ERSE ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2023

dossier de imprensa

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2023

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submete, até ao dia 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, emite 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 da ERSE aprova, até ao dia 15 de dezembro, as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir de 1 de janeiro.

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade apresentava, em outubro de 2022, cerca de 5,5 milhões de clientes e representava aproximadamente 93% do consumo total em Portugal continental. Com exceção do ano de 2022, pelas razões de atipicidade conhecidas, as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF ou tarifas transitórias) têm tido progressivamente menor expressão no setor elétrico, registando-se, em outubro, menos de 1 milhão de clientes (941.006) abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR), ainda assim cerca de 2,7% acima do registado no mesmo mês de 2021.

Durante 2022, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado observou uma quase estagnação, 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 86% 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 tarifária hoje divulgada integra as tarifas transitórias, bem como as tarifas sociais de venda a clientes finais, as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição e as tarifas de cada atividade regulada do setor elétrico.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores fornecidos pelo CUR que não escolheram um comercializador em regime de mercado livre em Baixa Tensão Normal (BTN).

As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN que tenham optado por serem fornecidos pelo CUR.

A elaboração de uma decisão de tarifas e preços 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 sistema;
- 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.

Importa relevar o contexto de grande incerteza, em que foi realizada a decisão tarifária para 2023. Este contexto extraordinário aconselha a um acompanhamento ainda mais próximo das alterações das circunstâncias em que assentam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos, que poderão justificar uma atuação da ERSE em linha com a revisão excecional das tarifas ocorrida em julho de 2022.

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 já concluído nos níveis de Muito Alta Tensão (MAT), de Alta Tensão (AT), de Média Tensão (MT) e, em 31 de dezembro de 2022, no nível de Baixa Tensão Especial (BTE).

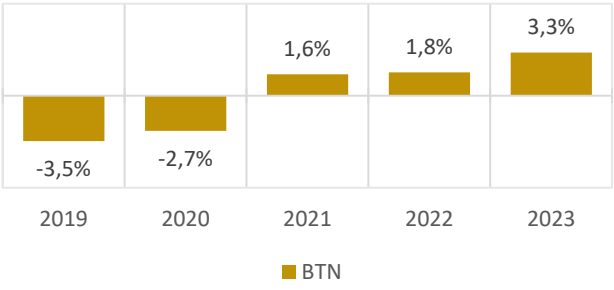
Para os consumidores de BTN, compreendendo os consumidores residenciais e os pequenos

negócios, a data limite é 31 de dezembro de 2025 [1].

Para os consumidores de BTN que permaneçam no mercado regulado, que representam cerca de 6,7% do consumo total e 941 mil clientes, reportados ao final de outubro de 2022, ou que tenham optado por tarifa equiparada, a variação média anual das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 2022 é de **3,3%**.

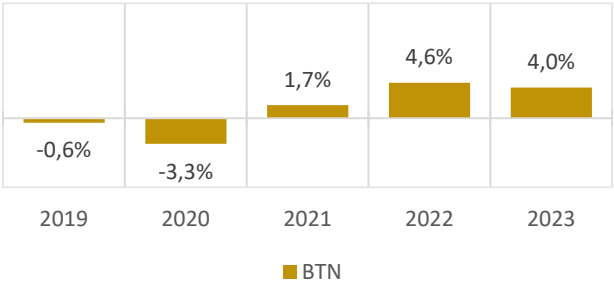
A variação média anual de 3,3%, determinada face ao ano de 2022, integra o efeito das atualizações trimestrais em alta da tarifa de Energia em abril e outubro de 2022, bem como a fixação excecional de tarifas de julho de 2022. Numa perspetiva mensal, em janeiro de 2023 os consumidores em BTN vão observar um **aumento médio de 1,6%** em relação aos preços em vigor em dezembro de 2022.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas transitórias para os consumidores finais em BTN dos últimos cinco anos, o que resulta numa **variação média anual de +0,1%** no período de 2019 até 2023.



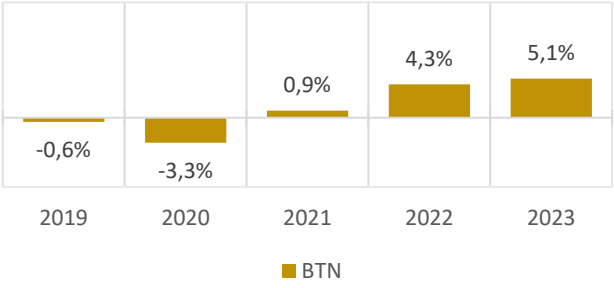
3.2. Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da **Região Autónoma dos Açores,** no período de 2019 a 2023, para **consumidores em BTN**, o que corresponde a uma variação média anual de cerca de +1,3% nesse período.



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

A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da **Região Autónoma da Madeira,** no período de 2019 a 2023, para **consumidores em BTN**, o que corresponde a uma variação média anual de cerca de +1,2% nesse período.



As variações médias anuais, apresentadas nas figuras anteriores, integram no valor para 2022 as atualizações trimestrais em alta da tarifa de Energia em abril e outubro de 2022, bem como a fixação excecional de tarifas de julho de 2022. Numa perspetiva mensal, em janeiro de 2023 os consumidores em BTN vão observar um **aumento médio de 1,3% e 2,3% nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**, respetivamente, em relação aos preços em vigor em dezembro de 2022.

3.3. Tarifa social

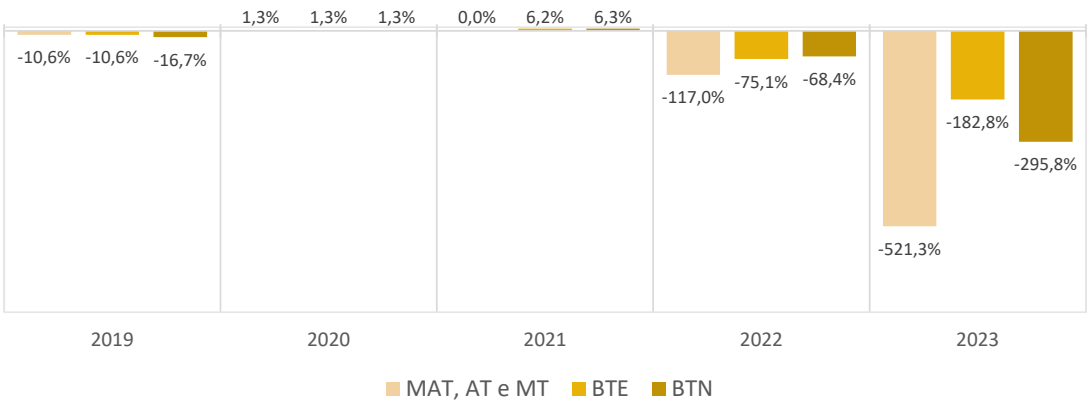
Os consumidores com tarifa social beneficiarão de um **desconto de 33,8%** sobre as tarifas de venda a clientes finais, de acordo com o estabelecido pelo Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do membro do Governo responsável pela área da energia.

3.4. Tarifas de Acesso às Redes

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 de todos os comercializadores, uma vez que são aplicadas diretamente aos comercializadores que, por sua vez, as transmitem aos clientes finais nas faturas de fornecimento de energia elétrica. Logo, as tarifas de Acesso às Redes afetam todos os clientes, incluindo os clientes nos mercados regulado e liberalizado.

A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das tarifas de Acesso às Redes, entre 2019

e 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações observadas em 2023 garantem que os clientes de todos os níveis de tensão beneficiam de uma tarifa de Acesso às Redes negativa.



As variações tarifárias anuais evidenciam uma redução acumulada de -195% em MAT, AT e MT, de -120% em BTE e de -156% em 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 2023, o decréscimo das tarifas de Acesso às Redes é fundamentalmente justificado pela redução na tarifa de Uso Global do Sistema, resultado da diminuição dos CIEG que, em 2023, se traduzem num benefício para o Sistema Elétrico Nacional superior ao de 2022.

	Variação anual 2023 / 2022
Tarifa de Uso Global do Sistema	-370,8%

Contribuíram para esta redução de CIEG um conjunto de transferências para o Sistema Elétrico Nacional, designadamente com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), a estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2023, o produto estimado da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) no ano de 2022 e outras verbas provenientes do orçamento do Fundo Ambiental.

Face a estas circunstâncias, de caráter extraordinário, importa reforçar que o nível tarifário de 2023, em particular nas tarifas de Acesso às Redes, é reflexo de condições muito próprias e conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos, com impactes potencialmente diferenciados por nível de tensão.

Face ao nível de preços observado em 2022 no mercado, a redução da tarifa de Acesso às Redes contribui **para uma diminuição de cerca de -30% na fatura final dos consumidores industriais e de cerca de -55%, na fatura final dos consumidores domésticos**, aliviando assim a pressão dos incrementos no mercado grossista nos preços finais pagos pelos clientes, tanto no mercado regulado como no mercado liberalizado.

Os consumidores industriais beneficiam da injeção de cerca de 2 mil milhões de euros nas tarifas de acesso às redes aplicadas em 2023, destacando-se:

- 494 milhões de euros de receitas obtidas com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e com o produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE).
- 500 milhões de euros de receitas transferidas do Fundo Ambiental para o Sistema Elétrico Nacional (SEN).
- 800 milhões de euros de receitas resultantes do diferencial de custo com a central da Turbogás que detém um Contrato de Aquisição de Energia (CAE).

Os consumidores domésticos beneficiam de 2,5 mil milhões de euros de receitas do diferencial de custo da PRE renovável, repercutidas nas tarifas de acesso às redes em 2023.

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 nível muito elevado dos preços de energia no mercado.

Importa também referir que as tarifas para 2023 garantem a sustentabilidade económica do SEN, **reduzindo-se o valor da dívida tarifária em 830 milhões de euros**, para o valor, no final de 2023, de 878,9 milhões de euros.

De referir que o impacte total nos preços finais dos clientes em mercado liberalizado depende não apenas das tarifas de Acesso às Redes, mas também da componente de energia adquirida por cada comercializador. **Considerando os preços elevados no mercado grossista de eletricidade, a existência de tarifas de Acesso às Redes negativas para os clientes em todos os níveis de tensão ajuda a minorar os efeitos adversos nos preços finais.**

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 2023

O contexto de grande volatilidade dos mercados de energia observado desde o segundo semestre de 2021, com preços anormalmente elevados nos mercados grossistas de eletricidade, levou a uma fixação excecional das tarifas em julho de 2022, o que mitigou os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução das tarifas de Acesso às Redes.

Esta redução permitiu uma devolução antecipada aos consumidores de benefícios superiores aos inicialmente previstos para o ano de 2022, nomeadamente nos diferenciais de custos com a produção em regime especial e com os Contratos de Aquisição de Energia, bem como de receitas adicionais dos leilões de emissão de gases com efeito de estufa.

Os efeitos colaterais nos mercados de energia, decorrentes do prolongamento das tensões geopolíticas da guerra na Ucrânia explicam, em grande medida, a manutenção do nível anormalmente elevado dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que se perspetiva deva manter-se em 2023.

Esta situação incrementa muitos dos efeitos que caraterizaram a revisão extraordinária das tarifas de julho de 2022 e que se concretizam em variações conjugadas e em sentido opostos 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 2023. A previsão para 2023 do custo médio de aquisição de energia do CUR, subjacente a esta decisão tarifária, é de 223,42€/MWh.

No entanto, este valor corresponde a uma revisão em baixa face às previsões que constavam da proposta tarifária (262,06 €/MWh), reflexo da volatilidade e incerteza que caracteriza atualmente os mercados de energia.

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, passarem a contribuir para diminuir as tarifas de energia elétrica, acentuando a tendência sinalizada pela ERSE na fixação excecional de tarifas ocorrida em julho de 2022.

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).

Este facto decorre desses CIEG corresponderem à diferença entre os custos de produção das centrais com remuneração garantida e da central com CAE e as receitas obtidas com a venda dessa produção no mercado de energia elétrica. Consequentemente, estes CIEG reagem de forma inversa com o preço de mercado grossista. Assim, a diminuição do preço de mercado provoca o incremento do SPRE e do SCAE, enquanto a subida do preço de mercado provoca a diminuição desses CIEG, tal como se verifica atualmente.

A este efeito na evolução dos CIEG, decorrente apenas do funcionamento dos mercados de energia, junta-se ainda o efeito das medidas de contenção tarifária que foram alocadas às tarifas, destacando-se como principais medidas, pelos montantes envolvidos:

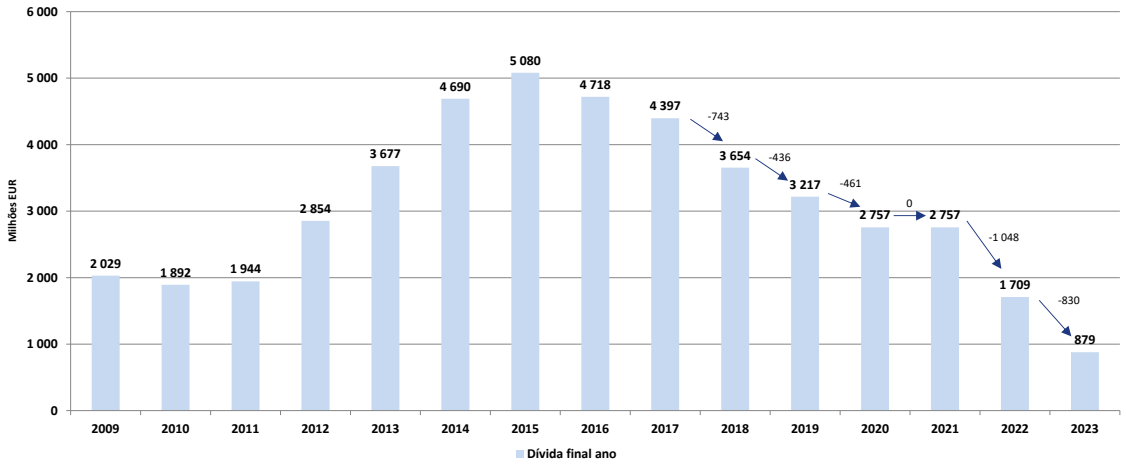
- ✓ Afetação ao SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 12/2020, na sua redação atual;
- ✓ Afetação ao SEN de receitas transferidas do Fundo Ambiental;
- ✓ Afetação ao SEN de receitas da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), nos termos do Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto, na sua redação atual.

4.3 Evolução da dívida tarifária

O serviço da dívida tarifária, decorrente principalmente de montantes de CIEG, cuja recuperação nas tarifas foi adiada, pelo que importa monitorizar a sua evolução.

Nas tarifas para 2023, a evolução favorável ao sistema 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 830 milhões de euros.

Evolução da dívida tarifária



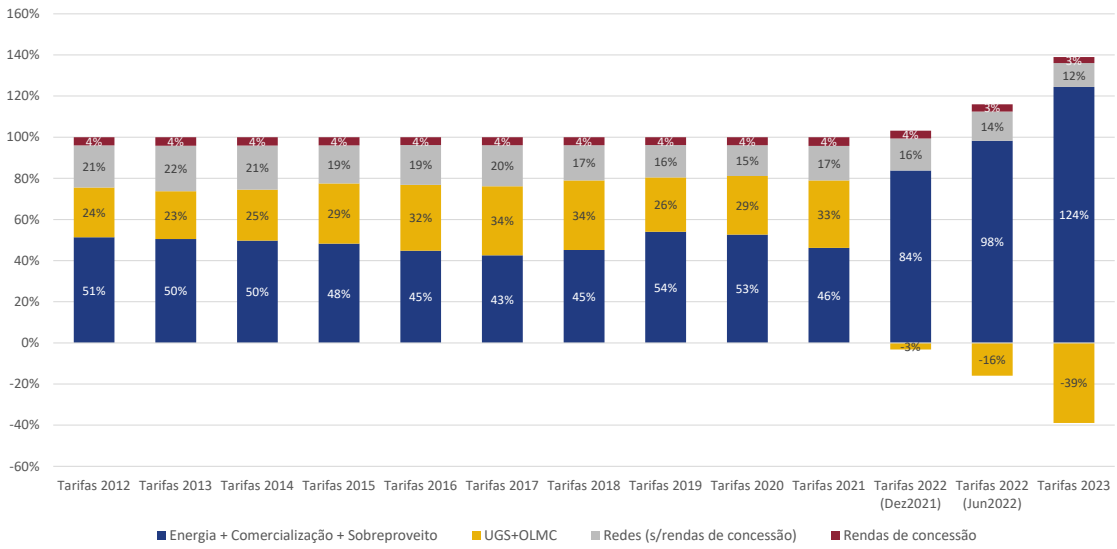
4.4. Evolução da estrutura de custos

Pelo referido nos pontos anteriores, 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 de valor fortemente negativo em 2023.

O peso dos custos com as redes na estrutura de custos regista uma ligeira tendência de descida, desde o início do período de regulação 2022-2025 em que a ERSE redefiniu as metas de eficiência e parâmetros para as empresas reguladas, reforçando o nível de exigência que tem pautado a sua atuação.

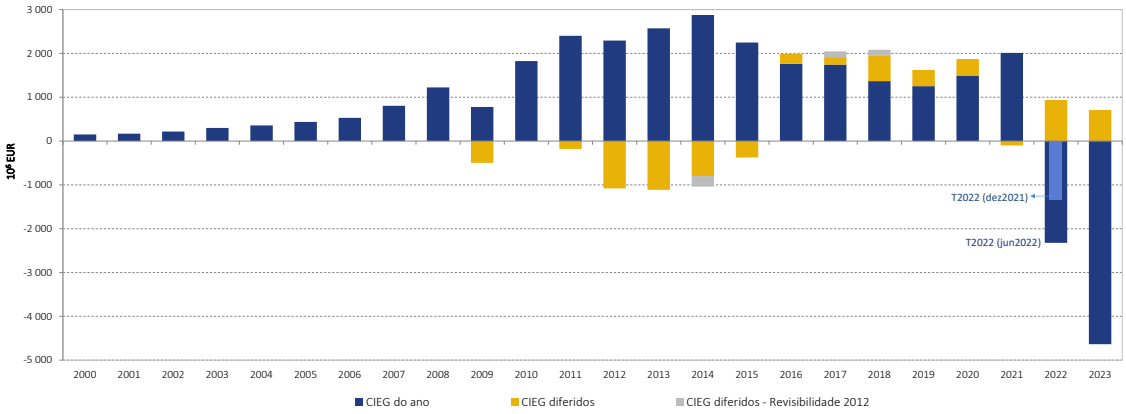
Estrutura dos custos recuperados pelas tarifas



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 2023 ficam fortemente negativos, o que 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), nomeadamente, (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.

O valor do serviço da dívida, incluído na proposta de tarifas para 2023, apresenta-se inferior ao nível do ano anterior, sendo que o saldo em dívida, no final de 2023, é de 878,9 milhões de euros.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	**233 998 837**	**2 578 667**	**233 998 837**	**236 577 504**	**0**
EDP Serviço Universal	437 534	4 822	437 534	442 356	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 509 675	303 157	27 509 675	27 812 832	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	19 342 751	213 157	19 342 751	19 555 908	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	8 381 864	92 368	8 381 864	8 474 232	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	18 268 149	201 315	18 268 149	18 469 464	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	104 609 634	1 152 798	104 609 634	105 762 432	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	381 908 906	2 120 740	190 425 736	192 546 476	191 483 170
EDP Serviço Universal	45 286	251	22 580	22 832	22 706
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	50 410 090	279 927	25 135 257	25 415 184	25 274 833
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	11 126 278	61 784	5 547 736	5 609 520	5 578 542
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 314 340	373 797	33 563 979	33 937 776	33 750 360
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 755 015	204 101	18 326 623	18 530 724	18 428 391
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	42 239 965	234 559	21 061 505	21 296 064	21 178 460
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 669 581	136 990	12 300 638	12 437 628	12 368 943
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 583 964	375 294	33 698 418	34 073 712	33 885 546
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	19 720 332	109 507	9 832 865	9 942 372	9 887 467
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 958 645	277 420	24 910 160	25 187 580	25 048 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	12 085 410	67 110	6 025 974	6 093 084	6 059 436

Amortizações e juros da dívida tarifária (cont.)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	830 751 252	4 614 823	275 384 491	279 999 314	555 366 761
SU Eletricidade	328 271	1 824	108 818	110 642	219 453
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	19 473 593	108 176	6 455 272	6 563 448	13 018 321
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	46 927 687	260 683	15 555 989	15 816 672	31 371 698
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	27 430 239	152 375	9 092 809	9 245 184	18 337 430
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	239 159 393	1 328 530	79 278 590	80 607 120	159 880 803
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	23 463 843	130 342	7 777 994	7 908 336	15 685 849
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	11 731 957	65 171	3 889 009	3 954 180	7 842 948
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
Diferimento do sobrecusto PRE de 2023					0
Tagus, SA	**261 892 124**	**4 596 207**	**129 807 006**	**134 403 212**	**132 085 119**
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	193 883 803	3 402 661	96 098 636	99 501 297	97 785 167
Sobrecusto da PRE 2009	68 008 321	1 193 546	33 708 370	34 901 916	34 299 952
Total	**1 708 551 118**	**13 910 437**	**829 616 069**	**843 526 506**	**878 935 050**

7. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos na proposta de tarifas para 2023, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

Unidade: 10^3 EUR

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	**-424 896**	**-453 073**	**-877 969**
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-424 896	-453 073	-877 969
REN	**604 174**	**34 250**	**638 424**
Gestão Global do Sistema (GGS)	304 107	22 225	326 332
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	300 067	12 025	312 092
ADENE	**1 277**	**-132**	**1 145**
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 277	-132	1 145
E-Redes	**-2 427 691**	**13 917**	**-2 413 774**
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 050 473	-2 810	1 047 663
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	312 092	8 738	320 831
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	-3 791 401	8 031	-3 783 369
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 145	-43	1 102
SU Eletricidade	**-1 852 857**	**-958 873**	**-2 811 729**
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	-1 694 686	-958 391	-2 653 077
CVEE da Produção em Regime Especial	-2 379 646	-1 181 632	-3 561 279
CVEE para Fornecimento de Clientes	684 960	223 241	908 201
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	-179 846	0	-179 846
Comercialização (C)	21 676	-481	21 195
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	0	0	0
EDA	**250 676**	**25 527**	**276 203**
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	197 420	26 665	224 084
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 309	-359	44 950
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 947	-779	7 169
EEM	**280 942**	**23 385**	**304 327**
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	225 847	24 150	249 997
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 798	-656	49 142
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 297	-110	5 188

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

Aceda aos documentos de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2023

Lisboa, 15 de dezembro de 2022