

## Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022

# dossier de imprensa

# Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022

## 1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DE TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de outubro, 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 15 de novembro.

Após o parecer do Conselho Tarifário e da análise das questões levantadas por este órgão da ERSE, o Conselho de Administração aprova as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir de 1 de janeiro de 2022.

## 2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade apresentava em setembro de 2021 cerca de 5,4 milhões de clientes (5.439.716) e representava aproximadamente 95% do consumo total em Portugal continental. As tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) têm progressivamente menor expressão no setor elétrico, registando-se, em setembro, menos de 1 milhão de clientes (915.183) abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2021, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado continuou a aumentar, ainda que ligeiramente, 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 89% do consumo deste segmento já está em mercado.

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](#).

A decisão apresentada integra as TTVCF, bem como 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 Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN).

As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN nos termos estabelecidos em legislação.

A elaboração de uma decisão de tarifas de energia elétrica está sempre 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, através da afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas, assegurando a sustentabilidade do mercado;
- Promover a adequação dos preços aos custos nas 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, por 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 TTVCF, processo este já concluído nos níveis de Muito Alta Tensão (MAT), de Alta Tensão (AT) e, em 31 de dezembro de 2021, no nível de Média Tensão (MT). No caso da BTE, o quadro legal estabelece o final do ano de 2022, 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 2025 <sup>1</sup>.

Para os consumidores de BTN que permaneçam no mercado regulado, ou que tenham optado por tarifa equiparada, que representam cerca de 5% do consumo total e 915 mil clientes, a

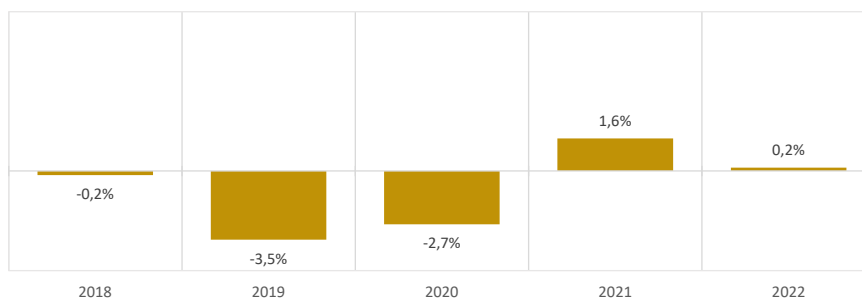
---

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

variação média anual das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 2022 é de **0,2%**.

A variação anual apresentada é relativa ao preço médio de 2021, que integra as revisões em alta da tarifa de Energia em julho e outubro de 2021. Todavia, em janeiro de 2022, os consumidores vão observar uma redução média de **-3,4%** em relação aos preços em vigor em dezembro de 2021.

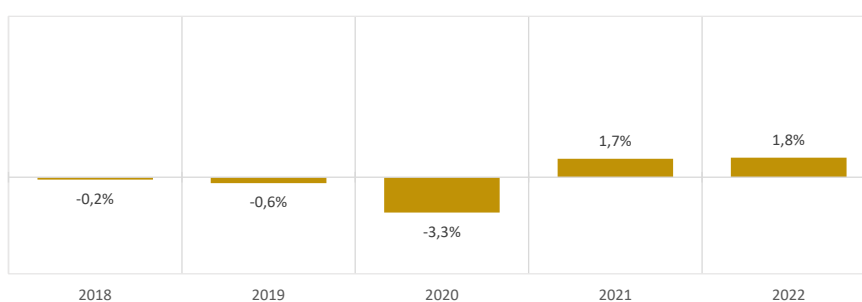
A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas transitórias para os consumidores finais desde 2018 até 2022, que permitiu uma **redução acumulada de -4,5% na BTN**.



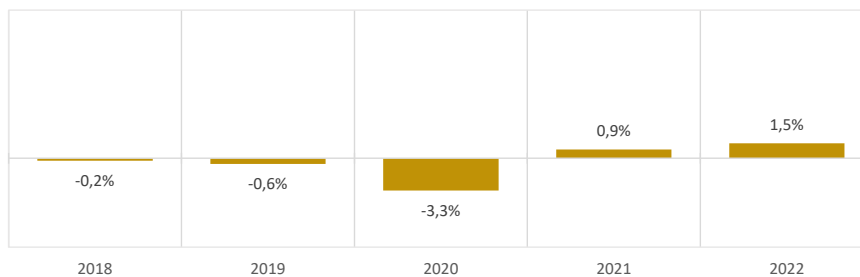
### 3.2. Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

A variação entre 2021 e 2022 das tarifas de Venda a Clientes Finais pagas pelos clientes de BTN das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de **1,8%** e **1,5%**, respetivamente.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2018 a 2022, que permitiu uma **redução acumulada de -0,7% na BTN**.



A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2018 a 2022, que permitiu uma **redução acumulada de -1,7% 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 pelo Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro, do membro do Governo responsável pela área da energia.

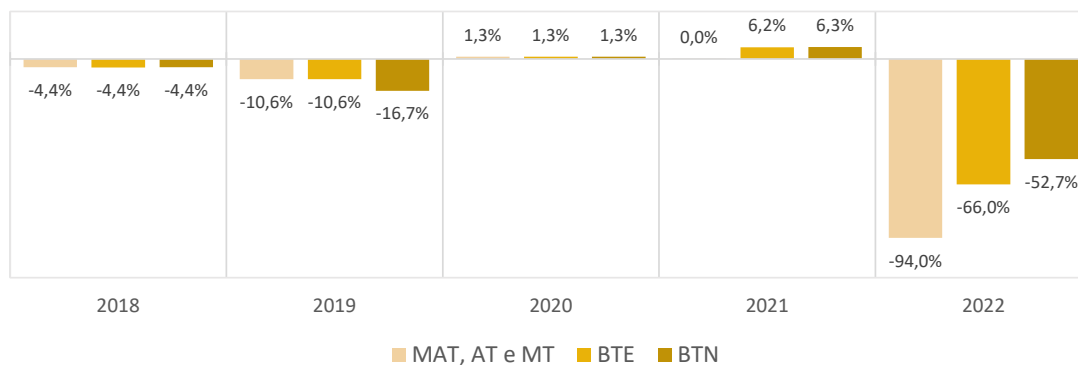
### 3.4. Tarifas de Acesso às redes e impacte no mercado liberalizado

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 de energia elétrica.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental, entre 2018 e 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

As variações tarifárias anuais evidenciam uma redução acumulada de -95% em MAT, AT, MT, de -69% e de -59% 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).

Em 2022, o decréscimo das tarifas de Acesso às Redes é fundamentalmente justificado pela redução na tarifa de Uso Global do Sistema, resultado da diminuição dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) que, em 2022, se traduzem num benefício para o sistema.

Sendo o diferencial de custos da produção em regime especial dependente da diferença entre os preços garantidos à produção em regime especial e os preços de energia observados no mercado grossista, esta redução é justificada fundamentalmente pelo acentuado acréscimo dos preços de energia no mercado.

Importa também referir que as tarifas para 2022 garantem a sustentabilidade económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN), reduzindo-se o valor da dívida tarifária em mais de mil milhões de euros, para o valor, no final de 2022, de 1,7 mil milhões de euros.

De referir que o impacte 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. Considerando a subida de preços registada no mercado grossista de eletricidade, será possível com a redução substancial das tarifas de Acesso às Redes minorar os efeitos adversos da subida de preços no mercado grossista de eletricidade.

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 2022

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

O aumento da tarifa de energia elétrica reflete a subida acentuada dos preços da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2022.

#### 4.2 Proveitos recuperados pelas tarifas Acesso às Redes

A redução significativa e extraordinária dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às redes explica-se pelo facto dos custos de política energética e de interesse económico geral (CIEG) terem invertido o seu sinal, isto é, passaram a contribuir para diminuir as tarifas de energia elétrica.

Os CIEG, cuja evolução contribui para essa variação, são o diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial com remuneração garantida (ou SPRE) e, em menor medida, o diferencial de custos com centrais com Contratos de Aquisição de Energia (ou SCAE). Em 2022, os dois assumem um valor favorável aos consumidores, na ordem de 1,7 mil milhões de euros, superando largamente o valor dos custos associados aos restantes CIEG, incluindo a amortização, nesse ano, do serviço da dívida tarifária.

Este facto decorre desses CIEG corresponderem à diferença entre os custos que recuperam (com a produção em regime especial e com a produção das centrais com CAE) e as receitas obtidas no mercado de energia elétrica e, conseqüentemente, reagem de forma inversa com o preço de mercado grossista. Assim, caso o preço de mercado desça, o SPRE e o SCAE subirão e vice-versa.

O enorme aumento do preço de energia elétrica, que se verifica atualmente, faz com que as receitas obtidas com a colocação desta produção nos mercados grossistas supere os custos associados a estes CIEG, justificando assim esta inversão do sinal.

A este efeito na evolução dos CIEG, decorrente apenas do funcionamento dos mercados de energia, junta-se ainda o efeito das medidas mitigadoras e de sustentabilidade que foram alocadas à redução destes custos, destacando-se como principais medidas:

- ✓ Previsão de verbas a transferir para o SEN do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), cuja criação está enquadrada pelo Decreto-lei n.º 55/2014, de 9 de abril;

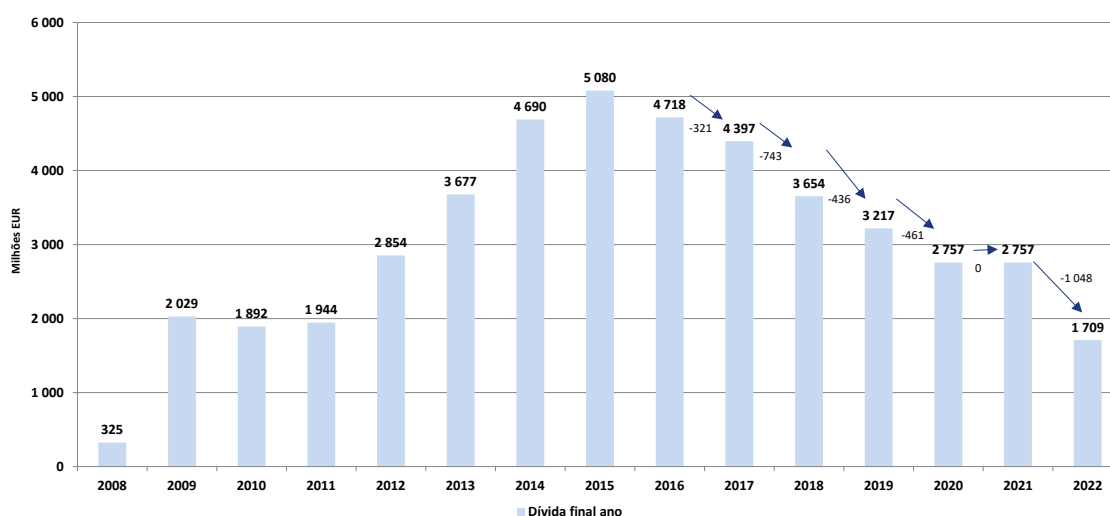
- ✓ Reversão para o SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 12/2020, na sua redação atual;
- ✓ Afetação extraordinária ao SEN dos saldos de gestão do FSSSE, do FA e da ERSE.

### 4.3 Evolução da dívida tarifária

O serviço da dívida tarifária, decorrente principalmente de montantes de CIEG, cuja recuperação nas tarifas foi adiada, 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.

Contudo, nas tarifas para 2022, a evolução favorável ao sistema, ocorrida dos CIEG, permitirá não gerar dívida tarifária. Deste modo, a dívida tarifária diminuirá num montante equivalente à amortização prevista no serviço da dívida tarifária, correspondente a 1 048 milhões de euros.

#### Evolução da dívida tarifária



### 4.4. Evolução da estrutura de custos

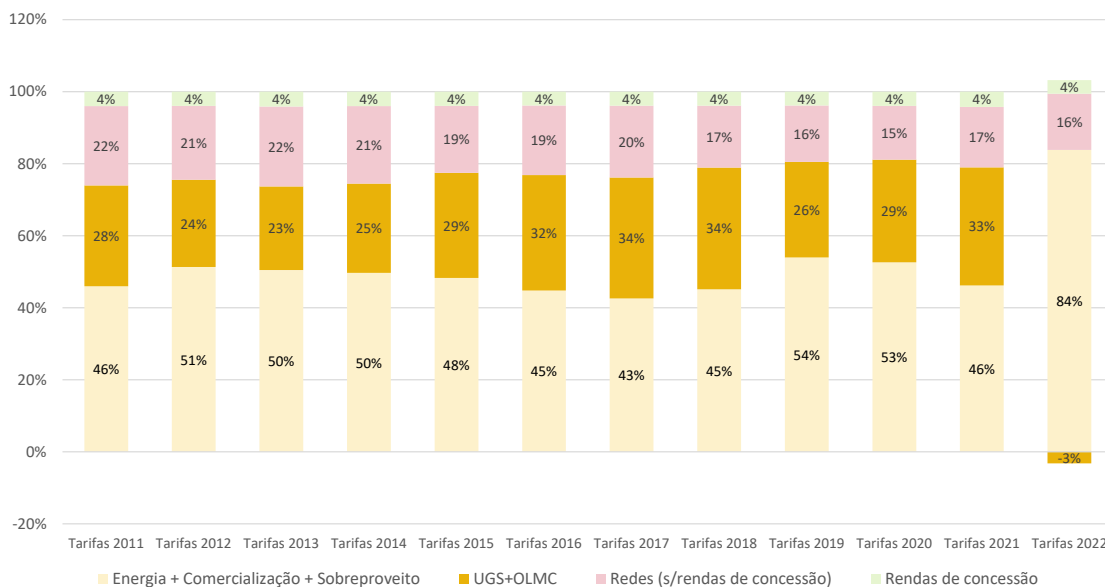
Pelo referido nos pontos anteriores, resumidamente, a atual proposta tarifária, subentende, entre outros:

- aumento substancial do peso da componente dos custos com energia;
- em sentido contrário ocorre uma redução acentuada do peso dos custos com UGS, que dizem principalmente respeito a CIEG, e que registarão um valor negativo em 2022.



Refira-se ainda que a diminuição do peso dos custos com as redes na estrutura de custos se deve ao facto de se iniciar, em 2022, um novo período de regulação, para o qual a ERSE definiu novas metas e parâmetros para as empresa reguladas, reforçando o nível de exigência que tem pautado a sua atuação.

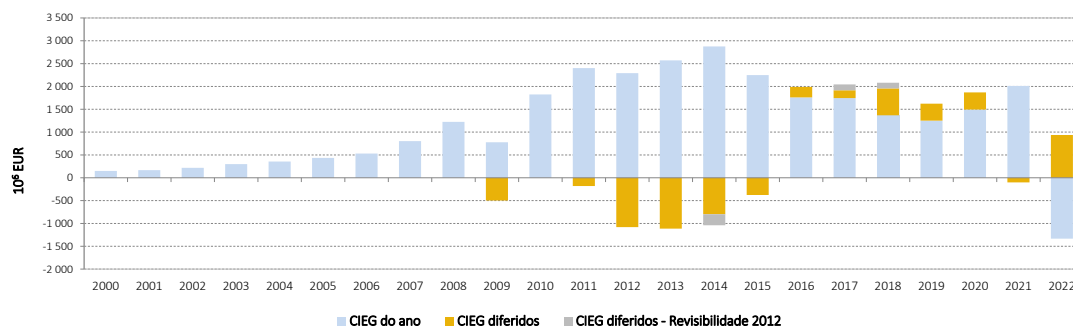
A figura seguinte resume o referido:



## 5. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se, no quadro em baixo, a evolução dos custos de interesse económico geral do ano, podendo-se observar que, em 2022, o valor constituirá um benefício para o sistema.

### 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 2022 apresenta-se inferior ao nível do ano anterior, sendo que o saldo em dívida, no final de 2022, é de 1 708,55 milhões de euros.

### Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2018</b>	<b>225 216 518</b>	<b>3 360 005</b>	<b>225 216 518</b>	<b>228 576 524</b>	<b>0</b>
EDP Serviço Universal	2 478 850	36 982	2 478 850	2 515 832	0
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	163 844 630	2 444 398	163 844 630	166 289 028	0
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	17 013 551	253 825	17 013 551	17 267 376	0
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 684 731	338 433	22 684 731	23 023 164	0
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	7 852 398	117 150	7 852 398	7 969 548	0
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	11 342 359	169 217	11 342 359	11 511 576	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2019</b>	<b>465 447 113</b>	<b>5 129 227</b>	<b>231 448 277</b>	<b>236 577 504</b>	<b>233 998 837</b>
EDP Serviço Universal	870 299	9 591	432 765	442 356	437 534
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 719 499	603 009	27 209 823	27 812 832	27 509 675
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	38 474 668	423 991	19 131 917	19 555 908	19 342 751
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	16 672 366	183 729	8 290 503	8 474 232	8 381 864
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	36 337 177	400 436	18 069 028	18 469 464	18 268 149
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	208 079 035	2 293 031	103 469 401	105 762 432	104 609 634

## Amortizações e juros da dívida tarifária (cont.)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	571 283 047	3 172 335	189 374 141	192 546 476	381 908 906
<b>EDP Serviço Universal</b>	67 742	376	22 456	22 832	45 286
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	75 406 541	418 733	24 996 451	25 415 184	50 410 090
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	16 643 377	92 421	5 517 099	5 609 520	11 126 278
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 692 968	559 148	33 378 628	33 937 776	67 314 340
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	54 980 432	305 306	18 225 418	18 530 724	36 755 015
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	63 185 162	350 867	20 945 197	21 296 064	42 239 965
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 902 291	204 918	12 232 710	12 437 628	24 669 581
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	101 096 288	561 388	33 512 324	34 073 712	67 583 964
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	29 498 897	163 807	9 778 565	9 942 372	19 720 332
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	74 731 243	414 983	24 772 597	25 187 580	49 958 645
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	18 078 106	100 388	5 992 696	6 093 084	12 085 410
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021</b>	1 104 614 432	6 136 133	273 863 181	279 999 314	830 751 252
<b>SU Eletricidade</b>					
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	25 893 204	143 837	6 419 611	6 563 448	19 473 593
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	62 397 739	346 619	15 470 053	15 816 672	46 927 687
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	36 472 817	202 606	9 042 578	9 245 184	27 430 239
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	31 198 870	173 310	7 735 026	7 908 336	23 463 843
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 599 482	86 655	3 867 525	3 954 180	11 731 957
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2022</b>					0
<b>Tagus, SA</b>	390 117 359	5 492 852	128 225 235	133 718 087	261 892 124
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	288 811 423	4 066 465	94 927 621	98 994 085	193 883 803
Sobrecusto da PRE 2009	101 305 936	1 426 388	33 297 614	34 724 002	68 008 321
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	0	-149 581	0	-149 581	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-149 581		-149 581	0
<b>Total</b>	<b>2 756 678 470</b>	<b>23 140 972</b>	<b>1 048 127 352</b>	<b>1 071 268 323</b>	<b>1 708 551 118</b>

## 7. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos na proposta de tarifas para 2022, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

### Proveitos permitidos por empresa regulada

(10<sup>3</sup>Euros)

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
<b>REN Trading</b>	<b>62 434</b>	<b>-140 092</b>	<b>-77 659</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	62 434	-140 092	-77 659
<b>REN</b>	<b>503 785</b>	<b>25 600</b>	<b>529 386</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	225 048	10 380	235 428
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	278 737	15 221	293 958
<b>ADENE</b>	<b>1 258</b>	<b>51</b>	<b>1 309</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 258	51	1 309
<b>E-Redes</b>	<b>941 884</b>	<b>62 757</b>	<b>1 004 642</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 029 465	12 168	1 041 633
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	293 958	6 625	300 583
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	-382 848	43 913	-338 935
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 309	52	1 360
<b>SU Eletricidade</b>	<b>811 216</b>	<b>-1 071 560</b>	<b>-260 344</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	688 452	-1 072 333	-383 881
CVEE da Produção em Regime Especial	448 686	-1 147 935	-699 249
CVEE para Fornecimento de Clientes	239 766	75 601	315 368
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	103 054	0	103 054
Comercialização (C)	19 441	774	20 214
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	270	0	270
<b>EDA</b>	<b>209 924</b>	<b>-12 461</b>	<b>197 463</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	159 510	-9 029	150 481
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 357	-3 491	38 866
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 057	59	8 116
<b>EEM</b>	<b>203 692</b>	<b>-2 473</b>	<b>201 219</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	151 327	-1 515	149 813
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 112	-998	46 114
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 253	39	5 293

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 2021