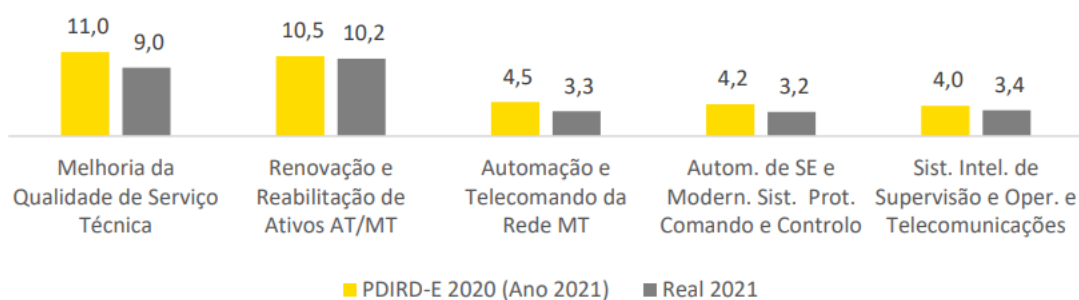
## Qualidade de Serviço Técnica

A proposta de PDIRD-E 2020 foi assente na não degradação dos níveis de Qualidade de Serviço Técnica (QST) já alcançados ao longo da última década e considera, no cenário base que se deverá continuar a apostar na redução de assimetrias entre regiões.

Este vetor foi alvo de uma atualização, com uma redução do investimento específico, de 42% para 36% do valor total. De qualquer forma, a Qualidade de Serviço técnica continua a representar a parcela de investimento com o maior peso relativo, uma vez que engloba a renovação e reabilitação de ativos, esforço este essencial para manter os atuais níveis de qualidade de serviço que, apesar de principalmente alocado à QST, têm importância fulcral igualmente nos vetores de investimento de segurança do abastecimento, eficiência da rede e eficiência operacional.

A redução do investimento já ocorreu durante o ano de 2021, em que o investimento foi inferior ao referido no Plano por 8%, como apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.4: Investimento no Vetor Qualidade de Serviço Técnica (M€).



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).

Dados os anos de estagnação em investimento da rede e o protelar da renovação de ativos, a APREN compreende a urgência deste investimento, que colocam em risco não só a QST, mas também os vetores chave da rede, e considera que o vetor da qualidade de serviço é da maior relevância e entende o peso que lhe é atribuído no plano. A APREN concorda com o ajuste do investimento, considerando que em 2021 também não foi necessário investir o montante referido no Plano. A APREN realça ainda a necessidade da contínua cooperação e interligação dos com os planos do ORT e também dos Operadores da Rede de Distribuição de Gás Natural (ORDGN), na perspetiva do impacto da eletrificação dos consumos e do papel fundamental que terá o hidrogénio na integração do sistema energético.

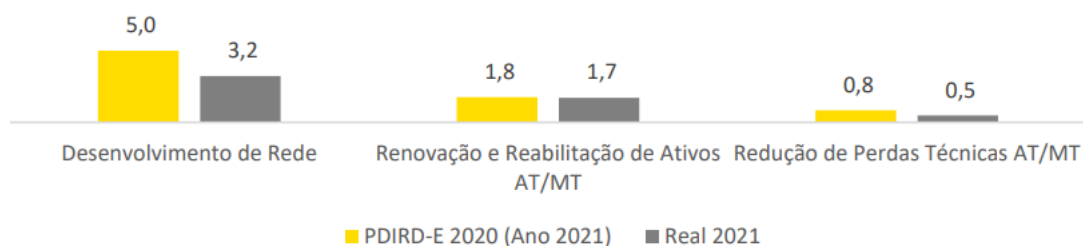
## Eficiência de Rede

No vetor Eficiência de Rede, o objetivo é melhorar os níveis de perdas na RND. Neste âmbito, o Regulamento Tarifário estabeleceu um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais na rede de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede que permitam alcançar reduções adicionais de perdas, ao serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

Neste vetor, foi identificado pelo ORD em 2020 como fator de maior preocupação o impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição, analisando redes AT e MT, em que o estudo do INESCTEC suporta a conclusão de que um aumento da produção distribuída em AT e MT deverá traduzir-se num aumento das perdas técnicas verificadas nesses níveis de tensão (no caso da rede AT o estudo conclui que aquelas que tem um nível elevado de produção distribuída apresentam um volume de perdas percentuais que é o dobro do das redes sem produção distribuída).

Por isso mesmo, as necessidades de investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede, Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Redução de Perdas Técnicas AT/MT, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT e Ligações aos Operadores de Redes BT.

Figura 3.4: Investimento no Vektor Eficiência de Rede (M€).



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).

No entanto, registou-se um desvio de -9 % no valor previsto do investimento neste setor, de 10,5 M€ para 9,6 M€, em especial nos programas de investimento de iniciativa da empresa, nomeadamente no programa “Desenvolvimento de Rede” e “Redução de Perdas AT/MT”.

Face à redução no Programa de Investimento no Desenvolvimento de rede de 2,2 M€ referida na atualização do PDIRD-E 2020, a APREN fica reticente relativamente ao desenvolvimento deste vetor e à necessidade de resolver as restrições relacionadas com a potência não garantida em regime normal. Ainda, a APREN considera necessária a integração de novas soluções de armazenamento de energia e consequentemente de serviços prestados, bem como o papel do hidrogénio no sistema elétrico. Neste sentido, é aconselhável que se acompanhe e monitorize o desempenho global destes investimentos, para que não se comprometa a eficiência da rede em anos futuros, mas paralelamente às soluções que irão surgir de serviços ao sistema elétrico, por forma precaver investimento desnecessários.

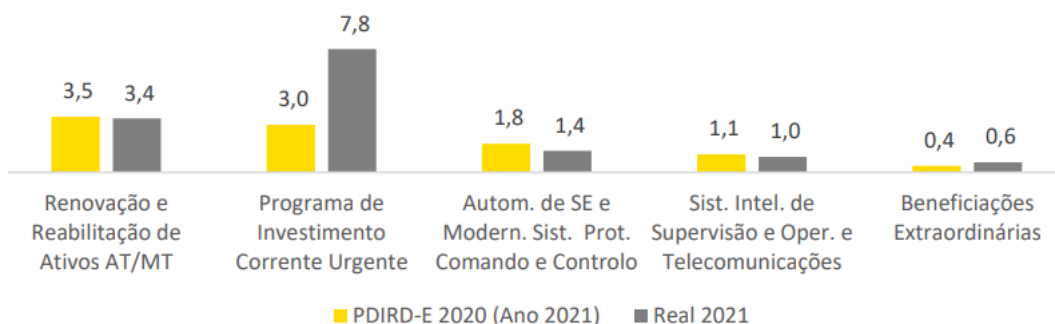
### Eficiência Operacional

Como referido no PDIRD-E 2020, neste vetor pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

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

Neste vetor registou-se um desvio de +28 % em 2021 face ao valor atribuído no Plano, de 13,4 M€ para 17,2 M€. Este desvio é justificado pela elevada contribuição do programa “Investimento Corrente Urgente”, que visa dar resposta a incidentes que ponham em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica, ou outros casos de solução urgente.

Figura 3.8: Investimento no Vektor Eficiência Operacional (M€).



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).



A APREN considera este vetor fundamental para transição energética, pois apenas com um rápido reajustamento da infraestrutura de rede, para dar resposta à transformação da economia de energia, com base na digitalização das suas operações e processos, será possível otimizar e beneficiar das novas soluções de mercado. O elevado desvio do investimento face ao previsto salienta a importância deste vetor, e a necessidade de um elevado investimento face à celeridade de evolução das necessidades da rede. Para integrar elevados níveis de geração distribuída de fontes renováveis, armazenamento e resposta à procura, a rede tem de estar preparada e adequada para suportar uma transformação completa dos sistemas de energia, enquanto gerando oportunidades para novos fluxos de receita. Este vetor é crucial para apoiar o vetor da eficiência da rede, minimizando perdas através da integração de soluções fundamentais à gestão de fluxos de energia.

Assim, a APREN reforça a importância desta componente do plano, sendo necessário investir urgentemente na mesma em paralelo com as ofertas de mercado de novas soluções para digitalização, com especial foco na importância do que será a participação em mercado do autoconsumo e comunidades energéticas e o papel dos serviços de agregação na gestão da procura.

### Acesso a Novos Serviços

Neste vetor foi estabelecido como objetivo melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede. Com o investimento neste vetor, o operador procura obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente.

Os desafios atuais do setor, tal como em 2020, impõem uma resposta adequada do ORD, que viabilize a Transição Energética esperada e acompanhe a crescente dependência da economia na Rede Elétrica de Distribuição. Nesse sentido, é inevitável o aumento de investimento neste vetor.

O vetor registou valores inferiores ao previsto na versão aprovada do Plano, com um desvio de 13%, devido principalmente à revisão em baixa do custo dos *Distribution Transformer Controllers* (DTCs), em que o custo médio estimado utilizado para a previsão do investimento foi de 1.200 € por unidade, face ao valor real em 2021 de 1.000€ por unidade, o que levou a um menor Investimento Inovador.

Figura 3.10: Investimento no Vetor Eficiência Operacional (M€).



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”).

À semelhança do vetor anterior, a APREN considera o investimento fulcral para a transição, sendo as razões as mesmas que apoiam a eficiência operacional.

## AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA TARIFA

No PDIRD E-2020 foi apresentada uma análise de sensibilidade (a preços reais) às variações dos cenários de consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da componente das redes na tarifa no final do período do Plano. No entanto, não foi agora apresentada uma revisão da tarifa, o que está em conformidade com o comentário da APREN ao PDIRD-E 2020, em que foi indicado que seria prematuro uma análise do impacto dos eventos recentes – agora o efeito da guerra no Leste e as novas metas europeias – na retração da economia, e consecutivamente dos consumos, sendo este um ponto fulcral na análise do investimento na fatura do consumidor final. Considerando o impacto dos eventos passados – crise económica de 2008 e a pandemia da COVID-19 em 2020 – no consumo, torna-se difícil realizar uma previsão das tarifas nos próximos anos. Não obstante, a eletrificação dos consumos é uma tendência e necessidade inegável, e é necessário avaliar como não comprometer os investimentos necessários, sem prejudicar o consumidor final.

É incontestável que os electroprodutores Associados da APREN, que se encontram em regime de tarifa “Feed – In” ou no regime previsto no DL 35/2013, têm gerado um sobreganho ao Sistema Elétrico Nacional. É também inegável que o caminho para a independência energética e segurança de abastecimento passa pelo aumento da capacidade/potência instalada de centros electroprodutores renováveis, pela instalação de sistemas de armazenamento e por mecanismos de flexibilidade do consumo. Tendo em conta que devemos proteger sempre o consumidor, é importante reflectir sobre o que a RND Portugal precisa para aumentar a capacidade da RESP em receber potência renovável. Todos conhecemos as metas do REpowerEU, que indubitavelmente impactará as metas do PNEC 2030 e da EN-H2 que se encontram em revisão. Portanto, parece necessário equacionar a necessidade de expandir a RND em linhas com estas metas. Sendo que, um aumento de custo (€/kWh) da componente das redes na tarifa final ao consumidor poderá ser compensada pela redução da componente de energia da mesma, que será alcançada com a crescente incorporação de: (i) renováveis na produção de eletricidade quer centralizada quer distribuída; (ii) de sistemas de armazenamento e; (iii) de mecanismos de remuneração da flexibilidade do consumo.

## PAPEL FUTURO DA RND

O nível de investimento e o planeamento da rede de distribuição não pode ser dissociado da visão europeia e estratégica do Estado sobre o setor energético, bem como do papel esperado dos operadores das redes face ao desenvolvimento tecnológico da sociedade.

Assim, considera-se imperativo ter em conta os objetivos assumidos pelo Estado português no âmbito da União Europeia e restante comunidade internacional, relativos à defesa do clima e do plano de ação de mitigação das consequências das alterações climáticas. Face ao contexto atual provocado pela guerra na Ucrânia, há uma nova questão a ter em conta ao nível europeu, no caso o problema da segurança energética. A resposta foi dada a 18 de maio, com o lançamento do REPowerEU.

O REPowerEU, consiste num pacote de medidas com o objetivo de reduzir a dependência europeia de combustíveis fósseis, particularmente os oriundos da Rússia. O plano permitirá reduzir em um terço a importação de gás natural russo antes do próximo inverno, e na totalidade em 2027. Para a APREN este

é um passo decisivo para acabar com a dependência energética do gás natural da Rússia antes de 2030 e, ao mesmo tempo, avançar na estratégia de descarbonização que a Europa, tal como o resto do mundo, terá de seguir.

A Comissão Europeia propõe aumentar a meta para 2030, em matéria de consumo final de energia a partir de fontes renováveis, dos atuais 40%, previstos no pacote FIT for 55, para os 45%. Além da implantação acelerada de energias renováveis, para substituir os combustíveis fósseis nas habitações, na indústria e na produção de eletricidade, as medidas do plano REPowerEU preveem ainda o reforço da eficiência energética, aumentando a meta na Diretiva da Eficiência Energética em montante entre os 9% e os 13% até 2030, bem como a diversificação do abastecimento de gás natural. O REPowerEU propõe ainda desbloquear financiamentos europeus, nomeadamente através da do fundo que financia os Projetos de Recuperação e Resiliência.

Está previsto um investimento de 10 mil milhões de euros destinado a interligações em falta nas infraestruturas de gás natural. A componente dos fundos e do financiamento a disponibilizar pela União Europeia que irá para a transição energética limpa corresponderá a 95% da totalidade dos mesmos. Além disso, contará com orientações sobre medidas de curto prazo para lidar com os altos preços atuais no setor energético e propostas iniciais sobre reformas estruturais do mercado de energia.

Tendo em conta o cenário acima descrito, compreende-se a necessidade de um reforço da RND, em concreto da RESP, a nível nacional principalmente agora que o governo anunciou um forte investimento também nas renováveis offshore, em concreto na energia eólica. Para isso, tem de ser efetuado um trabalho de identificação dos pontos de ligação à rede, que envolve a construção de uma nova metodologia que seja consensual e permita acelerar a integração dessas fontes de potência elétrica na RESP. Para isso consideram-se necessários os seguintes passos:

- 1) Depois de identificadas as áreas geográficas com maior potencial de exploração do recurso energético marinho (eólico offshore, ondas e solar PV flutuante), é necessário avaliar as várias soluções de arquitetura da rede elétrica submarina, canalizações e nós que correspondem a subestações offshore (eventualmente com conversão AC/DC), com as respetivas estimativas de custos de investimento, financiamento e de exploração e que permitam veicular a potência a produzir;
- 2) Para as opções técnicas viáveis e interessantes sob o ponto de vista de custos totais, deverão ser identificados os nós da Rede Nacional de Transporte (RNT) candidatos a receberem a potência proveniente da rede offshore em AC ou DC (envolvendo, no caso de ser em DC, uma subestação conversora DC/AC);
- 3) Deverão ser efetuados estudos para avaliar os reforços necessários da RNT que permitirão acomodar a produção de eletricidade proveniente das energias renováveis oceânicas, utilizando uma abordagem de gestão dinâmica da rede, conforme sugere o DL 15/2022, e feita uma estimativa dos custos de investimento e financiamento para o SEN de cada uma das opções de reforço de rede.

Deverá ser também avaliada a possibilidade de explorar a rede de distribuição de AT (60 kV) para as centrais de menor dimensão (provavelmente associadas a centros produtores baseados em energia das ondas ou solar fotovoltaico), permitindo aumentar a capilaridade da receção da potência, numa lógica de integração de tecnologias de menor maturidade.

A maturidade das diferentes tecnologias, deve ser tida em consideração, em todo este processo, evitando que o processo de integração na RESP coloque entraves ao desenvolvimento das mesmas. Para isso é essencial que os operadores de rede tenham o envolvimento e o compromisso necessários, nomeadamente assumirem a responsabilidade e os custos (que deverão ser repassados à componente das redes na tarifa) da criação de condições de interligação à rede (de transporte e distribuição AT), evitando que a mesma seja suportada diretamente pelos investidores e promotores, enquadrando a estrutura do investimento e do financiamento em linha com o que se fará em Espanha, mantendo o equilíbrio concorrencial na mesma base de CAPEX, porque se trata de um mercado ibérico e não de dois mercados nacionais.

A APREN destaca ainda as seguintes recomendações à atualização do PDIRD-E 2020, para que sejam consideradas na sua revisão, ou na próxima atualização do mesmo, sintetizando as conclusões da análise ao Plano:

- 1) O planeamento do sistema elétrico nacional e em particular das redes de distribuição e transporte deve futuramente congregar uma maior articulação entre o ORT e ORD, sendo mesmo necessário uma coordenação mais alargada, passando também a existir uma necessidade de coordenação com as redes de transporte e distribuição de gás natural. Uma transição energética eficiente em termos de custos irá requerer cada vez mais um planeamento e implementação coordenada de todos os elementos do sistema envolvendo geração, transporte, distribuição, consumidores/prosumers e CERs, em todos os setores de energia;
- 2) É urgente que seja criado um quadro legislativo que promova os mecanismos de flexibilidade e serviços de sistema aos atores de mercado da produção centralizada e descentralizada, mas, não obstante, o ORT e o ORD deveriam estar já a trabalhar conjuntamente para avaliar as necessidade e respetivos custos dos mecanismos flexibilidade versus a necessidade futura de gerir cada vez mais cargas variáveis, em paralelo, com a necessidade de expansão da rede e armazenamento;
- 3) É preocupante a situação atual de falta de disponibilidade de rede, o que tem gerado uma enorme instabilidade e incerteza no setor, bem vertida na quantidade de pedidos formulados junto do ORD na forma de acordos. Neste momento, parece não existirem condições equiparadas de competitividade entre promotores com dimensões empresariais distintas refletidas directamente nesta modalidade dos acordos, principalmente tendo em consideração o mercado único europeu de eletricidade, e em particular o MIBEL, quando em Espanha não existe constrangimentos atribuição de potência para novos projetos;
- 4) Esta situação agrava-se tendo em consideração a crise energética provocada pela Invasão da Ucrânia, em que a forma mais rápida de controlar os preços e garantir a segurança do abastecimento é através da. (i) aceleração do investimento na eletricidade renovável direta e indireta; (ii) aceleração do investimento em sistemas de armazenamento: (iii) definição e implementação de regulamentação, sistemas e equipamentos que permitam obter flexibilidade do consumo de modo “automático”
- 5) É necessário balancear o custo de investimento na rede para garantir um conjunto de investimento em renováveis que nos permitam garantir uma independência energética e os desafios da descarbonização. Para tal, a regulamentação convencional focada no investimento e custo transferidos para as tarifas tem de evoluir para corresponder aos novos papéis da rede de distribuição em relação à ligação da produção distribuída, e todo o impacto que os mercados de flexibilidade irão introduzir no futuro, bem como o impacto ambiental, satisfação do cliente e obrigações sociais.
- 6) É preciso uma mudança de paradigma no planeamento e análise de custos futuros que internalize uma análise prospetiva do custo-benefício da aceleração da descarbonização face ao risco de retardar a mesma e por outro lado, introduzir novos vetores com a digitalização, flexibilidade da procura, novas tecnologias de armazenamento e novos mercados de serviços. O retardamento da incorporação deste tipo de análise, poderá estar a prejudicar já hoje o consumidor final.
- 7) É fundamental que o Estado preveja a criação de programas de informação, divulgação e apoio à promoção e disseminação do autoconsumo doméstico e empresarial, tendo em consideração a importância desta vertente para os consumidores e para o cumprimento dos objetivos da transição energética, podendo mesmo recorrer à atribuição de garantias soberanas a instituição financeiras (CGD, por exemplo) para que se possam adquirir sistemas domésticos tendo a possibilidade de pagar a prazo com a poupança resultante da redução dos preços da eletricidade;
- 8) É necessário salientar a importância que o autoconsumo empresarial assume como componente da transição energética, e é indispensável, que, sem prejuízo de ações no imediato, a próxima

versão do PDIRD preveja projetos que decorram de uma avaliação prévia das necessidades devidamente manifestadas pelo tecido empresarial;

- 9) A evolução do SEN deve ser paralelamente salvaguardada com a necessidade de programa para a resposta às crescentes exigências ao nível da cibersegurança, resultantes de uma maior digitalização da rede elétrica e uma maior exposição aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético. O PDIRD-E foca este aspeto crucial presente na vertente das redes inteligentes, mas também na resiliência da rede.

**APREN** Av. da República, nº 59 2º andar - 1050-189 Lisboa, Portugal  
Tel. [\(+351\) 213 151 621](tel:+351213151621) \ E-mail: [dep.tecnico@apren.pt](mailto:dep.tecnico@apren.pt) \ [www.apren.pt](http://www.apren.pt)

