

Tarifas e Preços

para a

Energia Elétrica em 2021

dossier de imprensa

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2021

A ERSE, no exercício dos poderes de regulação que lhe foram conferidos por lei, estabelece e aprova os valores das tarifas e dos preços regulados de energia elétrica em todo o território português.

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DE TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e demais entidades previstas, a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica.

O Conselho Tarifário, órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços, composto por representantes de consumidores, empresas reguladas e autarquias, emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 16 de novembro de 2020.

Após análise das questões levantadas pelo parecer do Conselho Tarifário, a ERSE aprova as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir do dia 1 de janeiro de 2021.

Os documentos que justificam a decisão final da ERSE, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE ao mesmo, são tornados públicos, designadamente na sua página da *internet*.

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em outubro de 2020 mais de 5,3 milhões de clientes (5.331.127) e representa já cerca de 95% do consumo total em Portugal. As tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) têm cada vez menor expressão no setor elétrico, registando-se em outubro menos de 1 milhão de clientes (976.844) abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2020, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado continuou a aumentar, sendo essa realidade transversal a todos os segmentos, incluindo o de clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), usualmente descritos como o segmento residencial e de

microempresas, em que cerca de 88% do consumo deste segmento já está em mercado.

O dinamismo observado na transição para o mercado em todos os níveis de tensão, corroborado pelo crescimento do número de comercializadores a atuar no mercado elétrico, é um bom indicador da competitividade dos preços praticados em mercado face às TTVCF, definidas nas condições estabelecidas na legislação em vigor.

Com o objetivo de auxiliar os consumidores na transição para o mercado livre e no acompanhamento das melhores ofertas, a ERSE disponibiliza no seu site um [simulador de comparação de preços de energia](#).

As tarifas fixadas pela ERSE integram as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, as tarifas de Acesso às Redes de transporte e de distribuição e as tarifas das atividades reguladas do setor elétrico.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores fornecidos pelos CUR, que não escolheram um comercializador em regime de mercado em Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE) e BTN. As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN nos termos estabelecidos em legislação.

A elaboração de tarifas de energia elétrica está submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e os operadores, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado;
- Promover a adequação dos preços aos custos nas atividades reguladas;
- Incentivar a afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas;
- Refletir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

3. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As variações tarifárias são o resultado da conjugação de vários fatores, muitas vezes com impactos em sentidos opostos.

3.1. Tarifas transitórias de venda a clientes finais

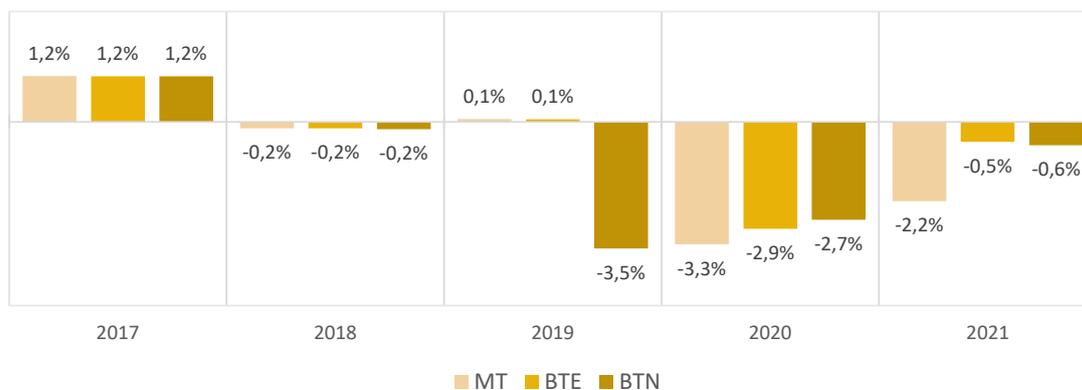
O processo de liberalização no setor da eletricidade prevê a progressiva extinção das tarifas TTVCF, processo este já concluído nos níveis de Muito Alta Tensão (MAT) e de Alta Tensão (AT). No caso da MT e da BTE, o quadro legal estabelece o final do ano de 2021 e de 2022, respetivamente, como data limite para a extinção das tarifas transitórias.

Para os consumidores de BTN, compreendendo os consumidores residenciais e os pequenos negócios, a data limite é 31 de dezembro de 2025¹.

Para os consumidores que permaneçam no mercado regulado ou que tenham optado por tarifa equiparada, que representam cerca de 5% do consumo total e menos de 1 milhão de clientes, a variação das tarifas de venda a clientes finais para 2021 é de **-0,6%**.

A variação apresentada é relativa ao preço médio de 2020, integrando a revisão em baixa da tarifa de energia em abril de 2020, no valor de 5 euros por MWh, e que se refletiu numa redução da tarifa transitória de venda a clientes finais a vigorar até dezembro deste ano.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas transitória para os consumidores finais desde 2017 até 2021, que permitiu uma redução acumulada de -5,7% na BTN.

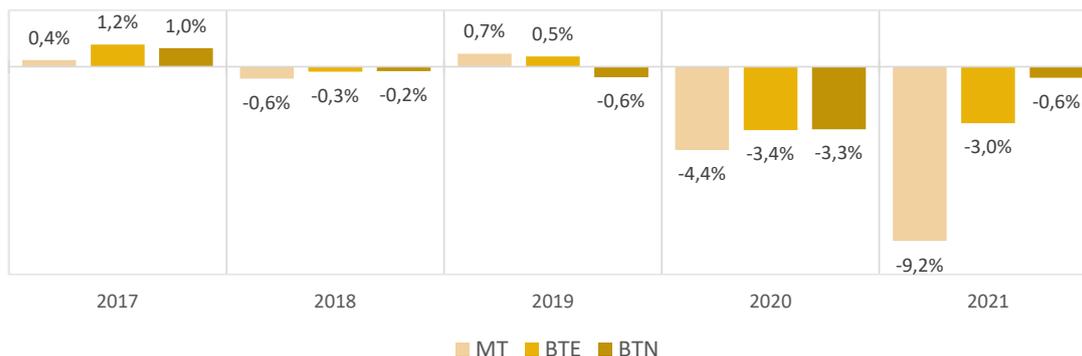


3.2. Tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

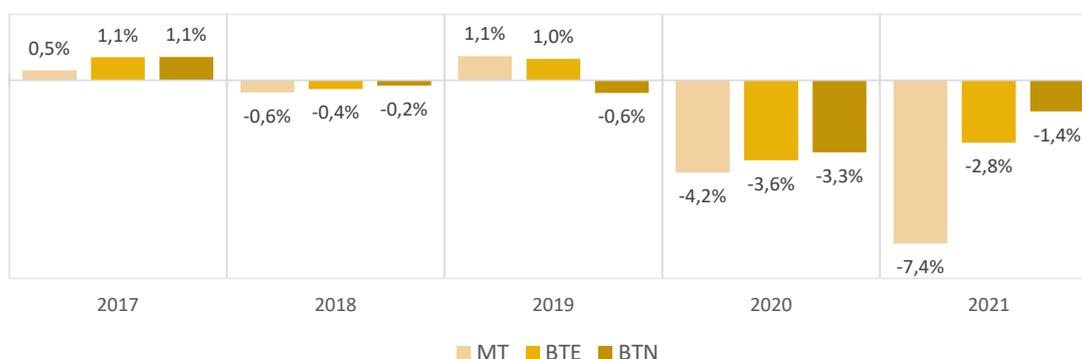
A proposta de variação entre 2020 e 2021 das tarifas de venda a clientes finais pagas pelos clientes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de **-0,6%** e **-1,4%**, respetivamente.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, que permitiu uma redução acumulada de -3,7% na BTN.

¹ Prazos estabelecidos na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.



A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, que permitiu uma redução acumulada de -4,4% na BTN.



3.3. Tarifa social

Os consumidores com tarifa social beneficiarão de um **desconto de 33,8%** sobre as tarifas de venda a clientes finais, de acordo com o estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, tendo entrado em vigor a 27 de novembro de 2020.

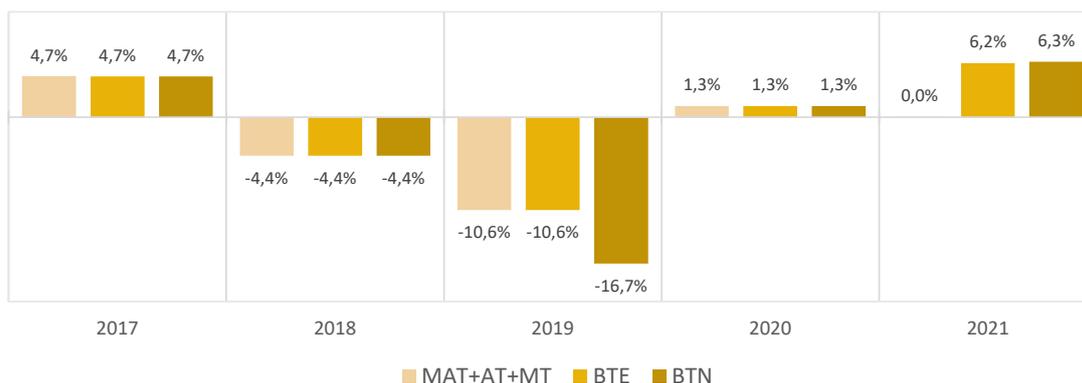
3.4. Tarifas de acesso às redes e impacte no mercado liberalizado

Os preços de venda a clientes finais em mercado liberalizado são negociados de forma livre entre os comercializadores e os clientes finais, de acordo com a dinâmica entre a procura e a oferta.

Contudo, as tarifas reguladas pela ERSE para a utilização das infraestruturas e serviços partilhados por todos os consumidores – as chamadas tarifas de acesso às redes - condicionam os preços praticados pelos comercializadores, uma vez que são aplicadas diretamente aos comercializadores que, por sua vez, as transmitem aos consumidores finais nas faturas de fornecimento.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de acesso às redes em Portugal continental entre 2017 e 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

As variações tarifárias anuais evidenciam uma redução acumulada de 9,3% em MAT, AT, MT, e de 3,8% e 10,2% em BTE e BTN, respetivamente, no total dos cinco anos.



A variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

	Varição 2021/2020
Tarifa de Uso Global do Sistema	6,2%
Tarifas de Uso das Redes	1,6%

Em 2021, o acréscimo da tarifa de acesso às redes, em BTN e BTE, decorre essencialmente de um acréscimo de **6,2%** na tarifa do uso global do sistema, resultado do aumento dos custos de interesse económico geral, acentuado pelo acréscimo do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Sendo o diferencial de custos dependente da diferença entre os preços garantidos à produção em regime especial e os preços de energia observados no mercado, este aumento é justificado fundamentalmente pela acentuada redução dos preços de energia no mercado.

Importa, também, referir que se procurou conter o valor da dívida no final do ano de 2021 igual ao perspectivado no final de 2020.

De realçar a ação regulatória da ERSE e a eficaz resposta dos operadores de redes no que respeita aos ganhos de eficiência alcançados e partilhados com os consumidores, que neste contexto de redução da procura de energia elétrica permitem limitar o acréscimo das tarifas de uso das redes.

De referir que o impacto total nos consumidores em mercado liberalizado depende não apenas das tarifas de acesso às redes, mas também da componente de energia adquirida por cada comercializador.

Tendo em conta os preços historicamente baixos do mercado grossista de energia elétrica, é possível que estes permitam compensar o acréscimo da tarifa de acesso às redes em BTN e BTE e que o efeito líquido não resulte em acréscimos da fatura total de energia elétrica, à semelhança do que se verifica nas tarifas transitórias de venda a clientes finais que observam uma redução.

As tarifas de acesso às redes são fixadas pela ERSE para vigorarem entre 1 de janeiro e 31 de dezembro. Esta circunstância justifica que os comercializadores revejam, normalmente, os seus tarifários no mês de janeiro de cada ano.

4. PRINCIPAIS FATORES QUE DETERMINAM A VARIAÇÃO TARIFÁRIA EM 2021

De uma forma simplificada, a variação apresentada para as tarifas transitórias de venda a clientes finais reflete as variações conjugadas dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes e da tarifa de energia.

4.1 Proveitos recuperados pela tarifa de energia

A diminuição da tarifa de energia elétrica, em cerca de 14,4%, reflete a diferença entre os preços da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2021 e os preços implícitos na tarifa em vigor.

Esta diferença reflete, por sua vez, as tendências perspectivadas nos mercados de futuros para os preços dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão) e para a procura de energia elétrica, que são naturalmente afetadas por uma grande incerteza gerada pela atual crise sanitária da Covid-

19.

4.2 Proveitos recuperados pelas tarifas acesso

O significativo aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às redes explica-se pelo acréscimo dos custos de política energética e de interesse económico geral (CIEG), que são recuperados pela tarifa de uso global do sistema paga por todos os consumidores.

Como estes custos são, tendencialmente, fixos, por representarem garantias de receitas ou de preços, independentes do contexto económico e financeiro, a diminuição da procura de energia elétrica que se verifica em 2020 agrava o efeito do aumento desses custos por unidade de energia fornecida.

Os CIEG, cuja evolução contribui para essa variação são, principalmente, o diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) e, em menor medida, o diferencial de custos com centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE).

No primeiro caso, o incremento deve-se, sobretudo, à forte redução do preço de energia elétrica no mercado grossista verificada em 2020 e que se perspectiva deverá manter-se em 2021, face ao previsto nas tarifas atualmente em vigor. Esta diminuição gera um agravamento da diferença entre o valor médio das tarifas garantidas aos produtores em regime especial e o preço praticado no mercado grossista, que é compensada pela tarifa de uso global do sistema.

O incremento do diferencial de custos com as centrais com CAE resulta do efeito conjugado da diminuição do preço de energia elétrica em mercado e da menor produção dessas centrais, principalmente da central a carvão do Pego, gerando uma forte quebra das receitas dessas centrais, que também é compensada pela tarifa de uso global do sistema.

O incremento dos CIEG foi parcialmente compensado pelos montantes associados a medidas mitigadoras e de sustentabilidade alocados à redução desses custos, destacando-se como principais:

- ✓ Transferência do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), cuja criação está enquadrada pelo Decreto-lei n.º 55/2014, de 9 de abril, para o SEN;
- ✓ Reversão para o SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, na sua redação atual;
- ✓ Mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial, destinado a corrigir as distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual;

- ✓ Despacho de declaração de nulidade parcial do cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC e respetivos atos homologatórios (aspecto inovatório da disponibilidade dessas centrais);
- ✓ Despacho relativo ao apuramento das sobrecompensações das centrais CMEC e à homologação da revisibilidade anual de 2015.

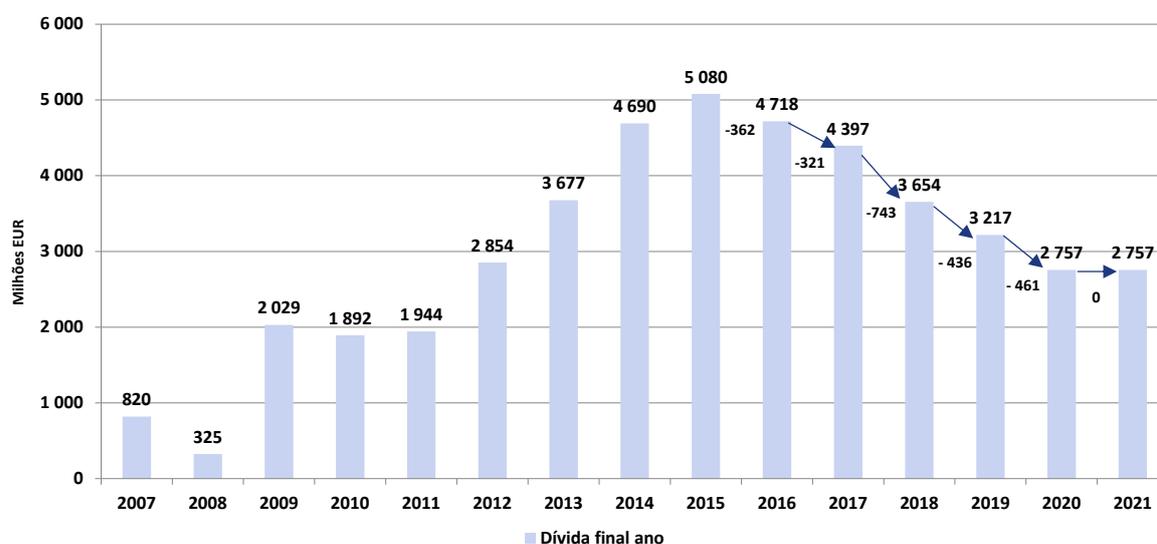
- Serviço da dívida

O serviço da dívida tarifária continua a representar uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa de uso global do sistema, pelo que importa monitorizar a sua evolução.

O forte incremento dos CIEG, teve ainda como impacte impossibilitar a tendência de diminuição da dívida tarifária, que se iniciou em 2016.

No entanto, a proposta tarifária procurou não condicionar as tarifas dos anos subsequentes, contendo o aumento da dívida tarifária.

Evolução da dívida tarifária



Deste modo, a proposta tarifária subentende um nível de dívida igual ao que vigorará no final de 2020 e ligeiramente abaixo do que se verificava em 2012. Embora não exista uma redução do valor global, a contenção da evolução da dívida associada aos sobrecustos da PRE também contribui para a pressão tarifária.

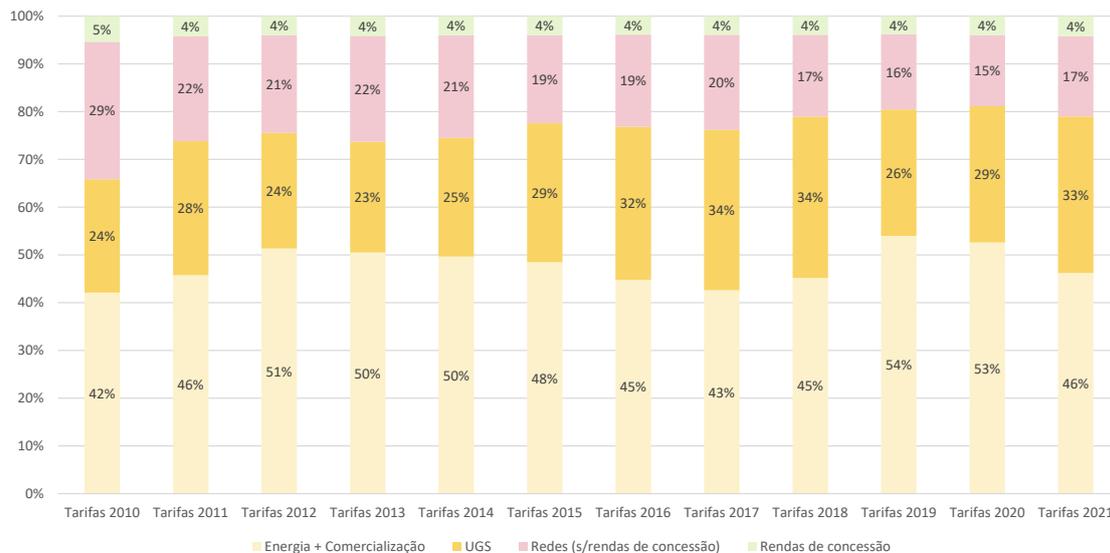
4.3. Evolução da estrutura de custos

Pelo referido nos pontos anteriores, resumidamente a atual proposta tarifária, subentende,

entre outros:

- redução acentuada do peso da componente dos custos com energia, para níveis ocorridos entre 2015 e 2018;
- aumento acentuado do peso dos custos com UGS, que dizem principalmente respeito a CIEG.

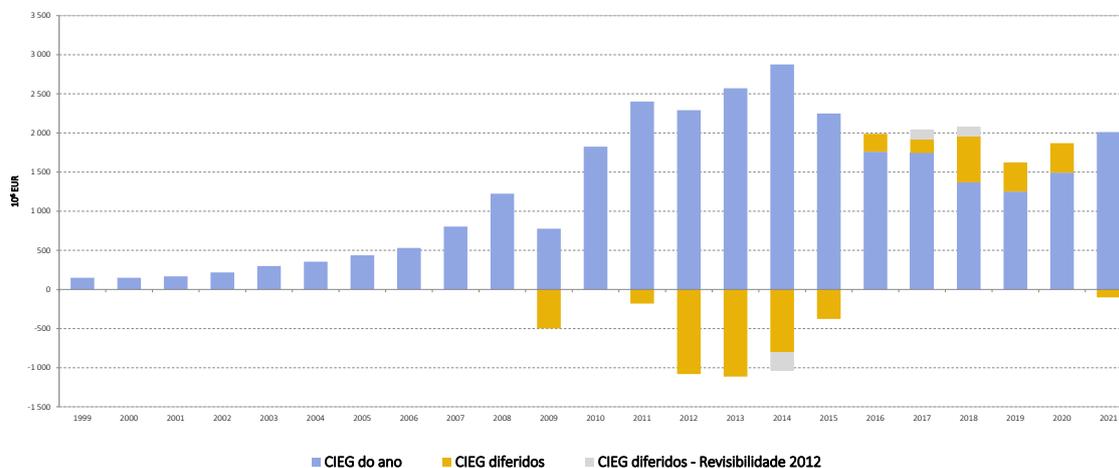
A figura seguinte resume o referido:



5. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se abaixo a evolução dos custos de interesse económico geral do ano, podendo-se observar um acréscimo destes custos em 2021.

Custos de Interesse Económico Geral



6. SERVIÇO DA DÍVIDA

O quadro que se segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2007 a 2021), de entre os quais se destacam: (i) a parcela relativa a medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008 e (ii) a parcela dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, ao abrigo do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020 de 1 de outubro que estende a aplicação do diferimento até 2025.

O valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas para 2021 apresenta-se ao nível do ano anterior, sendo que o saldo em dívida no final de 2021 é de 2 756,68 milhões de euros.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Saldo em dívida em 2021
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	339 310 783	6 373 614	339 310 783	345 684 396	0
EDP Serviço Universal	0	0	0	0	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 607 065	462 219	24 607 065	25 069 284	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	17 948 162	337 138	17 948 162	18 285 300	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	12 074 171	226 801	12 074 171	12 300 972	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 455 296	346 664	18 455 296	18 801 960	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 350 253	739 155	39 350 253	40 089 408	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	6 212 830	116 702	6 212 830	6 329 532	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 607 077	462 219	24 607 077	25 069 296	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 961 947	468 885	24 961 947	25 430 832	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	8 974 075	168 569	8 974 075	9 142 644	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	148 658 789	2 792 407	148 658 789	151 451 196	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	13 461 118	252 854	13 461 118	13 713 972	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	447 122 422	6 670 619	221 905 904	228 576 524	225 216 518
EDP Serviço Universal	4 921 261	73 420	2 442 411	2 515 832	2 478 850
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	325 280 794	4 852 864	161 436 164	166 289 028	163 844 630
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	33 777 008	503 919	16 763 457	17 267 376	17 013 551
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	45 036 002	671 892	22 351 272	23 023 164	22 684 731
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	15 589 368	232 578	7 736 970	7 969 548	7 852 398
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 517 989	335 946	11 175 630	11 511 576	11 342 359
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	694 372 631	7 651 986	228 925 517	236 577 504	465 447 113
EDP Serviço Universal	1 298 348	14 308	428 048	442 356	870 299
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	82 270 553	906 621	27 123 519	28 030 140	55 147 034
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	81 632 738	899 593	26 913 239	27 812 832	54 719 499
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	57 398 050	632 527	18 923 381	19 555 908	38 474 668
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	24 872 503	274 095	8 200 137	8 474 232	16 672 366
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	82 270 553	906 621	27 123 519	28 030 140	55 147 034
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 209 255	597 386	17 872 078	18 469 464	36 337 177
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	310 420 632	3 420 835	102 341 597	105 762 432	208 079 035

Amortizações e juros da dívida tarifária (continuação)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Saldo em dívida em 2021
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	759 611 401	4 218 122	188 328 354	192 546 476	571 283 047
EDP Serviço Universal	90 074	500	22 332	22 832	67 742
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 264 954	556 771	24 858 413	25 415 184	75 406 541
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	22 130 010	122 888	5 486 632	5 609 520	16 643 377
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	133 887 268	743 476	33 194 300	33 937 776	100 692 968
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	73 105 203	405 953	18 124 771	18 530 724	54 980 432
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	84 014 693	466 534	20 829 530	21 296 064	63 185 162
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 067 447	272 472	12 165 156	12 437 628	36 902 291
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	134 423 546	746 454	33 327 258	34 073 712	101 096 288
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	39 223 461	217 808	9 724 564	9 942 372	29 498 897
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	99 367 038	551 785	24 635 795	25 187 580	74 731 243
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 037 709	133 481	5 959 603	6 093 084	18 078 106
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 ^[1]					1 104 614 432
Tagus, SA	516 262 077	7 888 485	126 144 718	134 033 202	390 117 359
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	382 198 797	5 839 998	93 387 373	99 227 371	288 811 423
Sobrecusto da PRE 2009	134 063 280	2 048 487	32 757 344	34 805 831	101 305 936
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-208 885	0	-208 885	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-208 885		-208 885	0
Total	2 756 679 314	32 593 941	1 104 615 276	1 137 209 217	2 756 678 470

Nota: [1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2021 é 1 748,1 milhões de euros.

7. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2021, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³Euros)

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading			
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	229 856	147 639	377 494
	229 856	147 639	377 494
REN			
Gestão Global do Sistema (GGS)	561 722	6 636	568 358
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	271 288	10 624	281 912
	290 433	-3 987	286 446
ADENE			
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 243	-18	1 225
	1 243	-18	1 225
E-Redes			
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	3 184 207	1 050	3 185 257
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	1 024 281	-18 181	1 006 100
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	286 446	-2 390	284 055
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 872 255	2 167	1 893 913
	1 225	-36	1 189
SU Eletricidade			
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 073 551	638 436	1 711 987
CVEE da Produção em Regime Especial	808 385	638 129	1 446 513
CVEE para Fornecimento de Clientes	682 332	685 539	1 367 870
CVEE para Fornecimento de Clientes	126 053	-47 410	78 643
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	243 263		243 263
Comercialização (C)	19 648	307	19 955
Sobreprouito pela aplicação da tarifa transitória	2 255		2 255
EDA			
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	162 977	3 011	165 988
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	113 998	3 289	117 287
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	41 496	-339	41 158
	7 482	61	7 543
EEM			
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	175 740	8 687	184 427
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	122 864	9 348	132 212
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	47 745	-628	47 117
	5 131	-34	5 097

Nota: Os ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas e os ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema.

Lisboa, 15 de dezembro de 2020