A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL

Avenida Doutor António Rangel, 93 – 4585-353 Rebordosa

Comentários de A CELER, da LORD e da CESSN sobre a proposta de fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

Três dos pequenos operadores de rede de distribuição em baixa tensão do território continental (A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL, doravante designada por A CELER, a Cooperativa de Electrificação de Lordelo, a LORD, doravante designada por LORD e a Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, CRL, doravante designada por CESSN, procederam à análise do documento justificativo e da proposta de articulado da fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e afigura-se-lhes pertinente tecer os seguintes comentários:

0 – CONSIDERAÇÕES GERAIS

A fusão dos regulamentos de relações comerciais do setor elétrico e do setor do gás natural afigura-se-nos positiva face aos argumentos invocados pela ERSE no documento justificativo.

Aproveitou ainda a ERSE a oportunidade para a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, face ao desenvolvimento tecnológico e do mercado, bem como ao contexto legal nacional e europeu o que também nos parece positivo.

Assim, o documento, algo extenso face à extensão e complexidade do tema e ao pormenor a que a ERSE já nos habituou e que julgamos ser necessário face à diversidade de agentes envolvidos, só pode merecer, da nossa parte total acordo.

Porém e aproveitando a oportunidade para melhorar o atual regulamento permitimo-nos abordar dois assuntos:

- Um, especificamente orientado para a realidade dos 10 pequenos ORDBT existentes em Portugal Continental.
- Outro, de caráter geral visando a eficiência energética.

1 – CÁLCULO DA POTÊNCIA CONTRATADA NA FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS ORD EXCLUSIVAMENTE EM BT

O valor da potência contratada que entra atualmente no cálculo das tarifas de acesso às redes é o somatório dos valores máximos da potência de cada posto de transformação nos últimos 12 meses, conforme resulta da análise do respetivo mapa que suporta a fatura apresentada, mensalmente, pela EDPD e do qual se reproduz parte:

edp distribuição

A Celer - Cooperativa de Electrificação

Período de faturação março 2019 (01-03-19 a 31-03-19) | 31 dias

N.º	Designação	Denominação ponto de entrega	Energia Ponta [kWh]	Energia Cheias [kWh]	Energia Vazio [kWh]	Energia Super Vazio [kWh]	Total de Energia Ativa [kWh]	Potência Horas de Ponta [kW]	Potência Contratada [kW]	Potência Contratada [Data]	Potência Tomada Max [kW]	Valor [€]
22	PT0002000070883469QW	SANTIAGO 2	12 710	26 298	12 643	4 293	55 944	121,048	173,96	31/10/2018	166,94	3 344,05 €
23	PT0002000070883298PS	LAVANDEIRA	2 952	6 544	4 554	1 803	15 853	28,114	77,66	30/06/2018	55,44	887,97 €
24	PT0002000070883505VS	S. MARTINHO	5 536	11 797	7 776	3 861	28 970	52,724	108,67	28/02/2019	91,61	1 599,15 €
25	PT0002000070883345XQ	NABEIROS 2	4 418	8 850	2 648	1 427	17 343	42,076	78,57	31/10/2018	70,54	1 126,37 €
26	PT0002000072915772BW	SANTA LUZIA 2	4 935	11 289	8 217	3 539	27 980	47,000	94,62	31/03/2019	94,62	1 490,13 €
27	PT0002000072076759XY	PORTELA 2	8 699	19 318	9 516	2 980	40 513	82,848	143,50	30/04/2018	131,41	2 394,80 €
28	PT0002000072078233MP	CASA QUEIMADA	12 867	31 068	6 082	4 938	54 955	122,543	277,35	28/02/2019	256,20	3 554,83 €
29	PT0002000072076919VM	ABOIM 2	13 798	31 254	18 733	6 295	70 080	131,410	219,95	28/02/2019	209,88	3 934,70 €
30	PT0002000073089501CN	ALARDO 2	14 676	31 286	6 713	4 929	57 604	139,771	271,30	30/11/2018	222,97	3 796,73 €
31	PT0002000072077081RY	FONTAÍNHAS	12 457	26 906	6 760	2 532	48 655	118,638	191,01	31/08/2018	186,00	3 188,03 €
32	PT0002000073089647AC	ZONA INDUSTRIAL 1	16 836	34 127	4 115	1 467	56 545	160,343	392,04	31/12/2018	351,79	4 184,56 €
33	PT0002000076703355PZ	IGREJA VELHA	9 864	22 074	13 041	5 475	50 454	93,943	161,92	30/04/2018	142,86	2 818,04 €
34	PT0002000076992934HT	Av. SÁ CARNEIRO	14 134	31 627	17 220	7 124	70 105	134,610	228,01	31/12/2018	217,94	3 985,38 €
35	PT0002000077556785SY	MATINHOS	7 898	18 793	13 967	9 130	49 788	75,219	121,80	28/02/2019	115,78	2 481,28 €
36	PT0002000079762063DK	ZONA INDUSTRIAL 2	21 911	44 881	8 648	4 889	80 329	208,676	384,29	31/12/2018	330,29	5 478,97 €
37	PT0002000078172854MC	Av. ANTONIO RANGEL	9 207	21 641	16 387	8 448	55 683	87,686	197,17	30/06/2018	147,01	2 890,96 €
38	PT0002000080550319BK	FUO	6 721	15 035	9 360	3 898	35 014	64,010	115,70	31/03/2019	115,70	1 939,52 €
39	PT0002000100477734BY	PORTELA 3	6 675	13 600	6 475	2 084	28 834	63,571	116,79	31/12/2018	106,75	1 764,60 €
40	PT0002000100477665PY	ABOIM 3	10 530	24 205	14 754	5 857	55 346	100,286	163,57	28/02/2019	144,42	3 047,71 €
41	PT0002000101111145LC	PEREIRAS	19 449	39 373	6 367	2 597	67 786	185,229	309,21	31/03/2019	309,21	4 742,96 €
42	PT0002000108280134LR	LAGE 2	7 609	17 560	7 389	2 936	35 494	72,467	118,00	30/11/2018	111,00	2 103,94 €
43	PT0002000115095278CS	R. COOP. A CELER	5 763	13 695	7 174	4 678	31 310	54,886	113,00	31/12/2018	91,00	1 723,59 €
44	PT0002000116439046WP	PARQUE DA CIDADE	3 360	7 940	4 963	2 563	18 826	32,000	82,00	30/04/2018	54,00	1 033,07 €
		Total	433 654	955 777	434 080	189 240	2 012 751	4 130,038	7 621,88			119 481,17 €
		Tarifa de uso redes MT	0,0662 €	0,0464 €	0,0225 €	0,0214 €		0,1949 €	0,0324 €			
		Valorização	28 707,89 €	44 348,05 €	9 766,80 €	4 049,74 €		24 953,28 €	7 655,41 €			

Total s/ IVA	119 481,17 €
IVA	23%
Total c/ IVA	146 961,84 €

Como se pode ver pela análise o valor da potência contratada, para cada ponto de entrega, é o valor máximo da potência tomada registada num período de 15 minutos, nos últimos 12 meses, independentemente do período em que ocorreu.

Ora, em nossa opinião, este método de cálculo, com tratamento independente de cada ponto de entrega se é válido para um titular com vários pontos de entrega dispersos pelo território nacional (por exemplo uma cadeia de supermercados) onde as solicitações às redes de distribuição alimentadoras são completamente distintas, não é válido para os ORD exclusivamente em baixa tensão dada a existência de uma concentração geográfica dos seus postos de transformação alimentados pela mesma subestação e por um número reduzido de linhas de média tensão (no caso destes 3 ORDBT no máximo 3 linhas de MT).

Na verdade, no caso concreto destes 3 ORDBT temos:

Designação do ORDBT	Freguesia concessionada	Designação da subestação alimentadora	Designação da subestação alimentadora
A CELER	Rebordosa	Rebordosa	Rebordosa
LORD	Lordelo	Lordelo	Lordelo
CESSN	Ruivães + 4 freguesias	Ruivães	Ruivães

Assim, a solicitação sentida por cada uma destas subestações, em cada instante e que se transmite a montante (rede de AT e MAT), é a potência em cada instante e nunca a soma das potências máximas tomadas em 15 minutos dos últimos 12 meses de cada ponto de entrega.

De notar que o número de pontos de entrega é já significativo apresentando os seguintes valores:

Designação do ORDBT	Número de postos de transformação
A CELER	44
LORD	43
CESSN	31

O cálculo atual, segundo o somatório das potências máximas tomadas, conduz a um valor de potência contratada, que entra no cálculo das tarifas de acesso às redes, cerca de 60% superior ao valor que resultaria do cálculo segundo o critério da potência síncrona.

Este assunto foi colocado à EDPD que compreendeu a injustiça do atual modo de cálculo e, contemplou a sua possível faturação através do critério da potência síncrona, conforme consta do Guia de Relacionamento com ORDBT(1) do que se reproduz:

> Como regra futura o ORD AT/MT considera que deve ser considerada a ponta síncrona do ORDbt: no período de uma fatura, o intervalo de 15 minutos em que se verifique o maior valor da potência tomada no conjunto da instalações do ORDbt definirá o período de 15 minutos em que se considerará a potência tomada a considerar na fatura para cada ponto de entrega. A sua implementação dependerá dos necessários desenvolvimentos em sistemas.

(1) – Anexo a estes comentários.

De notar que:

- Este documento foi aprovado pela ERSE.

- Segundo informação da EDPD esta empresa já reúne as condições para a sua implementação. Apenas aguarda que a ERSE verta, em regulamento, esta nova prática.

Face ao exposto propomos que o artigo 345.º da proposta de fusão do RRC passe a ter a seguinte redação:

Artigo 345.º

Faturação das entregas

1 - A faturação do operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em Baixa Tensão inclui as parcelas determinadas nos termos do Regulamento Tarifário.

2 - Os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em Baixa Tensão devem prestar ao operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão, nos termos e prazos a acordar entre as partes, a informação necessária para proceder à faturação prevista nos números anteriores.

3 - Por acordo entre o operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em Baixa Tensão, a faturação das tarifas de acesso relativas a entregas a clientes em Baixa Tensão de comercializadores ou de clientes que sejam agentes de mercado pode ser efetuada pelo operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão.

4 - A energia reativa medida nos pontos de entrega da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão à rede do operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em Baixa Tensão não é objeto de faturação, nos termos do Regulamento Tarifário.

5 - O operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão faturará ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em Baixa Tensão como potência contratada o valor máximo da potência síncrona registado num período de 15 minutos no mês de faturação do conjunto dos postos de transformação explorados por aquele operador de rede.

Estamos certos de que a ERSE vai contemplar esta nossa justa pretensão pondo termo a:

- Fixação de potência contratadas em alguns postos de transformação por ocasião de festas que ocorrem entre as 22:00 e as 24:00 horas quando a carga dos restantes postos de transformação apresenta valor verdadeiramente residual.

- Ligação de novos postos de transformação com manutenção da potência contratada do PT donde foi retirada carga a que se soma a potência contratada do novo PT. Esta situação em nada desincentiva o investimento na construção de novos postos de transformação.
- Impossibilidade de transferência de cargas entre postos de transformação por razões de eficiência energética e redução de perdas nas redes dado que serão considerados os valores máximos das potências contratadas antes e depois da transferência de cargas.
- Substituição da ineficiência do ORD/MT/AT como é o caso de um posto de seccionamento da EDPD que avariou na tempestade Elsa (19 de dezembro) e onde a LORD transferiu os clientes para outro PT fixando uma nova potência contratada neste PT que irá ser paga à EDPD durante 12 meses. Esta situação ainda se mantém 2 meses depois.

2 – PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE EM BAIXA TENSÃO

Estávamos a pensar nos argumentos que pudessem conduzir a ERSE a verter nesta revisão regulamentar uma disposição que, no nosso modesto entender, possa contribuir para a redução das perdas nas redes de distribuição em baixa tensão quando recebemos um e-mail do CEER que não resistimos a reproduzir parcialmente:

CEER
Council of European Energy Regulators

Ref: C19-EQS-101-03aCitizens' Q&A

CEER Citizens' Q&A

2nd CEER Report on Power Losses

21 February 2020

1 What are Power Losses?

Power losses are a component of every electrical grid and originate as a consequence of transmission and distribution of electricity. They constitute a significant amount of energy flows in transmission and distribution. A reduction of power losses comes with several positive aspects, such as an improvement of energy efficiency and grid reliability, and general economic and environmental benefits.

> The easiest way to categorise losses is to divide them into technical and non-technical components. The former is a consequence of the laws of physics and, although it could be reduced with more efficient equipment, it cannot be fully and economically eliminated with current technology. The latter component consists of the energy delivered but not metered or billed and often depends on socio-economic conditions of a country. Non-technical losses can be further broken down into multiple subcomponents, some of which are not considered to be part of power losses in every country due to differing definitions.
>
> The lack of harmonised definitions and rules regarding the components included in losses presents an obstacle to straightforward benchmarking across Europe. Most countries that contributed to the CEER Report on Power Losses, simply consider power losses to be the difference between the energy injected into and withdrawn from the grid.

E ainda extratos que consideramos mais relevantes:

> Twenty responding countries have implemented incentives to reduce losses in distribution, while a few others are planning to introduce them in the future. Incentives to reduce losses in transmission are implemented in only 13 responding countries. One probable cause is that, unlike in distribution, losses in transmission are mostly technical and are hence more difficult to reduce.

Como sabemos na vizinha Espanha (um dos países que o CEER inclui no grupo que já implementou as medidas de redução das perdas) o proveito da operação da rede de distribuição em baixa contempla uma parcela indexada às perdas. Essa media não existe, na baixa tensão, em Portugal.

Na verdade, em Espanha, o Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre estabele que: "la retribución de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i en el año n por el desempeño de su actividad el año n-2 se determinará mediante la siguiente formulación:

Incentivo por redução de fraudes

$$R_n^i = R_{n\,Base}^i + R_{n\,NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i$$; Donde:

F_n^i , es el término de incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico a la empresa distribuidora i el año n asociada a la reducción del fraude lograda el año n-2. Dicho incentivo a la reducción de fraude se calculará según lo establecido en el Capítulo XI.

Vejamos ainda o que continua a dizer o CEER:

3 What is the Impact on Energy Customers?

Reducing losses, or at least maintaining them at a low level, plays an important role financially, environmentally and technically. It helps with Europe's energy efficiency and security of supply objectives. Reducing power losses is also an important part of CEER's mission of putting consumers first, as the costs of power losses are currently passed on to consumers. CEER advocates implementing incentives, particularly on system operators, to reduce power losses and thereby benefit consumers.

Por outro lado dizem os "gurus" da gestão que "só se pode corrigir o que se consegue medir" estes 3 pequenos operadores de rede em baixa tensão começaram por implementar a tecnologia que lhe permitiu medir e monitorizar. Obviamente que esta tecnologia recaiu na implementação da sua total "smartização" das redes que exploram através da montagem integral de contadores inteligentes e de toda a tecnologia que lhe está associada.

Porém, a integral montagem do equipamento não é suficiente. Torna-se necessário, diariamente, monitorizar o sistema, recolhendo os elementos que fornece e, com todo o rigor técnico, dar-lhes o devido tratamento.

Com mais de 2 anos de experiência vejamos alguns resultados:

a) – Como evoluem as perdas por postos de transformação e ao logo do ano:

O mapa infra, que respeita ao ano de 2019, reproduz essa análise:

CESSN - PERDAS MENSAIS - 2019													Ano 2019
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	
PT 01 - PEREIRO-BENTE	4,8%	4,6%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,7%	3,8%	3,5%	3,7%	1,4%	4,6%	3,7%
PT 02 - SOUTO-CARREIRA	4,2%	3,6%	4,4%	4,6%	4,9%	4,9%	5,1%	4,5%	3,5%	4,9%	4,3%	3,9%	4,4%
PT 03 - CARVALHAL-LANDIM	2,8%	3,0%	3,2%	3,2%	4,3%	3,1%	3,8%	4,2%	3,1%	3,7%	3,0%	2,9%	3,4%
PT 04 - ALEM-SEIDE	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	3,3%	3,2%	3,4%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	3,1%
PT 05 - PAÇO-RUIVAES	-2,4%	2,1%	2,0%	2,1%	2,8%	2,3%	3,9%	2,5%	2,6%	2,4%	2,8%	0,3%	2,0%
PT 06 - SEGADE-CARREIRA	2,9%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,4%	2,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,6%	3,1%	2,5%
PT 07 - OUTEIRO-CARREIRA	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%	2,2%	2,2%	2,4%	2,2%	2,1%	2,6%	1,8%	1,9%	2,1%
PT 08 - SENRA-RUIVAES	3,1%	2,7%	1,8%	2,4%	2,0%	2,1%	2,7%	2,0%	2,1%	2,5%	2,9%	3,5%	2,5%
PT 09 - LEVANDEIRA-BENTE	4,9%	4,7%	5,2%	4,3%	4,6%	4,8%	4,8%	4,8%	4,5%	3,5%	2,3%	5,4%	4,5%
PT 10 - ALDEIA-SEIDE	4,1%	3,9%	3,5%	3,6%	3,6%	3,4%	2,1%	3,4%	3,6%	3,6%	3,9%	4,1%	3,6%
PT 11 - BOUÇAS-RUIVAES	4,5%	3,0%	4,0%	4,1%	4,6%	4,5%	4,7%	4,6%	4,6%	4,4%	4,7%	3,6%	4,3%
PT 12 -MANOBRA-RUIVAES	4,1%	4,0%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	4,1%	3,7%	3,9%	3,6%	4,0%	3,8%	3,8%
PT 13 - C.NOVAS-BENTE	3,7%	3,4%	3,2%	3,2%	3,3%	3,1%	3,8%	3,1%	3,5%	3,1%	3,5%	3,1%	3,3%
PT 14 - CARDAL-BENTE	2,7%	2,5%	-0,2%	2,4%	2,3%	2,3%	2,4%	2,5%	2,4%	2,3%	-0,5%	5,1%	2,2%
PT 15 - CEGADE 2-CARREIRA	3,1%	4,1%	2,5%	3,4%	3,6%	3,7%	3,8%	3,6%	3,7%	3,3%	2,7%	3,1%	3,4%
PT 16 - TAPADA-SEIDE	4,2%	4,1%	4,0%	3,8%	4,2%	4,1%	4,5%	4,0%	4,5%	4,1%	3,7%	4,0%	4,1%
PT 17 - S.MARINHA-LANDIM	4,2%	3,9%	4,0%	4,0%	4,1%	4,0%	4,6%	4,1%	4,1%	3,9%	4,3%	4,6%	4,1%
PT 18 - REAL-NOVAIS	4,5%	4,2%	4,4%	4,5%	5,0%	5,1%	5,5%	5,3%	5,0%	5,0%	5,1%	4,8%	4,9%
PT 19 - CALVARIO-RUIVAES	3,7%	3,8%	3,9%	3,9%	5,1%	3,7%	4,4%	4,4%	4,3%	4,0%	4,0%	3,5%	4,1%
PT 20 - AGRA-BENTE	3,4%	0,5%	2,0%	2,0%	2,5%	2,2%	-1,3%	2,7%	2,5%	2,3%	2,8%	2,0%	2,0%
PT 21 - CERCA-NOVAIS	1,2%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,4%	1,6%	1,7%	1,8%	1,7%	1,7%
PT 22 - ALMAS-NOVAIS	4,0%	2,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	1,7%	1,9%	2,0%	1,9%	3,4%	1,2%	2,2%
PT 23 - SEARA-SEIDE	3,4%	3,3%	-0,4%	5,1%	3,5%	3,4%	4,2%	2,8%	3,5%	3,1%	3,3%	3,0%	3,2%
PT 24 - TROVISCAIS - NOVAIS	3,4%	3,1%	2,8%	3,0%	3,0%	2,8%	3,1%	2,9%	3,4%	3,0%	4,6%	6,4%	3,5%
PT 25 - VINHA-RUIVAES	2,6%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	3,0%	1,8%	2,4%	4,7%	0,1%	2,2%	2,8%	2,4%
PT 26 - IGREJA-SEIDE	1,3%	1,2%	1,5%	1,5%	1,9%	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%	1,6%	1,8%	1,1%	1,7%
PT 27 - TAPADA-NOVAIS	3,5%	2,7%	2,6%	2,6%	3,6%	1,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	3,9%	3,4%	2,9%
PT 28 - MONTE-RUIVAES	2,7%	2,3%	2,0%	1,9%	2,2%	2,2%	-1,4%	1,1%	3,5%	2,3%	2,4%	2,4%	2,0%
PT 29 - MONTE-CARREIRA	3,9%	3,6%	4,9%	2,1%	3,7%	4,3%	3,6%	3,7%	3,8%	3,6%	3,2%	3,6%	3,7%
PT 30 - MORTORIOS-BENTE	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,5%	3,4%	3,6%	3,7%	3,6%	3,5%	3,9%	3,4%	3,6%
PT 31 - FONTINHA-RUIVAES	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,3%	1,2%	1,3%	1,3%	1,1%	1,0%	0,4%	1,7%	1,2%
TOTAIS	**3,2%**	**3,0%**	**2,8%**	**3,0%**	**3,3%**	**3,1%**	**3,1%**	**3,1%**	**3,3%**	**3,0%**	**3,0%**	**3,3%**	**3,1%**

E as consequências da sua análise são simples e imediatas:

- Sempre que, em determinado posto de transformação, as perdas mensais assumam um valor superior a 5,0% é desencadeada uma ação de fiscalização visando a deteção da apropriação indevida de energia elétrica. E com exceção de um caso (PT n.º 18 – Real-Novais em que se tratava de uma perda técnica que foi resolvida com a transferência de parte da carga para outro PT e reforço da secção de uma saída) em todos os restantes casos – e foram muitos – havia apropriação ilícita de energia.

O valor do ressarcimento (cerca de 90.000 euros) pagaria o custo total dos contadores inteligentes (cerca de 3.300) aos preços fixados pela ERSE no tarifário para 2020.

O mapa supra respeita à CESSN em que a área geográfica de concessão apresenta caraterísticas rurais.

No caso de A CELER e da LORD, onde também foi detetado um significativo número de fraudes, a perda na rede que serve zonas semiurbanas é menor, tomando, no ano de 2019, os valores que a tabela indica:

Operador de rede de BT	Caraterística da zona de concessão	Perda na rede em 2019
A CELER e LORD	Semiurbana	2,5%
CESSN	Rural	3,1%

Nota: Os valores da tabela supra não incluem a perda de transformação que, em média, assume o valor de 1,0%.

b) – Preocupação destes pequenos 3 ORDBT na redução das perdas:

É um facto de que quando comparamos os valores do ponto anterior com as perdas reguladas pela ERSE e que se reproduzem:

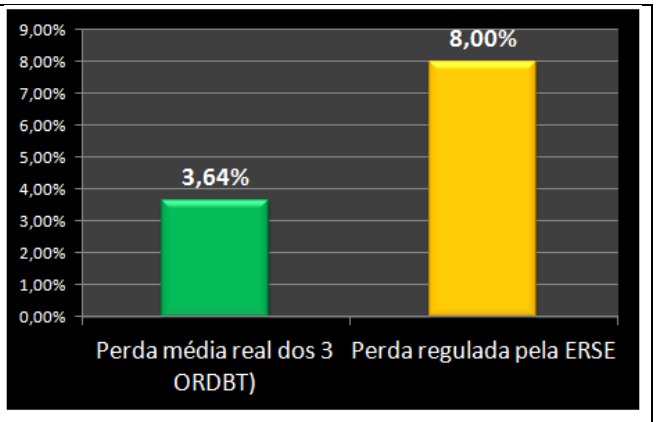
2020	Períodos horários (h)			
(%)	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ^h_{MAT}	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma^h_{AT/RNT}$	1,67	1,61	1,69	1,66
γ^h_{AT}	1,62	1,46	1,21	1,01
γ^h_{MT}	4,72	4,15	3,36	2,68
γ^h_{BT}	9,68	8,69	7,46	4,56

Considerando o nosso perfil de consumos temos uma perda média regulada da ordem dos 8,0%, portanto mais de duas vezes superior à nossa perda real.

O gráfico *infra* mostra a nossa situação real de perdas em 2019 quando comparada com a situação de perdas reguladas pela ERSE:

Perdas reais em 2019:

Distribuidor	Energia distribuída (GWh)	Perda de transformação (%)	Perda na rede (%)	Perda total (%)
A CELER	24	0,80%	2,50%	3,32%
LORD	23	1,00%	2,50%	3,53%
CESSN	13	1,30%	3,10%	4,44%
Perda média real dos 3 ORDBT)				3,64%
Perda regulada pela ERSE				8,00%



Interessa ainda analisar a situação de Portugal reportada no relatório do CEER hoje publicado e do qual destacamos:

- Portugal não está incluído no grupo dos 17 países que apresentam menor perda.
- Portugal ocupa uma má posição no grupo de maior perda com as agravantes:
  - Ocupa neste grupo uma má posição.
  - Pior ainda, apresenta uma tendência de manutenção do seu nível elevado de perdas.

Vejamos o gráfico do CEER:

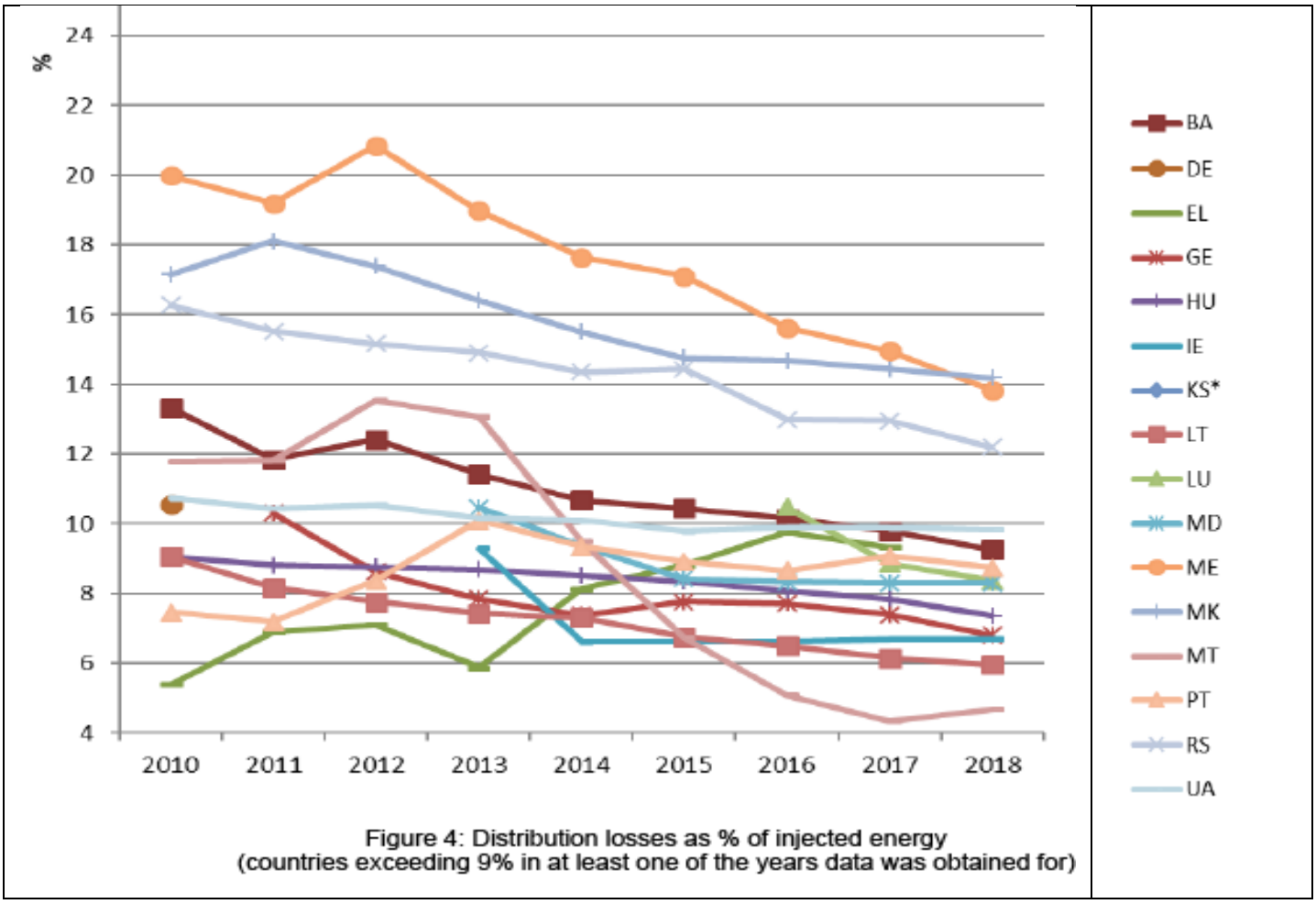
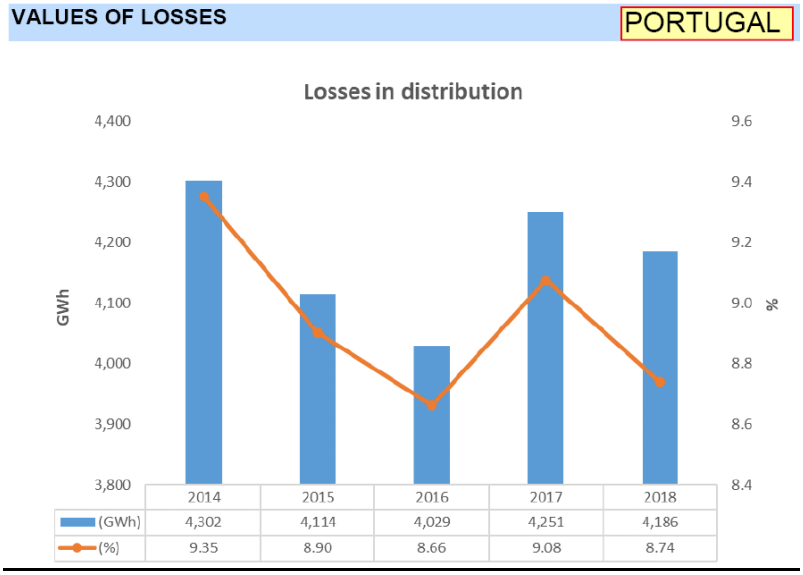


Figure 4: Distribution losses as % of injected energy
(countries exceeding 9% in at least one of the years data was obtained for)

A situação de Portugal ilustrada no gráfico infra, carece de estudo por parte da ERSE:



Fonte: **2nd CEER Report on Power Losses**

A situação que demonstra é duplamente má: no volume da energia de perdas (a aumentar em 2017 e 2018 face a 2016) e na percentagem de perdas que aumenta em 2018 face a 2016.

Porém, os Conselhos de Administração destes 3 operadores de rede exclusivamente em BT não se sentem tranquilos com a atual perda que já se limita apenas à perda por efeito de Joule dado que as perdas comerciais (apropriação ilícita de energia) ou já não existem ou, a existirem, assumem valor verdadeiramente residual.
De notar que o cálculo de perdas do mês m é feito atá ao dia 5 do mês m+1 e a verificar-se valor superior a 5% é imposição das administrações que as fraudes sejam detetadas até ao dia 20 do mês m+1.

c) – Perdas por efeito de Joule

O ficheiro excel que se anexa mostra o valor da tgφ de um conjunto de clientes alimentados pelo posto de transformação da LORD.

Mostra a leitura resultante do fecho dos parâmetros de faturação às 00:00:00 (hh:mm:ss) no dia de hoje (21 de fevereiro) e onde a leitura representa os consumos desde o instante da instalação dos contadores (cerca de dois anos e meio atrás) até ao dia de hoje. Trata-se de um posto de transformação integrado num prédio de habitação e comércio sendo a sua carga tipicamente doméstica.

A sua análise deixa-nos preocupado pelo elevado consumo de energia reativa de um vasto número de clientes.

Assinalam-se as situações em que a tgφ é superior a 0,3 que é o valor que dá origem à faturação de energia reativa para clientes BTE ou de nível de tensão superior.

É ainda de relevar que, no ficheiro anexo, a comparação é feita em termos gerais de consumo quando para os clientes BTE ou de nível de tensão a comparação é apenas feita nos períodos tarifários de ponta e cheias onde a relação energia reativa/energia ativa é maior.

Ora, não será necessário demonstrar que um cliente que esteja a explorar a sua instalação de utilização com tgφ=1 e, como podemos ver existem muitos com esse valor e ainda superior quando passa a compensar o seu fator de potência para tgφ=0 as perdas, por efeito de Joule se reduzem para metade (na verdade $\cos(45^{o})^{2}=0,5$).

Ora, para operadores de rede de baixa tensão que:

- Já eliminaram as suas perdas comerciais com a interdição da apropriação ilícita de energia;

- Já reduziram o comprimento das suas saídas de baixa tensão que, por regra, não ultrapassam os 500m;

- Já recorreram a cabos de elevada secção (nos circuitos subterrâneos com recurso a dois cabos LVAV de 3x185+95 em paralelo e cabo LXS 4x70 ou LXS 4x95 nas redes aéreas);

- Já substituíram os seus transformadores CEI 76 por transformadores CE 548;

- Mantêm ativos sistemas de compensação de energia reativa de modo que o trânsito da energia reativa não extravase para a rede média e alta tensão apesar de estarem dispensados do pagamento da energia reativa.

Resta-lhe lembrar à ERSE que já há cerca de 15 anos, numa revisão do RRC este regulador apresentou uma proposta de tarifação da energia reativa para potências contratadas superiores a 10,35kVA.

Em sede de consulta pública a EDPD comentou as dificuldades de implementação dessa medida pela necessidade de montar um segundo contador (à data os contadores utilizados eram do tipo eletromecânico) e, como tal, não mediam, simultaneamente, a energia ativa e a energia reativa. Por esse, ou outro motivo, a ERSE não verteu no regulamento esta proposta.

Quinze anos depois tudo é diferente e como diz a ERSE no documento justificativo "*A presente proposta de revisão regulamentar, concretizada por fusão do Regulamento de Relações Comerciais para os setores elétrico e do gás natural, tem por objetivos a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, face ao desenvolvimento tecnológico e do mercado, bem como ao contexto legal nacional e europeu*"**,** entendemos, enquadrado neste espírito da ERSE ser altura de:

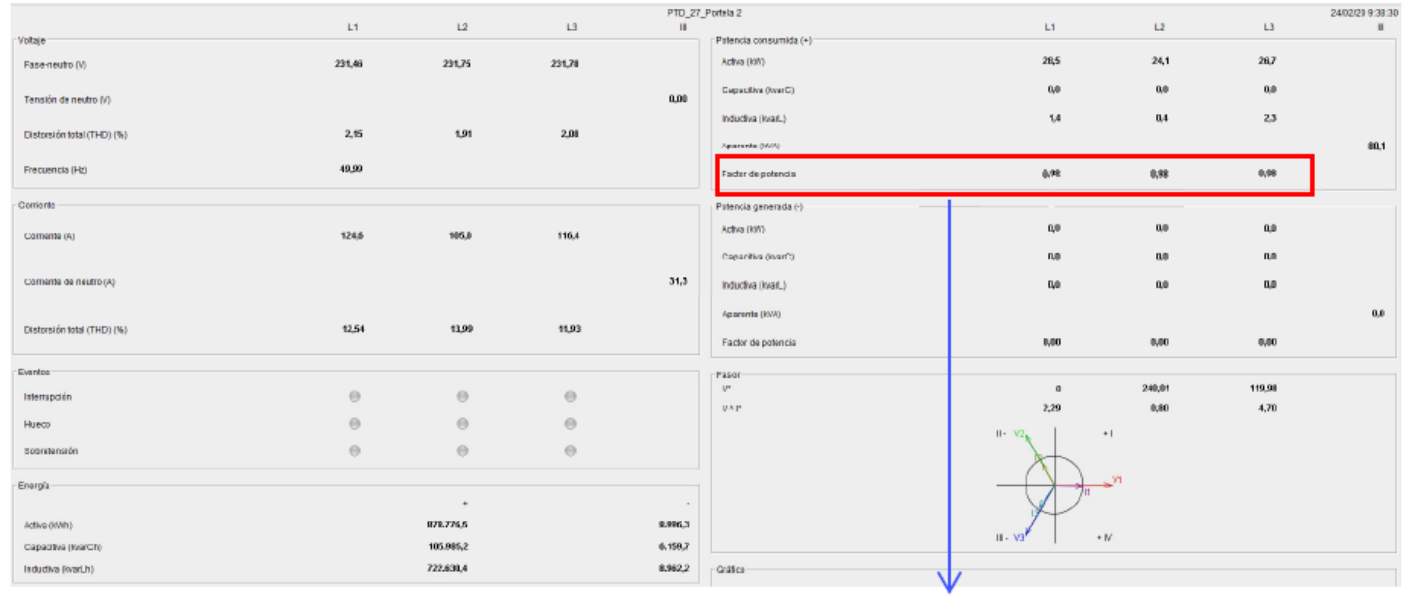
- Aproveitar o desenvolvimento tecnológico onde um único contador mede a energia ativa nos dois sentidos (importada da rede e exportada) e a energia reativa nos 4 quadrantes.

- Alinhar a regulamentação nacional com a regulamentação europeia conforme preocupação do CEER que se reproduz no documento que se reproduz, parcialmente, nestes comentários.

- Aproveitar as boas práticas europeias (como sabemos na vizinha Espanha a energia reativa é tarifada para potências contratadas superiores a 15kW há muito tempo).

- Deitar mão de equipamento muito simples, fiável e barato (é observável por quem visita feiras internacionais deste setor) no estrito dever da defesa do ambiente através da redução das perdas de energia.

De notar que apenas por obrigações de natureza ambiental a que nos obrigam os mais de 80 anos de existência estes 3 ORDBT, que não estão sujeitos à faturação de energia reativa, corrigem o fator de potência nos postos de transformação que exploram evitando que o trânsito de energia reativa ocorra na MT e AT como se pode ver pela análise do analisador de redes instalado num dos PT de A CELER:



Assim propõem estes 3 ORDBT:

- Que, nos períodos de ponta e cheias para clientes BTN com potências contratadas superiores a 20,7kVA (escalões de 27,6kVA, 34,5kVA e 41,4kVA) tal como nos clientes BTE ou para níveis de tensão superior haja tarifação da energia reativa sempre que a tgφ exceda 0,3 (mantendo a atual regra com a descriminação de preços por escalão de tgφ, conforme despachos da ERSE n.º 7253/2010 e n.º 12605/2010).

- Que este regime apenas tenha início a partir de 01 de janeiro de 2022.

- Que os comercializadores sejam obrigados a avisar os clientes abrangidos por esta medida pela forma e com o conteúdo fixado pela ERSE (uma vez no ano em curso e duas vezes no ano de 2021) de modo a alertar os clientes para as medidas a tomar no sentido de evitarem a faturação da energia reativa. O objetivo deve ser a eliminação do trânsito desta energia e não a obtenção de proveitos económicos.

Rebordosa, 21-02-2020

ANEXOS:

- Guia de relacionamento com ORDBT.

- Ficheiro excel das leituras no dia 21-02-2020 de contadores alimentados pelo posto de transformação n.º 1 da LORD.