

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022

dossier de imprensa

Proposta de 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 submete 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, deve emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até 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, até ao dia 15 de dezembro, 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 agosto de 2021 cerca de 5,4 milhões de clientes (5.429.542) 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 agosto, menos de 1 milhão de clientes (920.921) 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 proposta 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 proposta 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, 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), 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.

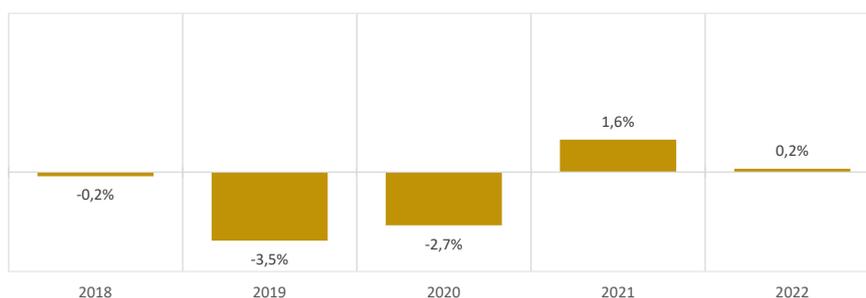
Para os consumidores de BTN, compreendendo os consumidores residenciais e os pequenos negócios, a data limite é 31 de dezembro de 2025¹.

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

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 921 mil clientes, a variação das tarifas de venda a clientes finais proposta para 2022 é de **0,2%**.

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

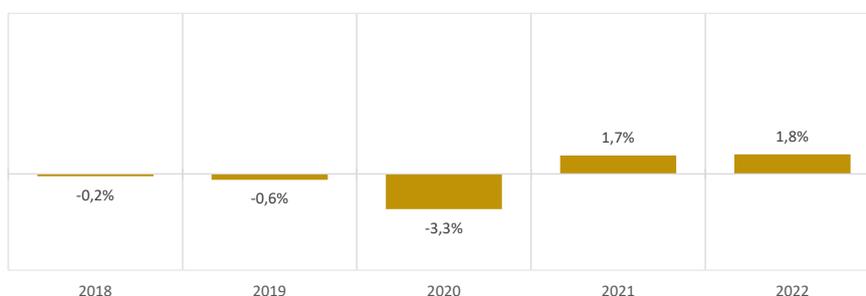
A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas transitórias para os consumidores finais desde 2018 até 2022, que permitiu uma **redução acumulada de -4,5% na BTN**.



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

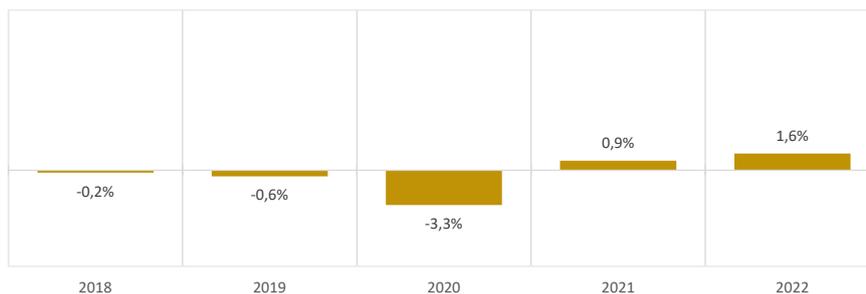
A proposta de variação entre 2021 e 2022 das tarifas de venda a clientes finais pagas pelos clientes de BTN das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de **1,8%** e **1,6%**, respetivamente.

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 -0,6% 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, para os diferentes níveis de tensão e tipos

de fornecimento, 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.

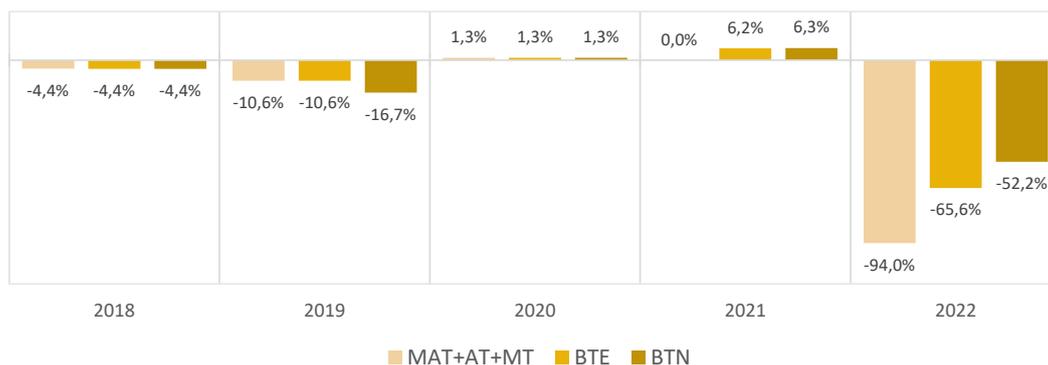
3.4. Tarifas de acesso às redes e impacte no mercado liberalizado

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.

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 -68% 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 esta proposta garante a sustentabilidade económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN), reduzindo-se substancialmente o valor da dívida no final de 2022 para 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

A redução significativa e extraordinária dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso 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 a tarifa 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 (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.

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 o preço de mercado da 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 supera 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 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;
- ✓ Afetação extraordinária ao SEN do saldo de gerência do FSSSE, saldo de gerência do FA

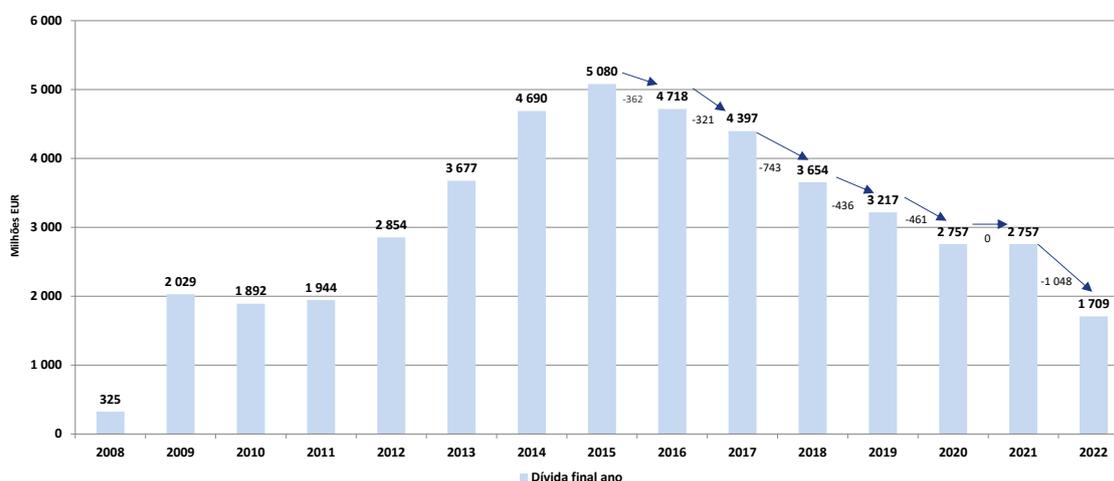
e saldo de gestão da ERSE.

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, correspondente a 1 048 milhões de euros.

Evolução da dívida tarifária



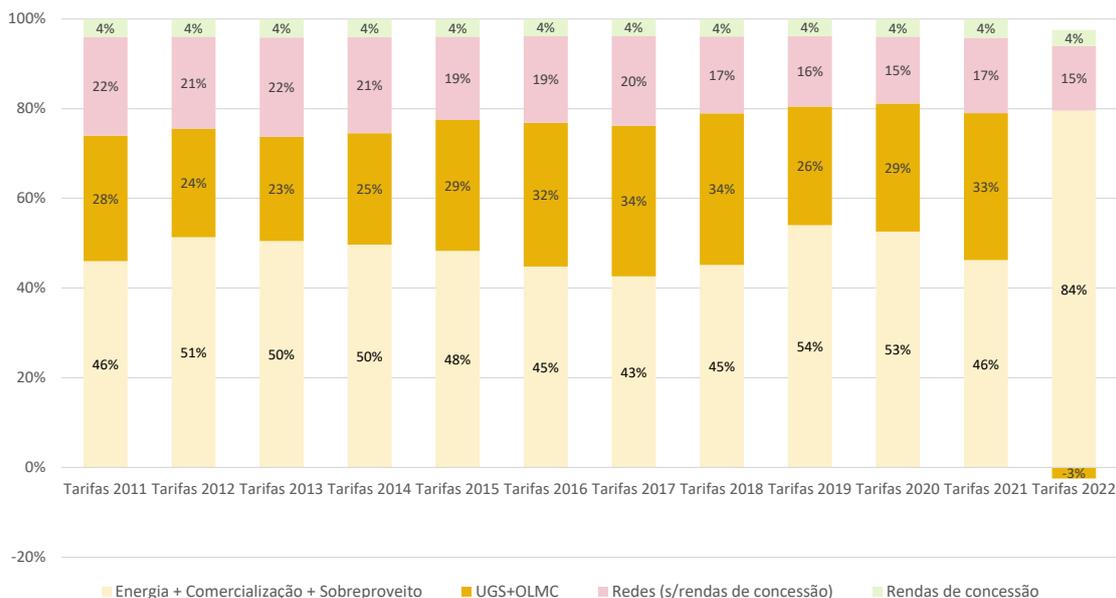
4.3. Evolução da estrutura de custos

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.

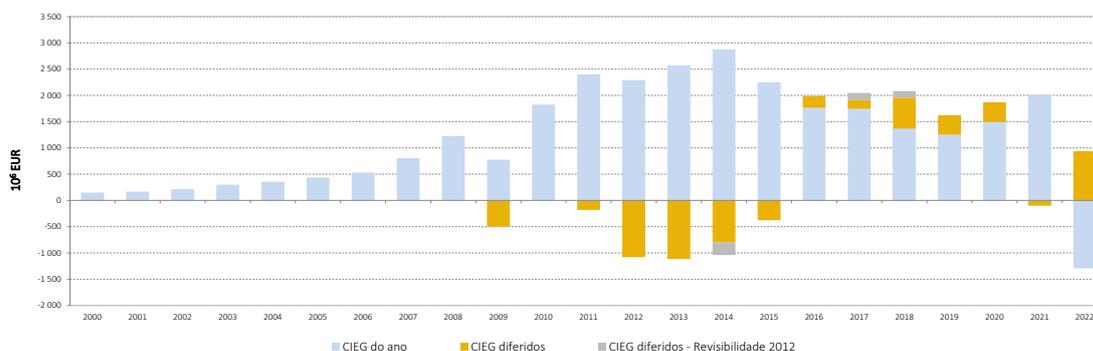
A figura seguinte resume o referido:



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)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	225 216 518	3 360 005	225 216 518	228 576 524	0
EDP Serviço Universal	2 478 850	36 982	2 478 850	2 515 832	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	163 844 630	2 444 398	163 844 630	166 289 028	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	17 013 551	253 825	17 013 551	17 267 376	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 684 731	338 433	22 684 731	23 023 164	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	7 852 398	117 150	7 852 398	7 969 548	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	11 342 359	169 217	11 342 359	11 511 576	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	465 447 113	5 129 227	231 448 277	236 577 504	233 998 837
EDP Serviço Universal	870 299	9 591	432 765	442 356	437 534
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 719 499	603 009	27 209 823	27 812 832	27 509 675
BPI					
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
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	36 337 177	400 436	18 069 028	18 469 464	18 268 149
Tagus					
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)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	571 283 047	3 172 335	189 374 141	192 546 476	381 908 906
EDP Serviço Universal	67 742	376	22 456	22 832	45 286
CGD					
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
Santander					
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
BPI					
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
BCP					
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
BBVA					
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
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	1 104 614 432	6 136 133	273 863 181	279 999 314	830 751 252
SU Eletricidade	558 436 566	3 102 115	138 451 219	141 553 334	419 985 348
CGD					
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
Santander					
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
BPI					
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
BCP					
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
BBVA					
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
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022					0
Tagus, SA	390 117 359	5 481 149	128 229 064	133 710 213	261 888 295
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	288 811 423	4 057 800	94 930 455	98 988 256	193 880 968
Sobrecusto da PRE 2009	101 305 936	1 423 348	33 298 609	34 721 957	68 007 327
Total	2 756 678 470	23 278 849	1 048 131 181	1 071 410 030	1 708 547 290

Notas: O valor do prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 será considerado na versão final das tarifas com base no valor final reportado pela SU Eletricidade

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

(10³Euros)

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	62 434	-140 090	-77 656
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	62 434	-140 090	-77 656
REN	475 727	26 412	502 139
Gestão Global do Sistema (GGS)	212 300	10 199	222 499
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	263 427	16 213	279 640
ADENE	1 258	51	1 309
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 258	51	1 309
E-Redes	954 612	61 389	1 016 000
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 014 213	10 800	1 025 013
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	279 640	6 625	286 265
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	-340 550	43 912	-296 638
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 309	52	1 360
SU Eletricidade	882 318	-1 086 729	-204 411
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	756 911	-1 087 503	-330 592
CVEE da Produção em Regime Especial	517 148	-1 163 212	-646 064
CVEE para Fornecimento de Clientes	239 763	75 710	315 473
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	104 110	0	104 110
Comercialização (C)	21 102	774	21 876
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	195	0	195
EDA	203 622	-12 461	191 161
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 938	-9 029	145 909
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	40 854	-3 491	37 363
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 830	59	7 888
EEM	202 013	-2 538	199 475
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 307	-1 515	148 792
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 462	-1 062	45 400
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 244	39	5 283

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 outubro de 2021