

## PARECER SOBRE

### **“CONSULTA PÚBLICA Nº 111-ATUALIZAÇÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO, PARA O PERÍODO 2021 A 2025 – PDIRD-E 2020 – ATUALIZAÇÃO 2022”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”<sup>2</sup>

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a “Consulta Pública nº 111-Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”<sup>3</sup>, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias contínuos.

No decurso da elaboração deste Parecer, a solicitação deste Conselho, foram efetuadas apresentações do PDIRD-E 2020 – Atualização 2022 pela ERSE e pela E-Redes, em reunião realizada em 9 de setembro de 2022.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

**“Consulta Pública n.º 111 - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”**

## I

### ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), procedendo à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O regime jurídico previsto neste diploma aplica-se às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados,

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>3</sup> E-Técnicos/2022/1118/JE/mab, de 17/agosto/2022

à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades e à proteção dos consumidores.

Assim, de acordo com o disposto no artigo 128.º do referido Decreto-Lei, o operador da RND deve elaborar o Plano de Desenvolvimento e Investimento quinquenal das respetivas redes de distribuição, 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 mesmo diploma.

De acordo com o artigo 130.º, o PDIRD deve ser revisto quinquenalmente, seguindo o procedimento previsto para a sua elaboração, e deve ser objeto de atualização 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.

De referir que o PDIRD pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RNT, da DGEG ou da ERSE.

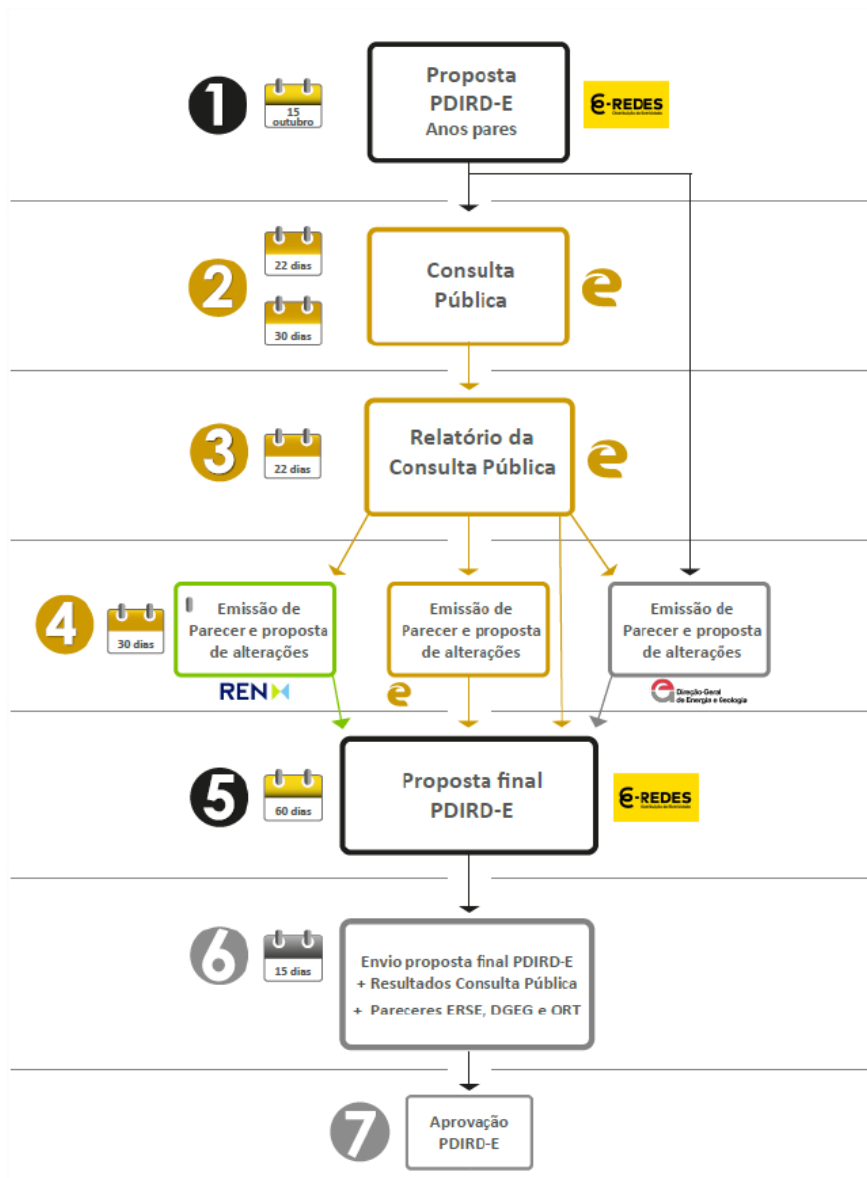
Neste contexto, e no seguimento da aprovação, em 29 de junho p.p., da proposta de PDIRD para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020), a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de atualização do PDIRD-E 2020. Os passos que se seguem são os seguintes:

- Após a receção da proposta de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a respetiva consulta pública, com duração de 30 dias, através de aviso a publicar no Diário da República, com a antecedência de cinco dias, e disponibiliza, no seu sítio na Internet e com a mesma antecedência, os elementos relevantes para o efeito, conforme dispõe o n.º 4 do artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- Nos termos do n.º 5 da referida norma legal, após o termo do período de consulta pública a ERSE deve, no prazo de 22 dias, elaborar o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNT e da RND;
- No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para a DGEG, a ERSE e o operador da RNT emitirem e comunicarem, entre si e ao operador de RND, o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta, conforme dispõe o n.º 7 do artigo 129.º;
- Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT, o operador de RND dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final de atualização do PDIRD, que tem em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos, conforme disposto no n.º 11 do artigo 129.º;
- Nos termos do n.º 12 deste normativo, a DGEG, após a receção da proposta final do PDIRD, dispõe do prazo de 15 dias para a enviar ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, do operador de RNT e dos resultados da consulta pública;

De notar que a aprovação da proposta de atualização do PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, não carecendo a mesma de discussão prévia em sede de Assembleia da República.

O procedimento de desenvolvimento, aprovação e execução das propostas de atualização do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição encontra-se ilustrado na figura seguinte:

Figura 1-1 – Procedimento de Atualização do PDIRD-E



Fonte: ERSE

Desta forma, de acordo com o procedimento descrito, a ERSE promove, pelo prazo de 30 dias a Consulta Pública sobre Proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022” - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025.

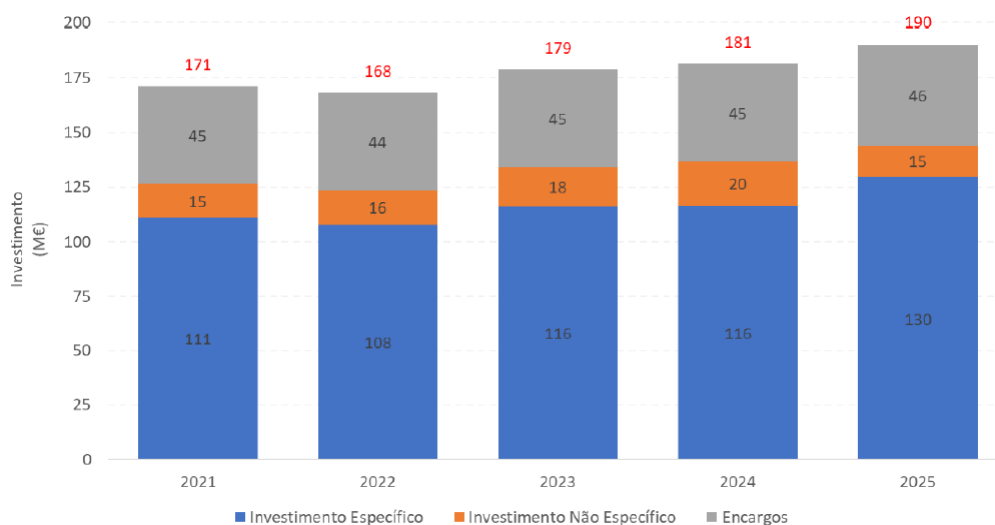
## II ESPECIALIDADE

### A. PDIRD-E 2020 APROVADO

A versão final do PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025, aprovada pelo Secretário de Estado, em Junho p.p., veio estabelecer o plano dos investimentos que, na ótica do ORD AT/MT, são indispensáveis para assegurar a qualidade de serviço técnica de distribuição de energia elétrica e a capacidade de receção e de entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e em condições de elevada eficiência e de boas práticas ambientais, procurando a satisfação das necessidades futuras dos utilizadores da rede.

Na sua versão final, o PDIRD-E 2020 apresentava um programa de investimento para as redes AT e MT, para o período 2021-2025, de 888,8 M€ a custos totais, com a discriminação entre custos primários e encargos diretos, transversais e financeiros apresentada no gráfico seguinte.

Figura 3-4 – Investimento aprovado no PDIRD-E 2020

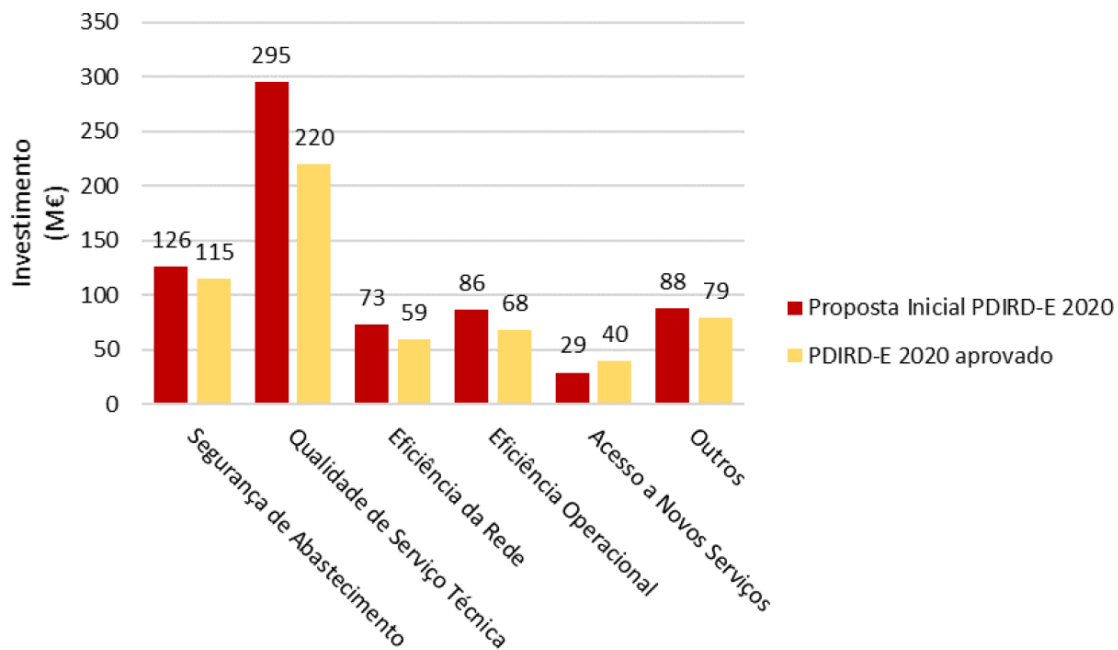


Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento PDIRD-E 2020 Atualização, pág. 19

O montante global previsto na versão final do PDIRD-E 2020 é inferior ao valor global previsto na proposta inicial do ORD AT/MT para o mesmo período (1.007,7 M€), refletindo as reduções de investimento recomendadas pela ERSE no parecer por si emitido a essa proposta inicial.

As figuras seguintes mostram, respetivamente, os ajustamentos de investimento a custos primários por vetor estratégico, entre as propostas inicial e final de PDIRD-E 2020, e a mesma análise ao nível dos programas de investimento, verificando-se o alinhamento geral entre a versão final do PDIRD-E 2020 e as recomendações de redução expressas pela ERSE no seu parecer.

Figura 3-5 – Comparação entre o investimento inicial proposto e o investimento aprovado em sede de PDIRD-E 2020, por vetor estratégico, a custos primários



Fonte: ERSE, E-Redes (PDIRD-E 2020 aprovado)

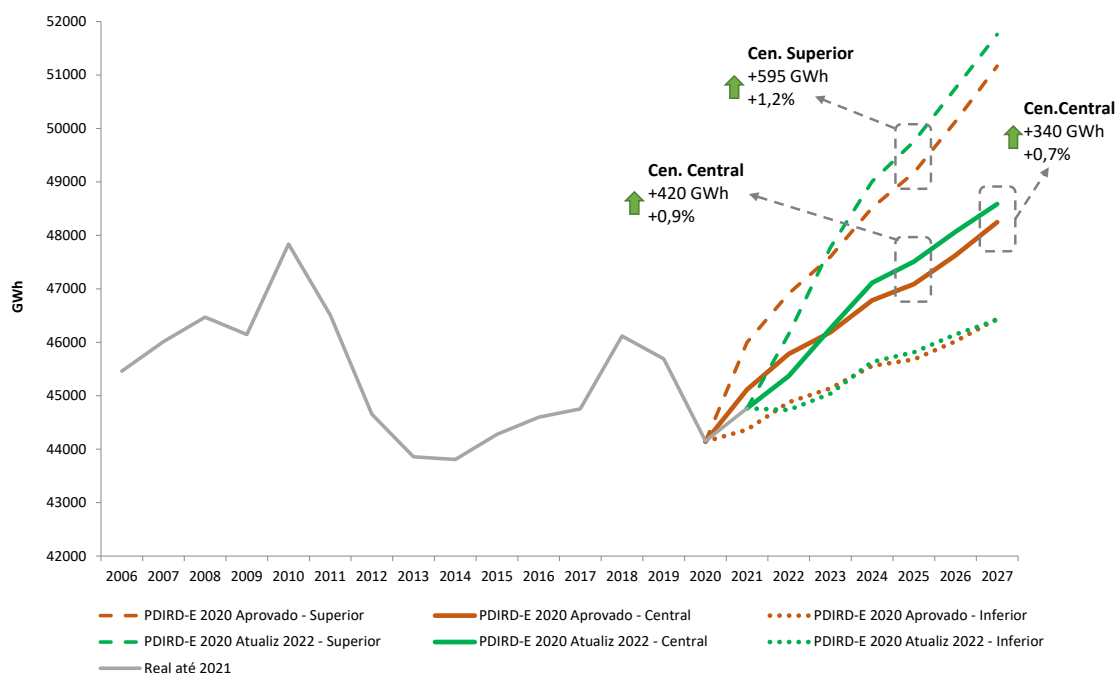
Quadro 3-2 – Comparação dos montantes por programa de investimento, a custos primários

Programas de Investimento (milhões de euros)	Proposta inicial PDIRD-E 2020	PDIRD-E 2020 aprovado	Diferença
Desenvolvimento de Rede	82,7	69,1	13,6
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	83,0	57,0	26,0
Automação e Telecomando da Rede MT	27,0	24,0	3,0
Promoção Ambiental	35,5	29,4	6,1
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	2,5	2,5	0,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	26,3	22,0	4,3
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	39,8	29,1	10,7
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	5,5	5,5	0,0
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	167,5	105,0	62,5
Beneficiações Extraordinárias	5,6	5,6	0,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	50,0	46,0	4,0
Ligações aos Operadores de Redes BT	10,0	10,0	0,0
Programa de Investimento Corrente Urgente	37,5	37,5	0,0
Investimento Inovador	29,2	43,0	-13,8
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>602,1</b>	<b>485,7</b>	<b>116</b>

Fonte: ERSE, E-Redes (PDIRD-E 2020 aprovado)

O PDIRD-E 2020 teve por base os cenários de previsão de consumos que se apresentam na figura seguinte.

CONSELHO TARIFÁRIO



A tabela seguinte mostra que, em 2021, o investimento realizado foi de 179 M€ a custos totais, cerca de 8 M€ superior ao previsto no plano aprovado para esse ano, esperando-se que o valor total realizado em 2022 fique em linha com o previsto.

Quadro 3-3 – Investimento Total, a custos totais, no período 2021 a 2025

Valores em milhões de euros	PDIRD 2020 - Atualização 2022					Total 2023-2025	Total 2021-2025
	2021	2022	2023	2024	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”)

De acordo com o anexo H da proposta de atualização apresentada pelo ORD AT/MT, resumido no documento de enquadramento da consulta pública, este aumento do investimento realizado em 2021 deve-se, fundamentalmente, a aumentos no investimento corrente urgente associados a incidentes passíveis de pôr em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e a alterações ocorridas nos

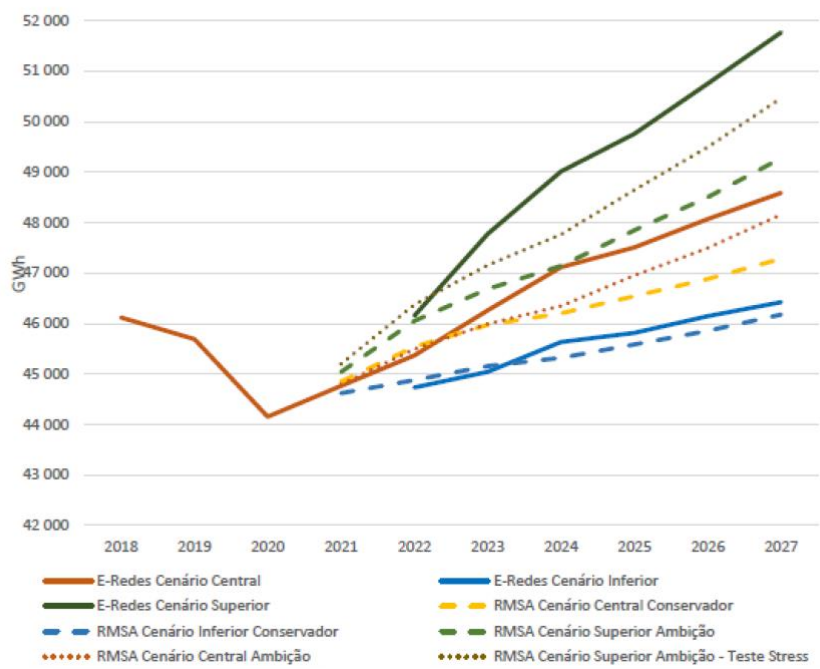
planos municipais de defesa da floresta contra incêndios, que conduziram a aumentos no programa “Abertura e restabelecimento de redes secundárias de faixas de gestão de combustível”.

Porém, como referido pela ERSE no documento de enquadramento da presente consulta, este aumento do investimento foi acompanhado por um aumento das participações financeiras em cerca de 50% face ao valor previsto no PDIRD-E 2020, o que globalmente resultou numa diminuição do ativo líquido remunerado.

## B. PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO PDIRD-E 2020

A proposta de atualização de PDIRD-E 2020 para 2023-2025 teve por base a evolução de procura que se mostra na figura abaixo.

Figura 2-3 – Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento PDIRD-E 2020 Atualização, Pág.11

Na atualização de PDIRD-E 2020 apresentada à presente consulta pública, o ORD AT/MT propõe continuar a estratégia delineada para a RND, mantendo, para o período 2023-2025, os valores de investimento a custos totais do PDIRD-E 2020, conforme exposto na tabela abaixo.

Tabela 2: Investimento Total a custos totais no período 2021-2025 (M€).

Valores em milhões de euros	PDIRD 2021-25					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>133,1</b>	<b>123,5</b>	<b>136,1</b>	<b>140,8</b>	<b>148,7</b>	<b>425,6</b>
Investimento Específico	113,9	107,7	117,4	120,8	127,5	365,8
Investimento Não Específico	19,2	15,8	18,6	19,9	21,2	59,8
<b>Encargos Diretos</b>	<b>35,8</b>	<b>36,9</b>	<b>32,8</b>	<b>31,2</b>	<b>31,7</b>	<b>95,7</b>
Investimento Específico	32,9	34,2	31,0	29,5	30,1	90,6
Investimento Não Específico	2,9	2,7	1,9	1,7	1,6	5,2
<b>Encargos Transversais</b>	<b>8,7</b>	<b>6,4</b>	<b>8,0</b>	<b>7,6</b>	<b>7,7</b>	<b>23,2</b>
Investimento Específico	8,0	5,9	7,5	7,1	7,3	22,0
Investimento Não Específico	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	1,3
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>5,3</b>
Investimento Específico	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	4,9
Investimento Não Específico	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>178,7</b>	<b>168,0</b>	<b>178,6</b>	<b>181,3</b>	<b>189,9</b>	<b>549,8</b>
Investimento Específico	155,7	148,8	157,5	159,1	166,6	483,2
Investimento Não Específico	22,9	19,2	21,1	22,2	23,3	66,6

Fonte: ERSE, Tabela 2 da Proposta PDIRD-E 2020 Atualização

Apesar de o montante global de investimento previsto para 2023-2025 se manter, são propostos ajustes em projetos de investimento específico e não específico que, de acordo com o ORD AT/MT, visam responder à contínua evolução das necessidades da rede e a adequação da priorização de investimentos à evolução do contexto. Neste sentido, o ORD AT/MT propõe os seguintes aumentos de investimento para o período 2023-2025, face aos valores constantes do PDIRD-E 2020:

- 3,5 M€ para reforço do subprograma Segurança Integrada Ciber-física da RND no Programa de Investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações (Ficha n.º 18 do Anexo C), com vista a alargar a sua aplicação a mais instalações (em alinhamento com o previsto no Decreto-Lei n.º 20/2022, de 28 de janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias);
- 2,5 M€ para reforço de instalação de DTC em Postos de Transformação, do Programa de Investimento Inovador (Ficha n.º 148 do Anexo C), para alargamento da cobertura de redes inteligentes;
- 7,0 M€ no subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios, do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 25 do Anexo C), para recuperação de redes afetadas pelos incêndios de 2017;
- 5,0 M€ no Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, motivado pela inclusão de novos espaços agrícolas, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro;
- 7,1 M€ no Investimento Não Específico para um novo subprograma “Data Hub – Serviços a Ativos” (Ficha n.º 18 (INE)), relativo a atividades de levantamento e atualização de cadastro, evolução da arquitetura de sistemas críticos (Ficha n.º 10 (INE)) e ajuste na capacidade das equipas de produto;
- 12,4 M€ no Programa de Investimento Obrigatório, de forma a refletir atualizações nos modelos referentes a participações financeiras AT/MT, considerando o histórico mais recente e os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores, e a dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares, identificadas no decurso das inspeções a linhas AT e MT.

Com vista a procurar compensar estes aumentos de investimento, a E-REDES propõe, em contrapartida, ajustes noutros projetos de investimento previstos para o mesmo período, nomeadamente:

- -2,2 M€ no Programa de Investimento Desenvolvimento de Rede, através da recalendarização dos projetos e da redução de verba disponível para novas necessidades, tendo em consideração que o



período revisto nesta atualização é de apenas 3 anos (sendo garantido que se mantêm, no período coberto pelo PDIRD-E 2020, projetos destinados a cobrir previsões de falta de garantia de potência em regime normal);

- -4,0 M€ no Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica. Este ajuste no programa não tem impacto significativo no vetor Qualidade de Serviço, verificando-se uma ligeira variação da verba neste vetor no período 2023-2025, de 136 M€ para 133 M€ (-2%), o que permite manter a estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço;
- -5,3 M€ no subprograma Integração Paisagística, no Programa de Investimento Promoção Ambiental (Ficha n.º 7 do Anexo C), através de uma calendarização mais ajustada às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos (sendo garantido, em todo o caso, a realização dos projetos propostos dentro do período coberto pelo PDIRD-E 2020);
- -1,8 M€ no Programa de Investimento Inovador para pequenos projetos AT/MT, não descritos individualmente, nos anos de 2023 e 2024, mais pressionados com a instalação acrescida de DTC;
- -5,3 M€ no subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 21 do Anexo C), devido à atualização dos resultados do *Remaining Useful Life* (RUL) e à substituição de transformadores que se prevê realizar no âmbito de outros investimentos;
- -2,3 M€ no subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 19 do Anexo C), mantendo-se no período 2023-2025 uma verba que permite resolver todas as situações de rede AT e disjuntores AT e MT identificadas no período do PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025);
- -1,7 M€ no subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 22 do Anexo C), através do recurso a modelos de avaliação da condição de ativos que permitirão melhores previsões da probabilidade de falha no médio prazo;
- -4,0 M€ no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, através da recalendarização de alguns projetos considerados menos prioritários.

As tabelas abaixo mostram as variações da proposta de atualização, face ao PDIRD-E 2020 aprovado para o período 2023-2025, respetivamente no investimento específico (discriminado entre iniciativa da empresa e obrigatório) e nos programas de investimento que compõem o investimento de iniciativa da empresa.

Quadro 3-5 – Investimento Obrigatório e Investimento por Iniciativa da Empresa, a custos primários

Investimento por Natureza (milhões de euros)	PDIRD 2020 - Atualização 2022						Total aprov. PDIRD-E 2020	Diferença
	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025		
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>19,0</b>	19,2	<b>23,1</b>	<b>22,6</b>	<b>23,9</b>	<b>107,8</b>	<b>95,1</b>	<b>12,7</b>
AT	5,2	4,6	4,8	4,6	4,8	24,1	23,1	1,0
MT	13,8	14,6	18,3	17,9	19,1	83,7	71,9	11,8
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>94,8</b>	88,5	<b>94,3</b>	<b>98,3</b>	<b>103,6</b>	<b>479,5</b>	<b>485,6</b>	<b>-6,1</b>
AT	34,4	12,5	10,8	11,0	12,6	81,2	81,6	-0,4
MT	60,4	76,0	83,6	87,3	91,1	398,3	404,0	-5,7
<b>Total Realização Inv. Específico</b>	<b>113,9</b>	107,7	<b>117,4</b>	<b>120,8</b>	<b>127,5</b>	<b>587,4</b>	<b>580,7</b>	<b>6,7</b>

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

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 Modem. 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")

De acordo com o apresentado pela E-REDES, a evolução proposta para o investimento obrigatório reflete a revisão do modelo de estimativa que correlaciona o histórico recente de execução financeira com os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores e incorpora a resposta a modificações de rede decorrentes de exigências regulamentares.

Ainda de acordo com a E-REDES, a evolução prevista para o investimento não específico incorpora a implementação do *roadmap* tecnológico, de projetos relacionados com a aceleração digital e com a evolução da arquitetura de sistemas críticos, o ajuste na capacidade das equipas de produto e a renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

No documento de enquadramento da consulta, a ERSE refere que, apesar de o investimento proposto para o período 2023-2025 se manter inalterado face ao PDIRD-E 2020 aprovado, o acréscimo de ativo líquido remunerado decorrente da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 é 22,4 M€ superior ao acréscimo de ativo líquido remunerado que se obteria com o PDIRD-E 2020 aprovado. De acordo com a ERSE, esta variação do acréscimo de ativo líquido remunerado resulta do facto de se verificar um decréscimo de quase 30% no montante de participações financeiras face ao plano original, para o mesmo período.

Adicionalmente, a ERSE considera que, em 2021, o montante de investimento realizado a mais do que o valor aprovado no PDIRD-E 2020 (7,8 M€) foi contrabalançado por um crescimento de cerca de 50% nas participações financeiras, o que terá contribuído para um ativo líquido remunerado 4,4 M€ inferior ao previsto.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que a proposta de atualização do PDIRD-E 2020 contribui para um acréscimo de ativo líquido remunerado superior, cerca de 18 M€, ao acréscimo que se obteria com o PDIRD-E 2020 aprovado, para todo o período 2021-2025, questionando que, no que diz respeito aos montantes totais de investimento e de participações financeiras inscritos na proposta de PDIRD-E 2020, o ORD AT/MT deveria rever o triénio 2023-2025, de forma a garantir a neutralidade da atual proposta em termos de ativo líquido remunerado.

O CT dá nota de que, com a metodologia TOTEX, os proveitos permitidos da atividade de distribuição AT e MT para o atual período regulatório têm por base um pressuposto de evolução de ativo líquido remunerado até 2025 que foi fixado em 2021 e que, salvo revisão extraordinária (prevista no Regulamento Tarifário), não sofrerá alterações, independentemente da evolução real do ativo líquido remunerado ao longo do período regulatório. Daqui decorre que, até 2025, os proveitos permitidos do ORD AT/MT não estão sujeitos a variações na evolução do ativo líquido remunerado face ao previsto em 2021.

Tendo em conta que os proveitos permitidos até 2025 estão imunes às variações de ativo líquido remunerado face ao previsto no PDIRD-E 2020, o CT não considera a necessidade de ajustamento do valor previsto de investimento próprio do ORD AT/MT, em função das mais recentes previsões de participações financeiras, sendo que, na realidade, estas poderão não seguir a evolução prevista (como sucedeu em 2021). Ainda assim, o CT recomenda que a ERSE acompanhe a tendência de evolução das participações financeiras, avaliando em cada momento a adequação das regras de participações em vigor.

Adicionalmente, e uma vez que o início da remuneração de um ativo ocorre no ano em que o mesmo entra em exploração, o CT denota que a análise de impacto sobre o ativo líquido remunerado descrita pela ERSE parece induzir que o investimento realizado num determinado ano se converte diretamente em ativo entrado em exploração quando, como atrás se refere, um ativo pode entrar em exploração em ano posterior ao da realização do respetivo investimento. Esta abordagem é particularmente evidenciada na análise realizada à evolução de ativo líquido remunerado ao ano de 2021, em que a ERSE tem em conta o investimento realizado e as participações financeiras, mas não o ativo efetivamente entrado em exploração.

De facto, o CT entende que a análise de impacto da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 sobre a evolução de ativo líquido remunerado, face ao PDIRD-E 2020 aprovado, deve ter em conta o valor absoluto de ativo líquido remunerado efetivamente verificado no final de 2021 (tendo em conta o ativo entrado em exploração nesse ano). A ERSE não indica que este pode ser diferente do valor considerado para fixação das tarifas na preparação do atual período regulatório (quando o ano de 2021 ainda não estava fechado).

### **C. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DA RND**

De acordo com a ERSE, é fundamental a aceleração do papel do operador da rede na facilitação da participação dos consumidores no mercado e na utilização dos recursos de flexibilidade a favor da eficiência do sistema, nomeadamente na prestação de dados de consumo e de produção aos utilizadores das redes e aos prestadores de serviços de agregação e no desenvolvimento de mecanismos de contratação de recursos de flexibilidade (por ex. a contratação em mercado de flexibilidade de recursos distribuídos, como o armazenamento e a resposta da procura e da produção de eletricidade).

Como referido pela ERSE, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, concretizou o calendário de implantação das redes inteligentes de distribuição de eletricidade em baixa tensão até final de 2024 e veio estabelecer o desenvolvimento de ferramentas de gestão mais flexível da rede e o princípio da consideração dos recursos de flexibilidade no âmbito do planeamento da rede, em contraponto com os investimentos tradicionais, introduzindo a necessidade de aprovação de novos investimentos de reforço das redes de distribuição depender de uma análise comparativa de custo-benefício face a outras alternativas, designadamente baseadas em flexibilidade, de acordo com regras a definir pela ERSE mediante proposta do operador da RND.

Face à questão levantada pela ERSE no documento de enquadramento da consulta, sobre o tipo de recursos de flexibilidade que devem ser prioritários para o desenvolvimento de projetos-piloto e de ferramentas de facilitação de mercado pelo ORD, o CT entende que a resposta deve depender da realização prévia de casos de estudo com necessidades concretas e representativas da rede de distribuição, que permitam inclusivamente caracterizar em que medida o mérito técnico e económico de

cada solução de flexibilidade depende do âmbito de aplicação na rede. No entender do CT, este tipo de análises deverá nortear o exercício de regulamentação da flexibilidade, sendo expectável que a próxima revisão do PDIRD, para o período 2026-2030, já contemple estes mecanismos.

Ainda assim, o CT entende que tal análise deve considerar, nomeadamente, a viabilidade de soluções baseadas na modulação de consumo em grandes clientes, por contratação de longo prazo, e na mobilização da flexibilidade que venha a existir no âmbito do carregamento de veículos elétricos.

A ERSE questiona ainda qual o horizonte temporal mais adequado para assegurar o interesse na prestação de serviços de flexibilidade à rede, nomeadamente quanto à antecedência da contratação e à duração da prestação do serviço.

No entender do CT, estas questões deverão ser abordadas na análise acima referida (para acompanhamento da proposta que, à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, o ORD AT/MT deverá submeter à ERSE para definição das regras de incorporação da avaliação de flexibilidade no planeamento de rede), que deverá incluir um *benchmarking* das práticas estabelecidas noutros países Europeus.

O CT considera que o horizonte temporal para prestação deste tipo de serviços terá que ser definido tendo por base a forma como a flexibilidade será incorporada no processo de planeamento, desenvolvimento e operação da rede de distribuição, sendo importante incorporar o conhecimento que possa resultar de eventuais projetos-piloto e de *benchmarking* com países em que o modelo está mais desenvolvido. Em todo o caso, deve ser considerado um horizonte suficientemente longo para que o ORD AT/MT possa contar com a disponibilidade dos serviços de flexibilidade durante o período de diferimento dos investimentos que estes substituem (ordem de grandeza da duração do PDIRD).

### III

#### RECOMENDAÇÕES FINAIS

1. Na atual situação de aumento significativo e generalizado dos preços, afetando todas as cadeias de fornecimento e de prestação de serviços e, conseqüentemente, os custos de investimento, o CT admite que os investimentos apresentados possam sofrer variações nominais não previstas, reconhecendo, igualmente, a dificuldade de estimação dos seus impactes no horizonte do PDIRD-E (2023-25). Por outro lado, a metodologia atual de aplicação de *revenue-cap* aos custos totais (TOTEX) implica que os proveitos do ORD AT/MT estão fixados, a priori, para todo o período regulatório, não tendo em conta o atual contexto de elevada pressão inflacionista. Havendo sinais de alguma persistência, fica do lado do ORD a gestão do risco associada a eventuais desvios de investimento. Neste contexto, O CT recomenda à ERSE e ao ORD a monitorização conjunta e regular dos custos de investimento, tendo em vista a procura de soluções que permitam não por em causa a realização dos investimentos necessários, em particular os relativos à segurança de abastecimento e à digitalização do sistema elétrico nacional.
2. Regista-se que, de acordo com a apresentação efetuada pelo ORD AT/MT, apenas cerca de 5% do investimento proposto depende diretamente do consumo. Ainda assim, o CT recomenda à ERSE um acompanhamento próximo da situação para que, perante eventuais sinais de recessão próxima futura, possa ser efetuada uma revisão da evolução da procura de energia elétrica, tendo em conta: a) a atualização dos cenários macroeconómicos com as projeções mais recentes, afetando o nível de atividade económica; b) eventuais recomendações políticas com potencial impacto na evolução do consumo em cada estado-membro (por exemplo, redução de consumo de eletricidade ou substituição de consumo de gás natural por consumo de eletricidade).

3. O CT regista positivamente a preocupação do regulador sobre impactes tarifários dos PDIRD-E “(...) quando a transição entre períodos de regulação ocorre durante a vigência de um PDIRD-E, deve ser estimado o impacto dos investimentos propostos na definição da base de custos para o novo período de regulação, que determinará, por sua vez, o nível de proveitos permitidos nesse período”. Nesta data (2022), estima a ERSE que os investimentos propostos na atualização do PDIRD-E 2020 não tenham impacte tarifário até 2025 no contexto de uma remuneração via TOTEX. Em 2024 será elaborado um novo PDIRD-E (2026-2030) cujo início coincidirá com o novo período regulatório, sendo necessário (re)avaliar o efeito na nova base de custos dos investimentos. O CT considera que os planos de investimentos deveriam ser compatibilizados com os ciclos regulatórios, nomeadamente em termos de horizonte temporal, já que a estabilidade previsional é um valor a preservar, tanto possível, para o saudável desenvolvimento do setor.
4. Por fim, o CT recomenda que se aprofunde o diálogo entre a ERSE e o ORD AT/MT na articulação com os planos de investimento em redes BT, dadas as profundas alterações que se perspetivam para este nível de tensão no quadro da transição energética, como é a intensificação da produção descentralizada e do autoconsumo como exemplo mais notório. A este propósito, é oportuno mencionar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro explicita, pela primeira vez, a obrigação da apresentação pelos operadores de planos de investimento e desenvolvimento ao nível das respetivas concessões BT, o que reforça a preocupação do CT.

#### IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste Parecer deverão ser consideradas e incorporadas no Parecer a emitir pela ERSE.

**Em 27 de setembro de 2022**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor: 19 (dezanove)**

**Votos contra: 0 (zero)**

tendo sido aprovado por **unanimidade**.

O parecer que antecede contém **16 (dezasseis)** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **18 (dezoito)** páginas, contendo sentidos de voto, que fazem parte integrante do mesmo, o que perfaz um total de **34 (trinta e quatro)** folhas.

<b>NOME E ENTIDADE REPRESENTADA</b>	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>
Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1	-----	-----
Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	-----	-----
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico -UGC	Anexo 3	-----	-----
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico -DECO	Anexo 4	-----	-----
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico -UGC	Anexo 3	-----	-----
Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 5	-----	-----
Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma dos Açores - (EDA)	Anexo 6	-----	-----
Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Iberdrola)	Anexo 7	-----	-----
Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade)	Anexo 8	-----	-----
Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 9	-----	-----
Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (E-Redes)	Anexo 10	-----	-----
Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 11	-----	-----
Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 12	-----	-----

<b>NOME E ENTIDADE REPRESENTADA</b>	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>
Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 13	-----	-----
Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 14	-----	-----
Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 15	-----	-----
Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 16	-----	-----
Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 17	-----	-----
Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 18	-----	-----

	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>	<b>VOTO DE QUALIDADE</b>
Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	-----	-----	-----	-----