

CONSULTA PÚBLICA 137

RELATÓRIO

Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS	2
3	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS.....	11
3.1	Metodologia de análise	11
3.1.1	Metodologia, pressupostos e limitações	11
3.1.2	Alinhamento entre o sinal de preço das redes e o sinal de preço do mercado	17
3.1.3	Regiões autónomas	19
3.2	Períodos horários	21
3.2.1	Simplificações e alterações ao ciclo diário e ao ciclo semanal.....	21
3.2.2	Alterações ao ciclo semanal por épocas.....	26
3.2.3	Adequação das horas de ponta nos mapas horários	28
3.2.4	Alterações no período de vazio	29
3.3	Análise de impacto dos períodos horários propostos.....	31
3.3.1	Análise de impactes em BTN	31
3.3.2	Análise de impactes em BTN com autoconsumo.....	34
3.3.3	Análise de impactes em BTE, MT, AT, MAT e Produtores.....	37
3.4	Procedimentos de implementação e entrada em vigor	39
3.4.1	Entrada em vigor e produção de efeitos	39
3.4.2	Impactos na contratação	50
3.4.3	Plano de implementação dos operadores das redes e planos de comunicação dos operadores das redes e dos comercializadores.....	53
3.4.4	Comunicação da ERSE.....	56
4	OUTROS TEMAS	59

1 INTRODUÇÃO

Em 14 de novembro de 2025, a ERSE lançou a consulta pública n.º 137 para a discussão da proposta de atualização dos períodos horários em Portugal continental ¹. O período de receção de comentários decorreu até 23 de janeiro de 2026, apresentando-se neste documento a síntese dos comentários recebidos, bem como das contribuições resultantes do ConVERSE, realizado em 16 de janeiro de 2026, ² e a sua ponderação para a decisão final da ERSE a respeito dos períodos horários.

As últimas alterações aos períodos horários vigentes em Portugal continental foram efetuadas em 2009 e em 2024. Em 2009 foi alterado o ciclo diário e em 2024 foi introduzida a opção tarifária por épocas nas tarifas de Acesso às Redes (TAR) e o respetivo ciclo semanal por épocas, para clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT). Esta opção tarifária tem períodos horários diferenciados por épocas mensais e diferenciados geograficamente por três áreas de rede.

No âmbito da consulta pública foram recebidos os pareceres do Conselho Consultivo (CC) e do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e 31 comentários das seguintes entidades:

- 11 particulares;
- quatro associações (ACEMEL - Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado, APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica, DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, ELECPOR - Associação Portuguesa das Empresas do Sector Eléctrico);
- 10 comercializadores (Acciona, Coopernico, EDP Comercial, Elergone, Endesa, Fortia, Greenvolt, Iberdrola, Usenergy, SU Eletricidade);
- dois grandes clientes (AdP – Águas de Portugal e Megasa); e
- quatro operadores das redes (EDA – Electricidade dos Açores, EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira, E-Redes, REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.).

Os comentários recebidos e não confidenciais são publicados na página de internet da ERSE. A ERSE agradece os contributos recebidos num tema com impacto na vida diária dos consumidores.

¹ Acessível na página <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-137>.

² Acessível na página <https://www.erse.pt/comunicacao/destaques/erse-debateu-proposta-de-atualizacao-dos-periodos-horarios-no-setor-eletrico-em-portugal-continental>.

2 NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

A análise dos contributos recebidos no âmbito da Consulta Pública n.º 137 evidenciou um consenso alargado quanto à necessidade de atualização dos períodos horários atualmente em vigor, de forma a refletir mais adequadamente a evolução dos padrões de consumo e de produção de eletricidade, bem como a crescente integração de recursos renováveis no Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Na decisão final, a ERSE ponderou os comentários recebidos dos diversos interessados, tendo procurado assegurar um equilíbrio entre a eficiência económica dos sinais tarifários, a simplicidade de aplicação das opções tarifárias e a previsibilidade necessária para consumidores, comercializadores e operadores das redes. Neste contexto, a ERSE decide aprovar os novos períodos horários para Portugal continental, que constam do Quadro 2-1, Quadro 2-2 e Quadro 2-3, na sua estrutura tetra-horária.

O ciclo semanal, aplicável a todos os fornecimentos em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 2-1, na estrutura tetra-horária.

Quadro 2-1 - Ciclo semanal na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

	Hora legal de inverno	Hora legal de verão
	Dias úteis	
Ponta:	17.00/22.00 h	19.30/22.30 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h	07.30/19.30 h
	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
	Sábados	
Cheias:	17.00/24.00 h	17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/17.00 h	06.30/17.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
	Domingos	
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/24.00 h	06.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Nota: Para todos os fornecimentos em Portugal continental.

O ciclo diário, aplicável a fornecimentos em baixa tensão especial (BTE) e baixa tensão normal (BTN) em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 2-2, na estrutura tetra-horária.

Quadro 2-2 - Ciclo diário na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

	Todos os dias
Ponta:	17.30/21.30 h
Cheias:	08.30/17.30 h 21.30/22.30 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h 06.30/08.30 h 22.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h

Nota: Para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal continental.

O ciclo semanal por épocas, aplicável a fornecimentos em MAT, AT e MT em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 2-3, na estrutura tetra-horária, definido para o conjunto das áreas de rede A e B e para a área de rede C ³.

³ As áreas de rede podem ser consultadas no anexo V do documento de “Estrutura Tarifária do setor elétrico em 2026”, disponível no site da ERSE neste [link](#).

Quadro 2-3 - Ciclo semanal por épocas na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

Áreas de Rede: A e B			
	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis			
Ponta:	17.00/22.00 h	17.30/22.30 h	19.00/22.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h	07.30/17.30 h	07.30/19.00 h
	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h	22.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
Sábados, Domingos e Feriados			
Cheias:	18.30/21.30 h	19.00/22.00 h	19.30/22.30 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/18.30 h	06.30/19.00 h	06.30/19.30 h
	21.30/24.00 h	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Área de Rede: C			
	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis			
Ponta:	18.30/23.30 h	17.00/22.00 h	18.00/21.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/18.30 h	07.30/17.00 h	07.30/18.00 h
	23.30/24.00 h	22.00/24.00 h	21.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
Sábados, Domingos e Feriados			
Cheias:	19.30/22.30 h	18.30/21.30 h	18.00/21.00 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/19.30 h	06.30/18.30 h	06.30/18.00 h
	22.30/24.00 h	21.30/24.00 h	21.00/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Nota: Para fornecimentos em MAT, AT e MT em Portugal continental.

O Quadro 2-4 sintetiza a aplicação dos ciclos de contagem, por nível de fornecimento. Para clientes em MAT, AT e MT aplicam-se o ciclo semanal e o ciclo semanal por épocas, sempre com uma estrutura tetra-horária. Para clientes em BTE aplicam-se os ciclos diário e semanal, igualmente em estrutura tetra-horária. Para os clientes em BTN, tal como para BTE, também se aplicam os ciclos diário e semanal,

mas com uma estrutura tri-horária, com a particularidade de também estar disponível a opção bi-horária no caso de potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ⁴.

Quadro 2-4 – Aplicação dos ciclos de contagem, por nível de fornecimento

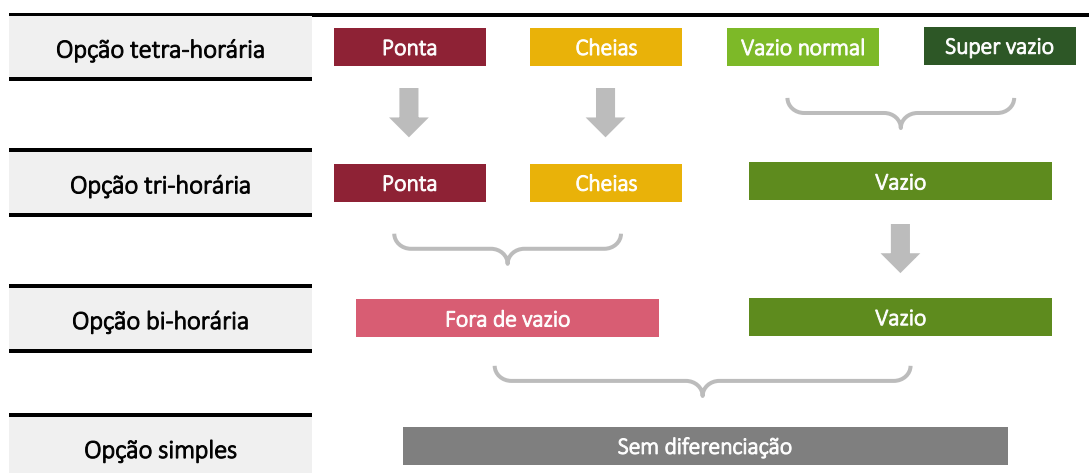
	Ciclo diário	Ciclo semanal	Ciclo semanal por épocas
Nível de fornecimento			
MAT, AT e MT	não aplicável	Tetra-horário 	
BTE	Tetra-horário 		não aplicável
BTN Potência contratada > 20,7 kVA	Tri-horário 		
BTN Potência contratada ≤ 20,7 kVA	Tri-horário  ou Bi-horário 		

Nota: Para fornecimentos em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, existe ainda a possibilidade de aderir à opção tarifária simples, em que não existe diferenciação por período horário, e, consequentemente, não se aplica um ciclo de contagem.

O período horário de vazio aplicável nas opções tarifárias com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável na opção tarifária com dois períodos horários engloba os períodos de horas de ponta e de horas cheias. Assim, as opções bi-horária e tri-horária correspondem a uma agregação parcial dos períodos horários da opção tetra-horária, conforme se apresenta no Quadro 2-5. No caso da opção simples, esta agrega todos os períodos, sem diferenciação temporal.

⁴ Para fornecimentos em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, existe ainda a possibilidade de aderir à opção tarifária simples, em que não existe diferenciação por período horário, e, consequentemente, não se aplica um ciclo de contagem.

Quadro 2-5 - Agregação dos períodos horários a partir da opção tetra-horária



Assim, tendo em conta a aplicação dos ciclos contagem por nível de fornecimento (Quadro 2-4), a agregação dos períodos horários a partir da opção tetra-horária (Quadro 2-5) e a localização dos novos períodos horários na estrutura tetra-horária (Quadro 2-1, Quadro 2-2 e Quadro 2-3), os quadros seguintes ilustram a localização dos períodos horários para os vários níveis de fornecimento.

O Quadro 2-6, relativo aos fornecimentos em BTN na opção bi-horária, ilustra os ciclos diário e semanal. A opção bi-horária está disponível para os escalões de potência contratada inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

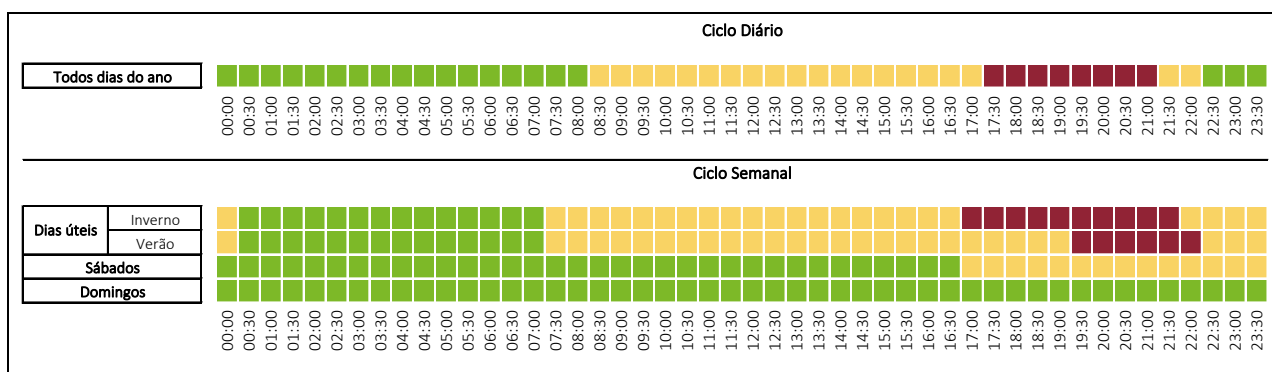
Quadro 2-6 - BTN na opção bi-horária (novos períodos horários)



Legenda: ■ Fora de vazio | ■ Vazio

O Quadro 2-7, para fornecimentos em BTN na opção tri-horária, mostra os ciclos diário e semanal. A opção tri-horária está disponível para todos os escalões de potência contratada em BTN, sendo de aplicação obrigatória no caso de potências contratadas acima de 20,7 kVA.

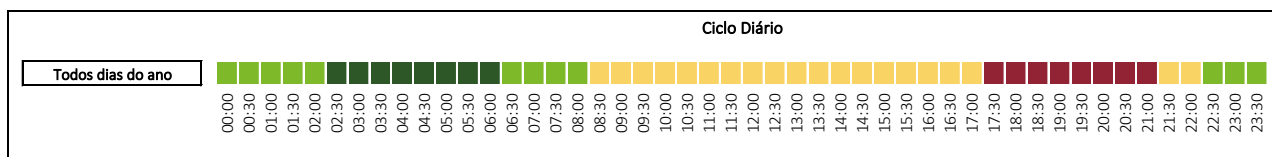
Quadro 2-7 - BTN na opção tri-horária (novos períodos horários)



Legenda: ■ Ponto | ■ Cheias | ■ Vazio

O Quadro 2-8 apresenta o ciclo diário para fornecimentos em BTE, que se aplica obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária.

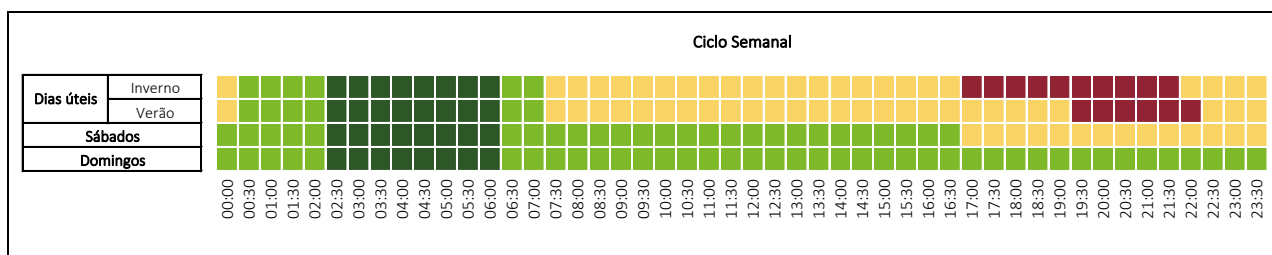
Quadro 2-8 - BTE com ciclo diário (novos períodos horários)



Legenda: ■ Ponto | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

O Quadro 2-9 indica o ciclo semanal para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, que se aplica obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária.

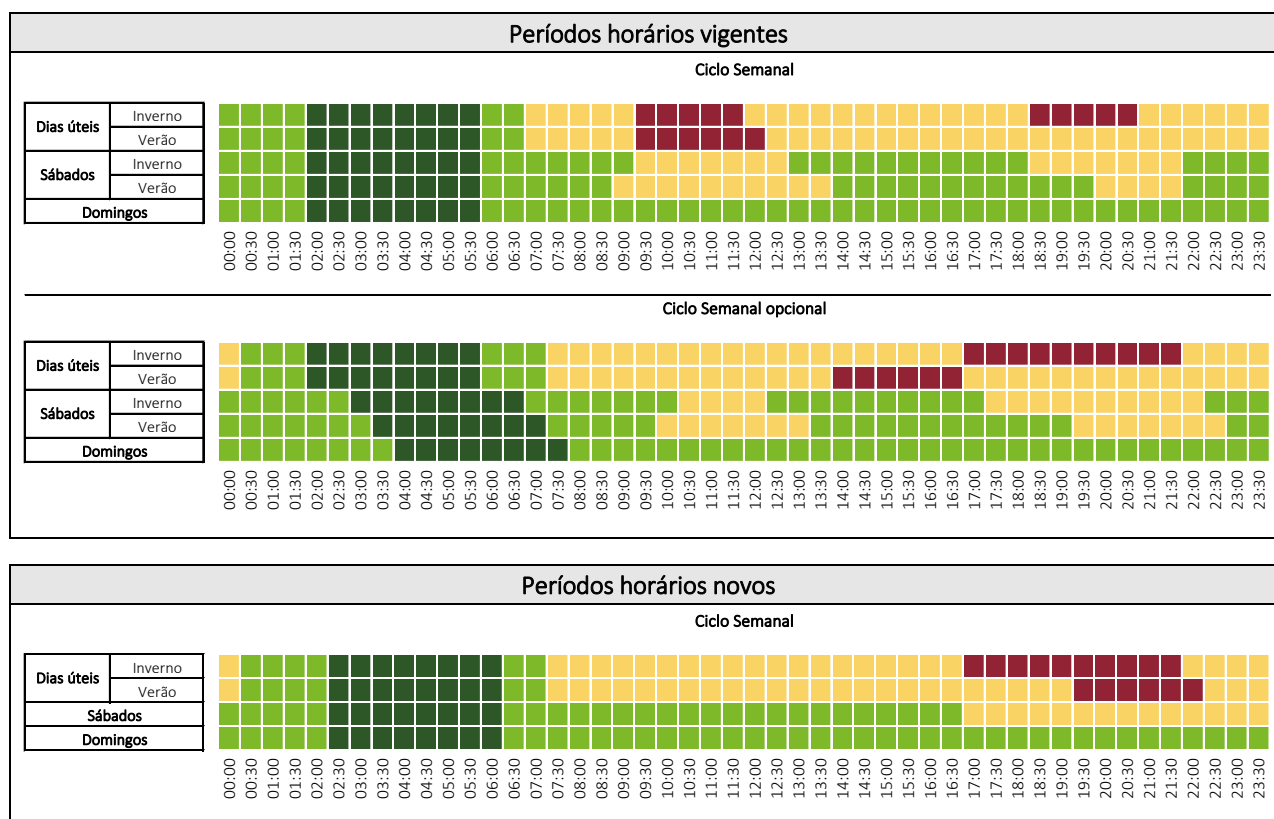
Quadro 2-9 - MAT, AT, MT e BTE com ciclo semanal (novos períodos horários)



Legenda: ■ Ponto | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Por fim, o Quadro 2-10 evidencia o ciclo semanal por épocas para fornecimentos em MAT, AT e MT, obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária. É de salientar que os períodos horários são idênticos entre as Áreas de Rede A e B. No caso da Área de Rede C, a sua localização é distinta.

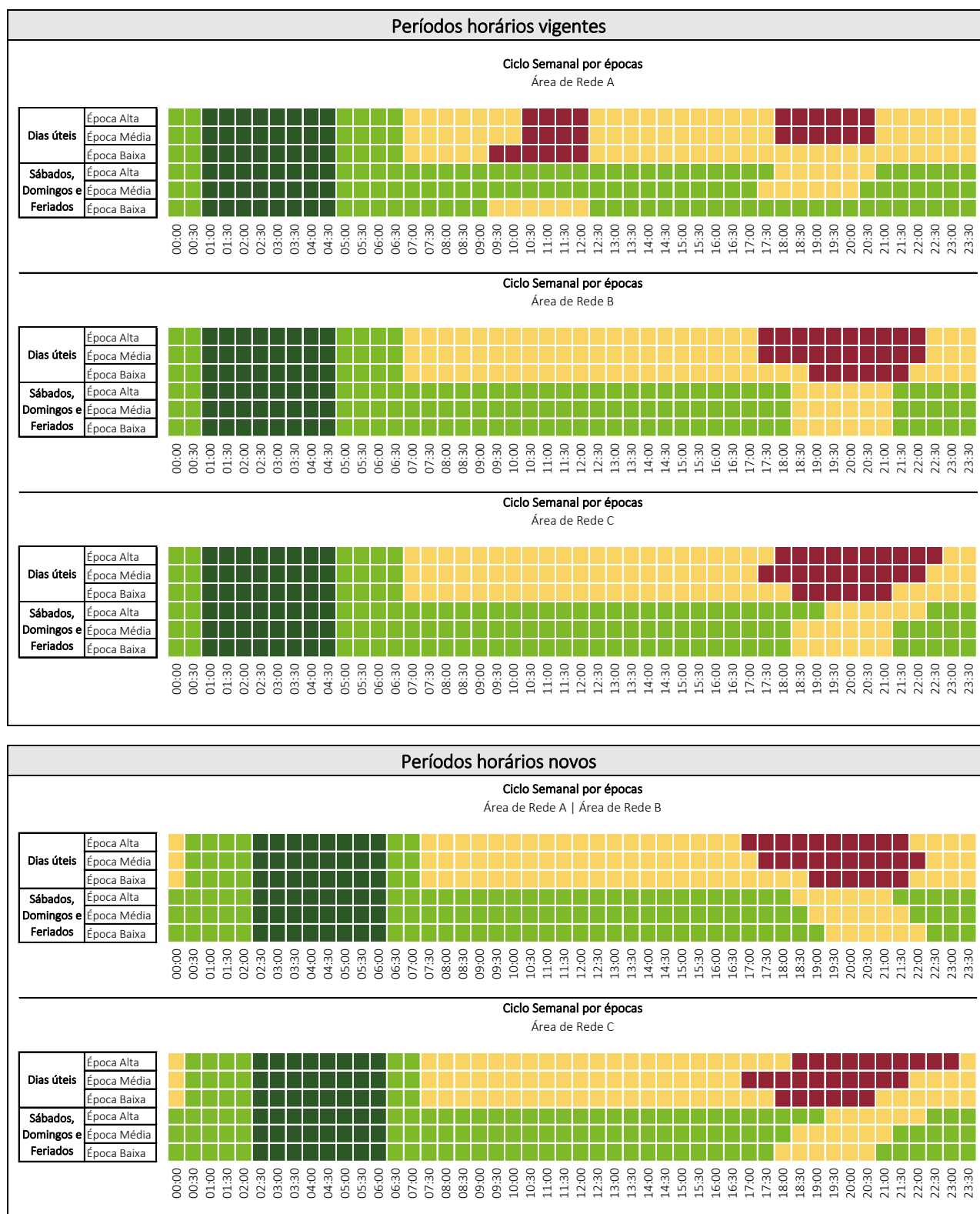
Quadro 2-12 - Ciclo semanal com estrutura tetra-horária (períodos horários vigentes e novos)



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Nota: No ciclo semanal vigente, o período de ponta da hora legal de verão, em dias úteis, ocorre no período 9:15 - 12:15. Para simplificar a visualização, e apresentar todos os casos com granularidade de 30 minutos, o quadro apresenta esse período de ponta, por aproximação, no intervalo 9:30 - 12:30.

Quadro 2-13 - Ciclo semanal por épocas com estrutura tetra-horária (períodos horários vigentes e novos)



3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em termos globais a proposta da ERSE foi bem recebida. A maioria das entidades que participaram na consulta pública consideram oportuna a revisão dos períodos horários, concordando com a proposta em consulta no que se refere à justificação, metodologia e pressupostos. Sem prejuízo do exposto, determinadas entidades apresentaram algumas preocupações sobre os impactos dos períodos horários, designadamente, sobre: (i) o impacto estrutural nos custos para os clientes industriais eletrointensivos (APIGCEE), (ii) o risco da simultaneidade de cargas no início dos períodos de vazio (CT e Greenvolt) e (iii) manter uma adequada aderência entre os custos das redes decorrentes dos períodos horários e os preços de energia no mercado grossista (CT, Megasa, APIGCEE, REN). A respeito das alterações propostas, também diversas pessoas **em nome individual** manifestaram discordância em adiar uma hora o início das horas de vazio normal, considerando ser uma decisão contraproducente que dificulta a adesão dos consumidores a períodos horários diferenciados. A entrada em vigor e a operacionalização das alterações nos contadores são outros dos temas que mereceram muitos comentários, com a apresentação de preocupações e alternativas à da proposta base.

Os pontos que se seguem apresentam o resumo dos comentários recebidos e a decisão da ERSE sobre cada um dos temas assinalados, identificando de forma concreta as alterações face à proposta.

3.1 METODOLOGIA DE ANÁLISE

3.1.1 METODOLOGIA, PRESSUPOSTOS E LIMITAÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

A metodologia adotada na proposta de atualização dos períodos horários coincide, em termos gerais, com a abordagem adotada para o ciclo de contagem por épocas, operacionalizado em 2024. Para determinar a localização dos períodos horários, é analisado, como métrica principal, o valor médio dos custos incrementais das redes, e a sua distribuição no tempo, que, em termos simplificados, avaliam a utilização da rede pelos trânsitos de energia nos vários níveis de tensão. Esta métrica permite ponderar o valor económico de cada nível de tensão, de forma a resultar num valor agregado para o território continental.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A maioria das entidades que participaram na consulta pública concorda com a metodologia baseada nos custos incrementais das redes, com os pressupostos e com as limitações descritas na proposta (neste sentido, **CT**, **CC**, **ACEMEL**, **APIGCEE**, **Coopérnico**, **EDPC**, **Elecpor**, **Elergone**, **E-Redes**, **Greenvolt**, **Iberdrola**, **REN**, **SU Eletricidade**, **Usenergy**).

A respeito da metodologia, o **CT** secunda o entendimento da ERSE que o perfil dos trânsitos de energia acompanha de forma muito próxima o perfil do consumo total, nomeadamente naquilo que é a localização dos períodos de maior e menor utilização, sinalizando que o trânsito em MAT apresenta a maior variabilidade, derivado de agregar as flutuações de toda a geração distribuída e de todo o consumo dos níveis a jusante, demonstrando flutuações significativas nos trânsitos.

No que respeita aos **custos incrementais das redes por área de rede**, o **CT** propõe que a versão final reflita um tratamento diferenciado dos custos incrementais: (1) para as redes MAT e AT, através da adoção de uma área única para todo o território de Portugal continental; (2) para as redes MT e BT, a manutenção das áreas apresentadas na proposta. Neste ponto, a **Bondalti** questiona a adequação da metodologia proposta quando aplicada a contextos em que existe elevada disponibilidade de energia renovável a preços competitivos, em particular à luz da proposta apresentada para a opção «Ciclo semanal por épocas – Área A (Norte)».

No que respeita à **granularidade geográfica dos dados**, o **CT** salienta que um eventual recurso a dados por tipo de ativo de rede e de utilização deve ser acompanhado por uma decomposição dos respetivos custos incrementais, de forma a manter a coerência da metodologia. Ainda que reconheça o potencial acréscimo de complexidade, o **CT** propõe, no entanto, que esta sugestão seja ponderada em futuras revisões dos períodos horários.

O **CC** concorda com a metodologia proposta, recomendando que para fomentar a adesão às opções bi e tri-horárias, se realize uma análise que compare a mudança entre opções tarifárias.

Apesar de favoráveis à proposta, **ACEMEL**, **Usenergy**, **Iberdrola**, e **Coopérnico** consideram que existe margem para uma abordagem mais ambiciosa. A **ACEMEL** e a **Usenergy** sugerem, na decisão dos mapas de horários concretos, o reforço dos períodos de vazio em alinhamento com a crescente produção solar. Essa opção deverá, contudo, ser acompanhada por mecanismos claros de monitorização e avaliação dos seus impactos. Por sua vez, a **Coopérnico** considera que a metodologia apresentada é uma metodologia reativa, carecendo de maior proatividade para que as alterações a efetuar sejam impulsionadoras de maior

eficiência na utilização das redes. Sugere que sejam definidos cenários tarifários em que o ajuste do consumo às tarifas através das ferramentas de automação não tenha um efeito de ressalto. Consideram, ainda, que assumir o impacto deste efeito como uma limitação da metodologia e definir tarifários sem o prever adequadamente é uma opção de pouca longevidade.

Uma pessoa em **nome individual** salienta que a segmentação dos períodos horários deve estar em linha com as horas predominantes das diferentes tecnologias de produção, dado que esta metodologia favorece a competitividade das ofertas e das tarifas de Acesso às Redes. Refere, ainda, que na avaliação do custo das redes, deve ser considerado o custo da distribuição horária do encargo de regulação imputado ao consumo, sugerindo que o mesmo deve ser considerado na definição dos períodos fora da ponta.

A **Coopérnico** considera ainda que a definição dos períodos horários deve ser multicritério: i) o custo incremental das redes como indicador da pressão exercida sobre as infraestruturas; ii) os perfis agregados de produção renovável, em particular a solar, de modo a assegurar que os períodos de vazio refletem de forma mais direta a disponibilidade de energia renovável e promovem a sua utilização eficiente; iii) os perfis reais dos consumos finais, incluindo o impacto da eletrificação associada à mobilidade elétrica (ME) e autoconsumo; iv) critérios de estabilidade, previsibilidade e simplicidade para correta compreensão dos sinais tarifários e promover a confiança dos consumidores.

A **Iberdrola** e **APIGCEE** referem, sobre **a definição dos períodos horários**, que a mesma deve ser feita com uma abordagem prospetiva, antecipando as mudanças que ocorrerão nos próximos anos, ao nível do consumo e da produção, devido à maior participação da energia fotovoltaica. A este respeito, o **CT** recomenda à ERSE que a metodologia detalhe o tratamento e considere a evolução da produção renovável, em particular fotovoltaica e eólica, dado o seu impacto nos trânsitos nas redes. A **Bondalti** considera essencial a monitorização e quantificação do efeito da elasticidade da procura para avaliar o impacto real das medidas após a sua implementação e incorporar estimativas mais robustas desse efeito em futuros processos de revisão de períodos tarifários.

Na consideração de feriados no ciclo semanal, o **CT** concorda com a simplificação na metodologia, nomeadamente ao assumir que na baixa tensão (BT) os feriados são domingos, tendo em conta o facto de o número de feriados nacionais ser reduzido e o facto de estes dias tenderem a apresentar uma utilização da rede menos pronunciada, o que torna o impacto deste pressuposto reduzido.

No que respeita ao **período da análise**, o **CT** recomenda que o estudo da ERSE seja completado com a média dos três anos (2022-2024) e com análises que permitam identificar fenómenos extremos e alterações

estruturais no sistema elétrico suscetíveis de impactar a interpretação dos dados e as conclusões. A este respeito, a **Iberdrola** considera que as conclusões e propostas de alteração devem focar-se nos últimos 4 anos (2021 a 2024), por serem aqueles que melhor representam o uso de redes, os padrões de consumo e os padrões de geração de energia atuais.

A respeito do **número de horas de ponta**, o CT recomenda que a ERSE assegure que o número de horas de ponta se baseie e se aproxime o mais possível dos períodos com maior trânsito na rede. Adicionalmente, o CT realça ainda que a proposta da ERSE de alteração dos períodos horários mantém o número de horas dos vários períodos estabelecidos no RT, nomeadamente a referência de aproximadamente 980 horas de ponta anuais. Face ao exposto, o CT entende que a ERSE deverá esclarecer a relação entre os pressupostos considerados de 100 horas de ponta anuais e a proposta apresentada que mantém o número de horas de ponta atual. Esta solicitação é acompanhada pela **ACEMEL** e **Usenergy** que consideram relevante que a decisão final clarifique a articulação entre os pressupostos metodológicos adotados, designadamente a identificação das 100 horas anuais de maior trânsito, e a sua tradução nos mapas horários finais, que mantêm um número significativamente superior de horas de ponta.

Ainda a respeito da **revisão dos períodos horários**, a **APIGCEE** entende como essencial que a decisão seja analisada numa perspetiva holística do custo total da energia, integrando custos de mercado, de redes, de restrições técnicas e de provisão de serviços de sistema e que não comprometa o princípio de tratamento do país como um sistema (e rede) elétrico único, com um preço de energia único (não só ao nível grossista, como também no retalho, para o qual é exemplificativa a diluição dos diferentes custos de provisão de serviço nas diferentes regiões continentais e insulares), devendo a resolução de constrangimentos locais ou regionais ser assegurada primordialmente através do investimento na rede.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE agradece os comentários recebidos no âmbito da presente consulta pública, os quais permitiram aprofundar a análise da adequação dos períodos horários face à evolução recente do SEN, em particular no contexto da crescente penetração da produção renovável descentralizada, da eletrificação dos consumos e da alteração dos perfis de utilização das redes.

No que respeita à metodologia adotada, a ERSE regista que a generalidade dos respondentes concorda com a utilização dos custos incrementais das redes enquanto principal métrica para a determinação da localização dos períodos horários, bem como com os pressupostos e limitações apresentados na proposta.

Relativamente ao comentário do CT sobre o tratamento diferenciado dos custos incrementais entre as redes de transporte e de distribuição, a ERSE analisou detalhadamente a recomendação apresentada, tendo acolhido a proposta de adoção de uma área única para a rede de transporte (MAT e AT_{RNT}), mantendo a desagregação inicialmente proposta para a rede de distribuição (AT_{RND}, MT e BT), por se considerar que esta solução permite refletir de forma mais adequada as especificidades dos trânsitos e da utilização das redes. De notar, todavia, que a alteração é pouco impactante ⁵.

No que respeita aos comentários de vários agentes relativos à necessidade de uma abordagem mais prospetiva e de uma monitorização e quantificação do efeito da elasticidade da procura, a ERSE reconhece a relevância dos aspetos identificados. Importa, contudo, salientar que a análise desenvolvida evidencia uma relativa estabilidade estrutural dos perfis nos últimos anos, acompanhada por uma tendência consistente de deslocamento dos períodos de maior utilização e de acentuação dos trânsitos de energia nessas horas, o que sustenta uma abordagem prudente baseada em evidência observada recente. Neste contexto, considera-se pertinente a monitorização contínua da evolução dos perfis de consumo e de produção, bem como a avaliação do impacto da presente alteração dos períodos horários nos comportamentos de consumo, permitindo recolher evidência adicional sobre a elasticidade da procura e os potenciais efeitos associados.

Quanto aos comentários do CT e da Iberdrola relativos ao horizonte temporal considerado na análise, a ERSE esclarece que, embora o estudo tenha analisado a evolução dos dados entre 2014 e 2024, a proposta de decisão teve em consideração a média dos três anos mais recentes disponíveis à data (2022-2024), por se entender que este período representa de forma mais adequada a realidade atual do sistema elétrico e os padrões recentes de consumo e produção. Esta abordagem encontra-se próxima das recomendações apresentadas pelos agentes. Adicionalmente, importa referir que, para o fecho da presente consulta, e em função da disponibilidade de informação mais recente, será considerada a média do período 2023-2025, permitindo incorporar os efeitos mais atuais da evolução do sistema elétrico.

Ainda em resposta às recomendações do CT, a ERSE procedeu igualmente à realização de análises adicionais destinadas a identificar fenómenos extremos e alterações estruturais suscetíveis de influenciar os resultados obtidos, nomeadamente associados à variabilidade da produção renovável, às condições

⁵ Ver a secção 3.4 do Estudo Técnico.

meteorológicas e à evolução recente dos perfis de consumo. Estas análises complementares permitiram validar a robustez das conclusões alcançadas e reforçar a adequação da decisão adotada ⁶.

No que respeita ao número de horas de ponta, a ERSE esclarece a articulação entre as cerca de 100 horas de maior trânsito na rede utilizadas na análise e o número aproximado de 980 horas de ponta anuais previsto no Regulamento Tarifário: as primeiras correspondem às horas de maior utilização efetiva das redes («horas de ponta reais»), e assim valorizadas em termos de custos incrementais no estudo, enquanto o segundo valor corresponde à janela horária mais alargada necessária para a adequada operacionalização tarifária, em linha com o previsto regulamentarmente, e para a correta captação desses períodos de maior utilização ao longo do ano.

Importa ainda clarificar que, no âmbito do estudo que deu origem à proposta, tanto os fatores de perdas como o custo incremental associado à potência em horas de ponta foram inicialmente aplicados exclusivamente às 100 horas de maior trânsito. No entanto, após análise dos comentários recebidos em sede de consulta pública, a metodologia foi ajustada, passando os fatores de perdas associados às horas de ponta a ser alocados às cerca de 980 horas de ponta, mantendo-se o custo incremental associado à potência em horas de ponta apenas no subconjunto das 100 horas de maior trânsito.

Relativamente às observações da APIGCEE sobre a necessidade de uma visão integrada do custo total da energia, a presente revisão incide exclusivamente sobre a atualização dos períodos horários das tarifas de Acesso às Redes, não alterando o modelo de formação de preços em mercado ou custos dos serviços de sistema. A preocupação da visão integrada é também uma preocupação da ERSE e, por isso, testou métricas alternativas que permitiram verificar o alinhamento da ponta das redes (dada pela métrica do custo incremental) com a ponta do mercado grossista (dada pela métrica do custo total de fornecimento, que incorpora também o preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL). No que se refere à necessidade de preservação do princípio de um sistema elétrico único, as alterações visam apenas assegurar uma maior aderência dos sinais tarifários aos atuais padrões de utilização das infraestruturas elétricas, mantendo-se o princípio de uniformidade tarifária no território continental. A diferenciação regional de períodos horários, no âmbito do ciclo semanal por épocas, enquanto opção tarifária de adesão voluntária, não implica preços diferentes entre regiões, observando todas as regiões os mesmos preços em cada um dos períodos horários.

⁶ Ver a secção 6.4 do Estudo Técnico.

3.1.2 ALINHAMENTO ENTRE O SINAL DE PREÇO DAS REDES E O SINAL DE PREÇO DO MERCADO

RESUMO DA PROPOSTA

Na metodologia aplicada, os períodos horários são definidos para sinalizar os sinais de preço para uma utilização eficiente das redes. Isto implica que poderá não haver uma sincronização entre as horas de maiores custos incrementais nas redes e as horas de maiores preços nos preços grossistas do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL). Todavia, conforme referido na secção 6.2 (do documento justificativo do lançamento desta consulta pública), a análise revela que as horas de ponta avaliadas pelos custos incrementais das redes, como pelos preços em mercado grossista, revelam, em geral, um alinhamento.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT reafirma que tem vindo a verificar um desalinhamento crescente entre o sinal de preço decorrente do mercado, cujas horas de maior preço se situam no final do dia, e o decorrente das tarifas, nomeadamente a imputação dos períodos de ponta em dias uteis no ciclo semanal (no verão das 9h15 às 12h15 e no inverno das 09h30 às 12h00 e 18h30 às 21h00) e semanal opcional (no verão das 14h00 às 17h00 e no inverno das 17h00 às 22h00). Todavia, verifica que no âmbito desta proposta resulta um maior alinhamento dos sinais de preço de mercado e os decorrentes das TAR durante todo o ano para o conjunto dos clientes em Portugal continental, situação que atualmente não ocorre para clientes localizados na Área A em nenhuma das opções.

Sobre este ponto, a **MEGASA** refere que na situação atual já se verifica a falta de alinhamento entre o sinal de preços das redes e do mercado, e que isso foi inclusivamente o fator determinante para optar pelo ciclo por épocas na Área B, o qual já aloca as horas de ponta no final do dia durante todo o ano. Entendem que a atualização dos períodos horários das TAR, decorrente da alteração verificada na utilização das redes, eliminará sinais contrários nestas duas componentes. No mesmo sentido, a **Greenvolt** considera que com esta alteração serão corrigidos sinais de preço contraditórios. Referem que, atualmente, algumas horas de ponta coincidem com períodos de energia barata no mercado, devido à elevada produção solar durante essas horas, concordando assim com a eliminação das «pontas matinais», o que permite o aproveitamento dos preços baixos do mercado sem serem penalizados por tarifas de rede elevadas nesse horário.

Também a **APIGCEE** dá nota da importância, para os clientes MAT/AT, que os períodos horários mantenham uma coerência razoável com os preços de energia no mercado grossista, evitando-se sinais contraditórios que possam comprometer decisões operacionais e de investimento.

Os **operadores das redes de transporte e de distribuição em AT e MT** também se mostram favoráveis à proposta de atualização dos períodos horários em Portugal continental, dado que promove um maior alinhamento dos períodos horários com as condições típicas de funcionamento da rede, que têm evoluído marcadamente em resultado da transição energética em curso (produção renovável descentralizada, mobilidade elétrica, eletrificação e descarbonização em geral). Neste sentido, a **E-REDES** salienta que em termos médios, os sinais de preço fornecidos pelas tarifas de acesso passam a estar mais alinhados com os custos de utilização da rede no contexto atual. A **REN** refere que a disseminação de ofertas de venda no mercado livre indexadas ao mercado grossista já conduziu a alterações dos perfis de consumo dos clientes industriais, com resultados positivos apesar do aumento dos trânsitos totais, através da melhor utilização da rede de transporte, com trânsitos mais distribuídos ao longo do dia e uma ponta que se mantém ou até reduz marginalmente.

A **Bondalti** salienta que num contexto de metas ambiciosas de descarbonização e de forte aumento da penetração de fontes renováveis no *mix* energético, entende que o conceito de eficiência da rede não deve assentar na penalização do acesso à energia renovável em períodos de abundância e preços de mercado competitivos. Neste sentido, considera que os constrangimentos associados ao que o excesso de geração provoca nos trânsitos da rede não deveriam conduzir à necessidade de redução de consumo, em especial quando esta é renovável e competitiva.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A generalidade dos agentes manifesta concordância com a proposta de atualização dos períodos horários, considerando que esta promove um maior alinhamento entre os sinais de preço das tarifas de Acesso às Redes e os sinais de preço do mercado grossista de eletricidade. Os comentários recebidos evidenciam a evolução observada nos últimos anos, marcada pelo deslocamento dos períodos de maior preço no mercado grossista para o final do dia, associado ao aumento da produção renovável, em particular no período de produção solar fotovoltaica.

A ERSE considera que as alterações adotadas, eliminar a ponta da manhã (do ciclo diário, do ciclo semanal e do ciclo semanal por épocas na área de rede A – Norte) e a ponta do início da tarde (do ciclo semanal

opcional), contribuem para reduzir sinais tarifários contraditórios, aproximando os períodos horários dos atuais padrões de utilização das redes e das condições de funcionamento do sistema elétrico.

3.1.3 REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

A proposta da ERSE é aplicável unicamente a Portugal continental. Todavia, no documento de enquadramento, a ERSE formulou questões particulares sobre a revisão dos períodos horários nas Regiões Autónomas (RA) dos Açores e da Madeira, tendo sido recebidos os comentários identificados infra.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em resposta às questões formuladas pronunciaram-se as concessionárias de distribuição de energia elétrica das referidas regiões. Assim, a **EDA** concorda que haja uma diferença metodológica face ao paradigma previsto para Portugal continental. Entende que, no contexto das RA, a especificidade dos sistemas elétricos isolados exige uma abordagem *ex ante* de elevada complexidade, para o qual sugere que seja promovido o envolvimento da academia para a realização do estudo. A **EEM** manifesta interesse e a disponibilidade em contribuir para a realização de um estudo a desenvolver pela ERSE sobre os sistemas elétricos regionais e sobre as implicações de uma eventual alteração dos períodos horários, bem como em acompanhar todo o processo que venha a decorrer posteriormente.

No que respeita aos vetores de custos relevantes para a determinação dos períodos horários, a **EDA** refere que concorda, por princípio, que os períodos horários possam ser preferencialmente determinados pelo custo total de fornecimento na Região Autónoma dos Açores. A métrica para o custo total de fornecimento, além do custo das redes, deverá incorporar o custo de produção/aquisição da energia. No caso do custo da energia, poderá ser calculado pela soma dos custos variáveis de produção térmica mais significativos (combustíveis e CO₂) com o custo de aquisição de energia por tecnologia. Segundo a empresa, apesar de não existir diferenciação horária direta, a ponderação pelo *mix* de produção horária permitiria estimar os custos horários. À semelhança do efetuado para o continente português, deverão ser ensaiadas as três metodologias (custos incrementais de redes; consumo e custo total de fornecimento), por forma a verificar o seu nível de alinhamento e analisar diferenças.

No que respeita à metodologia, a **EDA** salienta que uma uniformização tarifária, ou seja, baseada numa ilha (ou com preponderância de uma ilha) com um *mix* de produção muito diferente das restantes, potencialmente impedirá que cada sistema optimize o uso dos seus recursos endógenos. Em última análise, a generalização da aplicação de sinais de preço, com base numa única realidade específica, poderá resultar numa maior ineficiência, podendo não representar apenas custos acrescidos para o sistema, mas, no limite, constituir um risco operacional, colocando em causa a estabilidade e a segurança do abastecimento público de eletricidade. Desta forma, a empresa reitera a necessidade de efetuar previamente estudos aprofundados com o envolvimento da academia. Numa região arquipelágica, importa, no entanto, ter também em atenção que um processo de diferenciação entre ilhas poderá revelar-se de alguma complexidade, de natureza operacional, mas também por motivos de ordem política e social que historicamente reivindicam uma igualdade de tratamento entre todas as ilhas (coesão social). Para superar essa perceção, é fundamental garantir transparência na informação técnica detalhada por ilha, como diagramas de carga, mostrando que os horários são baseados em dados físicos e não em decisões arbitrárias.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Os comentários recebidos das concessionárias das RA evidenciam a especificidade dos sistemas elétricos insulares e a necessidade de uma abordagem metodológica distinta da adotada para Portugal continental. A ERSE regista a concordância quanto à realização de análises específicas para os sistemas elétricos regionais, bem como a disponibilidade manifestada pelas entidades para colaborar no desenvolvimento de estudos futuros.

A ERSE reconhece igualmente a relevância dos contributos relativos à consideração do custo total de fornecimento, incluindo os custos de produção/aquisição de energia, bem como a necessidade de avaliar diferentes metodologias e os respetivos impactos nos sistemas elétricos insulares. Atendendo à complexidade técnica, operacional e às especificidades económicas e sociais das RA, a ERSE considera adequado que uma futura revisão dos períodos horários nestes sistemas seja precedida de análises adicionais e estudos aprofundados, envolvendo os operadores e demais entidades relevantes.

3.2 PERÍODOS HORÁRIOS

3.2.1 SIMPLIFICAÇÕES E ALTERAÇÕES AO CICLO DIÁRIO E AO CICLO SEMANAL

RESUMO DA PROPOSTA

A proposta apresentada inclui um conjunto de simplificações. No **ciclo diário**, a proposta de atualização traduz-se, em termos gerais, (1) na eliminação da diferenciação entre a hora legal de verão e a hora legal de inverno, (2) na colocação da totalidade das horas de ponta ao final do dia, (3) no adiamento em uma hora do início das horas de vazio normal e (4) no adiamento em meia hora do início das horas de super vazio.

No que respeita ao **ciclo semanal**, a proposta de atualização traduz-se, em termos gerais, (1) na consolidação dos dois ciclos de contagem semanal em um único, (2) na colocação da totalidade das horas de ponta ao final do dia, o que não se verifica nos atuais ciclos semanais, (3) na definição de um período de horas cheias contínuo nos sábados e (4) na colocação uniforme das horas de super vazio nos vários tipos de dia, o que não se verifica presentemente no ciclo semanal opcional, (5) a adoção de uma granularidade máxima de 30 minutos, eliminando a única ocorrência de mudança de período horário num período de 15 minutos, no período de verão.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT regista positivamente as melhorias introduzidas pela ERSE na sua proposta, salientando o contributo dos comentários deste Conselho, durante o período regulatório que findou em dezembro de 2025.

O CT, o CC, a APIGCEE, a Elergone, a E-REDES, a Fortia, a Greenvolt, a Iberdrola, a Megasa e a REN referem que concordam genericamente com as simplificações propostas. Por seu lado, a Coopérnico considera que pode haver maior simplificação dos horários para aumentar a adesão das pessoas.

Relativamente à implementação de um ciclo diário sem diferenças sazonais, a Iberdrola considera que esta abordagem é mais simples de comunicar sob o ponto de vista comercial e garante uma eficácia na captação das 100 horas de ponta real, para a métrica do custo incremental das redes. Por outro lado, a REN considera que, das simplificações propostas, a eliminação da diferenciação sazonal no ciclo diário poderá ter pouco impacto. Sendo este ciclo tarifário exclusivo do segmento BT, o operador da rede de transporte defende que se irá verificar algum desfasamento entre os hábitos e o ajuste proporcionado pela alteração do ciclo

sazonal, na medida em que se trata de um segmento com menor elasticidade, conforme comprova a sua baixa adesão a ciclos tarifários.

A respeito da alteração proposta pela ERSE de adiamento em uma hora do início das horas de vazio normal no que respeita ao ciclo diário, **diversas pessoas em nome individual** defendem que tal iria desincentivar a deslocação de consumos, nomeadamente a associada à opção bi-horária. Na sua perspetiva, a proposta em causa levaria a que os agregados familiares tivessem de atrasar os seus consumos para uma hora muito tardia no período noturno, acrescentando que a extensão das horas de vazio durante o período da manhã seria ineficaz, uma vez que os consumos matinais tendem a concentrar-se numa fase mais precoce do dia. É igualmente sugerida a inversão dos conceitos dos períodos horários de «fora de vazio» e de «vazio» para «ponta» e «fora de ponta», de modo a reforçar os sinais tarifários e incentivar a deslocação de consumos.

No que se refere ao ciclo semanal, o **CT**, a **APIGCEE**, a **Iberdrola**, a **Fortia**, a **Megasa** e a **Greenvolt** pronunciam-se favoravelmente à integração dos anteriores ciclos semanal e semanal opcional num ciclo semanal único.

A **Iberdrola** realça que, dada a existência de uma alternativa, que corresponde ao ciclo semanal por épocas para MAT/AT/MT, a unificação parece ter impacto mitigado por esta via. Contudo, considera essencial que os clientes que atualmente usufruem do ciclo semanal opcional reavaliem a melhor distribuição do seu perfil de consumo, em função da sua localização geográfica. Refere, ainda, que um dos argumentos apresentados para a adoção de um ciclo semanal uniforme se deve à similitude entre os mapas do ciclo semanal opcional vigente e do ciclo semanal proposto, denotando, no entanto, que tal não se verifica, uma vez que não apresentam disposições horárias similares.

O **CT** refere que a proposta de atualização do ciclo semanal garante que os períodos de ponta ocorram em períodos consecutivos durante todo o ano (três horas no verão e cinco horas no inverno em dias úteis), salvaguardando a continuidade dos períodos de ponta em cada dia útil, requisito que considera fundamental tendo em vista uma melhor planificação dos consumos por parte dos clientes abrangidos. Adicionalmente, indica considerar a proposta como uma evolução positiva, face à coexistência de horas de ponta nos períodos horários com horas em que se registam os menores preços grossistas. A **APIGCEE** refere, em particular, que a concentração das horas de ponta nos dias úteis, e das horas cheias ao sábado, introduz uma simplificação positiva para a organização das atividades industriais, reduzindo a necessidade de múltiplas modulações de carga ao longo do dia. Também a **Megasa** se mostra favorável ao deslocamento das horas de ponta para o final da tarde dos dias úteis, no ciclo semanal, destacando que a continuidade das horas de ponta facilita a planificação nas fábricas.

A **AdP** considera que a concentração do período de ponta num intervalo prolongado no final da tarde, excede, na maioria dos sistemas de água, a capacidade de redução de consumos proporcionada pela armazenagem em reservatórios, particularmente na hora legal de inverno, no ciclo semanal. Igualmente, este período poderá coincidir com necessidades operacionais inevitáveis. Conclui referindo que a proposta da ERSE poderá implicar ajustamentos significativos na organização do trabalho, incluindo eventual recurso a trabalho suplementar, com impactos operacionais e económicos adicionais, que quantifica, em termos de aumento da fatura, em cerca de 400 mil euros, decorrente do novo período de ponta em regime de inverno. Refere, ainda, que a mitigação dos impactos através do armazenamento implicaria investimentos avultados.

Sobre o período de agregação para aplicação dos períodos horários, a **ACEMEL** e a **Usenergy** consideram que a opção por períodos horários agregados em blocos de 30 minutos deve ser claramente justificada face ao atual funcionamento do mercado elétrico, que opera com granularidade de 15 minutos. Neste contexto, a **ACEMEL** entende que a decisão final deverá: i) assegurar um alinhamento progressivo da estrutura tarifária com a granularidade de 15 minutos; ou ii) explicitar de forma inequívoca as razões técnicas e regulatórias que justificam a manutenção dos blocos de 30 minutos, evitando desalinhamentos entre sinais tarifários e sinais económicos de mercado. Em sentido oposto, a **Megasa**, a **Iberdrola**, a **APIGCEE** e a **Bondalti** manifestam-se favoráveis à eliminação da granularidade de 15 minutos, passando para 30 minutos, considerando que, do ponto de vista do negócio, não tem impacto operacional. A **Coopérnico** considera que a granularidade para a BTN dever ser o período de uma hora. A **Greenvolt** compreende as simplificações, mas alerta que as consequências de simplificação quanto à granularidade deverão ser avaliadas tendo em conta que esta difere da granularidade em vigor em todo o mercado (mercado ibérico diário e encargos de Gestão Global do Sistema).

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista que a maioria dos respondentes concorda genericamente com as simplificações propostas para ambos os ciclos de contagem.

No que se refere à adoção de um ciclo diário uniforme ao longo do ano, sem diferenças entre as horas legais de inverno e de verão, a ERSE salienta que a abordagem proposta – alinhada com a localização ideal da hora legal de inverno, período com maior solicitação à rede elétrica a nível nacional – procura facilitar a compreensão e interiorização dos períodos horários e respetivo planeamento por parte dos consumidores. Realce-se, ainda, que, no ciclo diário vigente, esta simplificação já ocorre na opção bi-horária, pelo que a

colocação das horas de ponta marcadamente ao final do dia durante todo o ano favorece a implementação de um ciclo diário sem sazonalidade igualmente para a opção tri-horária.

Relativamente à preocupação transmitida por diversos respondentes em nome individual acerca do adiamento do início das horas de vazio normal no ciclo diário, a ERSE salienta que tomou em consideração os argumentos apresentados na análise dos resultados atualizados (tanto os resultantes das alterações metodológicas, como da atualização dos dados de entrada). Tal como referido anteriormente no âmbito da discussão acerca dos pressupostos metodológicos, considera-se, para o fecho da presente consulta pública, a métrica do custo incremental aplicada à média dos três anos com informação mais recente, o que corresponde ao período 2023-2025 (em vez do período 2022-2024 da proposta submetida a consulta). Em resultado da atualização da análise, no ciclo diário, o início das horas de ponta retrocede 30 minutos, o que, assegurando a duração mínima de uma hora de transição entre horas de ponta e horas de vazio, possibilita que o começo das horas de vazio normal seja igualmente antecipado em 30 minutos. Desta forma, o período de vazio passará a iniciar-se às 22h30 e prolonga-se até às 8h30, o que acomoda melhor as necessidades de consumo das famílias, sem colocar em causa a sinalização tarifária dos períodos de maior utilização das redes.

No que se refere, por outro lado, à sugestão de substituição dos conceitos de «fora de vazio» e «vazio» por «ponta» e «fora de ponta», a ERSE gostaria de esclarecer que a presente proposta assenta na manutenção dos períodos horários, quanto à sua duração e aos conceitos que lhes são atribuídos, conforme estabelecido no Regulamento Tarifário. Por esse motivo, a referida sugestão não foi considerada no âmbito desta Consulta. Todavia, a ERSE considera a sugestão relevante, pois as horas de ponta são um sinal determinante quanto às necessidades de investimento nas redes, pelo que concorda que há uma distinção significativa a ser feita entre as horas de ponta e as restantes, nomeadamente pelo sinal do preço.

Quanto à adoção de um ciclo semanal único, a ERSE acompanha a posição da Iberdrola, segundo a qual os clientes que se encontram no ciclo semanal opcional devem reavaliar a distribuição do seu perfil de consumo, acrescentando que o poderão fazer em função do próprio ciclo semanal único ou, em alternativa, do ciclo semanal por épocas. Adicionalmente, importa clarificar que a opção de passagem para um único ciclo semanal resulta, não só da existência de uma alternativa - o ciclo semanal por épocas -, como também da elevada similitude entre o novo mapa do ciclo semanal e um eventual novo mapa do ciclo semanal opcional. Em linha com o anterior, também os clientes cujas instalações estão atualmente no ciclo semanal, poderão beneficiar de uma análise à adequação dos perfis de consumo ao novo ciclo semanal único e ao ciclo semanal por épocas.

No que respeita à concentração, no ciclo semanal, das horas de ponta ao final da tarde dos dias úteis e das horas cheias ao sábado, a ERSE regista a concordância por parte do CT, da APIGCEE e da Megasa, considerando que tal facilitará a planificação das atividades industriais.

Ainda no que se refere à concentração do período de ponta, que ocorre de forma contínua no final do dia, a ERSE compreende a preocupação da AdP, de acordo com a qual a continuidade das horas de ponta, sobretudo na hora legal de inverno, no ciclo semanal, excede a capacidade de redução de consumos proporcionada pelos sistemas de armazenamento nos seus reservatórios, levando a aumentos na fatura e/ou a investimentos significativos em capacidade de armazenamento adicional. No entanto, importa realçar, em primeiro lugar, que a nova localização dos períodos horários visa refletir as condições reais de utilização da rede e os custos subjacentes à realidade técnica do sistema elétrico como um todo. Esta configuração de cinco horas consecutivas de ponta na hora legal de inverno do novo ciclo semanal já estava sinalizada nos mapas vigentes do ciclo semanal opcional e do ciclo semanal por épocas, nas Áreas B (Centro) e C (Sul). Encontra, também, paralelismo em Espanha, onde o mapa horário, em vigor desde 2021, para consumidores em AT, MT e BT com potência contratada superior a 15 kW, inclui um período anual contínuo de cinco horas de ponta durante o dia e um período adicional de quatro horas consecutivas de ponta no final do dia.

Relativamente aos comentários dos agentes que manifestam reservas quanto à adoção de períodos horários em blocos de 30 minutos e que defendem a harmonização dos sinais tarifários com a granularidade de 15 minutos do mercado elétrico, a ERSE relembra que os ciclos de contagem vigentes já têm quase todos uma granularidade de 30 minutos, com exceção do ciclo de contagem semanal na hora legal de verão, com uma única ocorrência de mudança ao quarto de hora. Esta estrutura horária em períodos de 30 minutos oferece uma maior simplicidade aos utilizadores da rede, sobretudo no segmento residencial. Não obstante a capacidade dos contadores inteligentes em registar consumos quarto-horários, em linha com a granularidade atual do mercado ibérico diário, a alteração proposta simplifica o processo de faturação e, de acordo com respondentes a esta Consulta, não produz impacto operacional relevante. Adicionalmente, importa ainda mencionar que a ERSE colocou também a discussão na consulta pública, a alternativa de adoção de uma estrutura horária com a granularidade de 60 minutos, tal como acontece nos períodos horários em Espanha. Contudo, a maioria das entidades manifestou a sua preferência pela granularidade de 30 minutos.

3.2.2 ALTERAÇÕES AO CICLO SEMANAL POR ÉPOCAS

RESUMO DA PROPOSTA

No caso do **ciclo semanal por épocas**, aplicável aos fornecimentos em MAT, AT e MT, a atualização, na área de rede A, traduz-se, para as horas de ponta, (1) na colocação marcadamente ao final do dia na época Alta, (2) na colocação de dois intervalos separados no caso da época Média e (3) na colocação ao início da tarde para a época Baixa. Nas áreas de rede B e C, a atualização traduz-se, para as horas de ponta, na colocação marcadamente ao final do dia nas três épocas mensais. No que respeita aos **períodos de vazio**, verifica-se, nas três áreas de rede, (1) o adiamento em meia hora do início das horas de vazio normal nos dias úteis e (2) o adiamento em uma hora e meia do início das horas de super vazio.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT, considerou que a criação, em 2024, do ciclo semanal por épocas constituiu um passo positivo para os clientes sujeitos ao impacto de ambos os sinais de preço, redes e mercado grossista de energia, nomeadamente para os localizados nas áreas de rede B e C. Contudo, assinala que, no caso da área A, as horas de ponta permaneceram nas manhãs dos dias úteis para os meses da época baixa, e permaneceram repartidas entre manhãs e final de dia nas épocas alta e média, não existindo um alinhamento dos períodos de ponta com os períodos mais caros do mercado ibérico. Concretamente, na época baixa as pontas são colocadas em períodos que tendencialmente apresentam preços de mercado mais baixos (das 14h00 às 17h00). Por outro lado, na época média a descontinuidade de períodos de ponta dificulta a planificação dos consumos por parte dos clientes abrangidos. Neste contexto, o CT constata que, para a área de rede A na época baixa, se verifica uma evolução na localização dos períodos de ponta para o final do dia, particularmente no ano estudado mais recente (2024), no qual a ponta seria das 19h00 às 22h00. Neste sentido, tendo em conta os dados do ano 2025, o CT, a **Bondalti**, a **Fortia** e a **Megasa**, consideram oportuna uma reavaliação da adequação dos mapas para a opção de ciclo por épocas, nomeadamente para a zona A.

No que respeita à concentração das horas de ponta, em particular no ciclo semanal por épocas, a **APIGCEE** assinala que esta convergência da ponta para o final do dia não é ainda plenamente conseguida na Área A (Norte), apesar de na perspetiva de evolução a médio/longo prazo (10 anos), já ser observável uma tendência de convergência semelhante à verificada nas restantes áreas.

As empresas **Bondalti**, **Fortia** e **Megasa**, relativamente ao ciclo semanal por épocas, consideram que a divisão do país em três zonas deveria ser revista, uma vez que a situação atual gera distorções competitivas entre as fábricas da zona A e as do restante território, penalizando essa área geográfica ao acesso a uma das fontes de energia mais competitiva (solar). O ciclo semanal por épocas representa uma opção interessante quando se pretenda responder a variações de produção relevantes ao longo do ano, que deve ser mantida. No entanto, entendem que a distribuição horária deveria ser homogénea para todo o território continental.

A **Bondalti** refere ainda que eventuais constrangimentos de rede deverão ser tratados pelos respetivos operadores de redes, e não através do desincentivo ao consumo em períodos de elevada disponibilidade de energia renovável, o qual contraria as orientações europeias de promoção da competitividade industrial e de incentivo a contratos de fornecimento de energia renovável (PPA, *power purchase agreements*). Indicam, ainda, que discordam do aumento da complexidade associado à época Média, ao introduzir, apenas nos meses de março e novembro, dois períodos de ponta distintos.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece a pertinência dos comentários recebidos relativamente à adequação dos mapas horários do ciclo semanal por épocas, em particular para a área de rede A. Neste contexto, importa salientar que a atualização metodológica, em particular a consideração do ano de 2025 na análise (ver secção 3.1.1) permitiu corrigir a situação anteriormente identificada para a área A (norte), passando a ponta a ser localizada num único período ao final da tarde.

Relativamente aos comentários sobre a divisão geográfica aplicável aos clientes no ciclo semanal por épocas (apenas disponível para clientes MT, AT e MAT), a ERSE relembra que esta constitui uma opção tarifária de adesão voluntária, destinada a consumidores com maior capacidade de resposta aos sinais de preço, caso lhes seja mais favorável. Os consumidores podem manter o ciclo semanal, caso o considerem mais adequado ao respetivo perfil de consumo.

A diferenciação de períodos horários por área de rede, não implica preços diferentes entre regiões, observando todas as regiões os mesmos preços em cada um dos períodos horários. Refira-se, ainda, que a duração dos períodos horários é igual em todas as áreas de rede, apenas a hora em que ocorrem pode ser distinta.

3.2.3 ADEQUAÇÃO DAS HORAS DE PONTA NOS MAPAS HORÁRIOS

RESUMO DA PROPOSTA

A adequação das horas de ponta dos mapas horários foi avaliada no ponto 6 do documento justificativo, comparando a proposta para os novos períodos com os vigentes. Em particular, foram avaliadas duas dimensões: primeiro, a capacidade de identificar, nos dados históricos, para a métrica dos custos incrementais, as 100 horas de ponta real em cada ano da análise (secção 6.1); segundo, se as horas de ponta apresentam sobreposição com as cinco horas diárias de menor preço no mercado diário do MIBEL (secção 6.2). Em complemento, foi ainda apresentada a localização das horas de ponta, na proposta de novos períodos, em comparação com os dias de maior consumo do sistema elétrico nacional dos anos da análise.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Genericamente, os comentários recebidos especificamente sobre a adequação das horas de ponta foram positivos e concordantes com a proposta. Neste sentido, manifestaram-se o **CT**, o **CC**, a **APIGCEE** e a **Fortia**.

No que respeita à identificação das 100 horas de ponta real das redes, o **CC** realça as melhorias que se observam na nova localização das horas de ponta no ciclo semanal, mas que considera não ser tão boa como no ciclo diário. Todavia, considera positivo que a nova localização dos períodos horários também resulte numa menor sobreposição dos períodos de ponta com as horas de menor preço em mercado. Esta alteração é considerada um incentivo adicional para transferir cargas das horas de ponta para horas em que há menor utilização das redes. Na análise dos dias de maior pico de consumo, o **CC** também concorda com a análise efetuada.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE agradece os comentários recebidos e regista a concordância manifestada relativamente à adequação da proposta. Na sequência da consulta, a análise foi atualizada para os mapas horários finais ⁷. Os resultados obtidos confirmam, de forma geral, as conclusões anteriormente apresentadas.

⁷ Ver o capítulo 6 do Estudo Técnico.

3.2.4 ALTERAÇÕES NO PERÍODO DE VAZIO

RESUMO DA PROPOSTA

No que respeita às alterações ao **período de vazio**, a proposta da ERSE prevê, para o ciclo diário, o adiamento em uma hora do início das horas de vazio normal e o adiamento em meia hora do início das horas de super vazio. No que respeita aos períodos de vazio, no ciclo semanal por épocas, propõe-se nas três áreas de rede: (1) o adiamento em meia hora do início das horas de vazio normal nos dias úteis e (2) o adiamento em uma hora e meia do início das horas de super vazio. Adicionalmente, foi proposto o alinhamento do horário de super vazio em todos os ciclos.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A respeito das alterações aos períodos de vazio, foram recebidos diversos comentários de **pessoas em nome individual**. Sobre o tema, consideram que a alteração proposta é motivada por objetivos de eficiência da rede, mas ignora as desigualdades sociais no país, obrigando muitos agregados a aguardarem mais uma hora pelo início do vazio, salientando que a extensão do período de vazio no período da manhã será ineficaz para a maioria dos lares, uma vez que os consumos matinais se concentram antes das oito horas da manhã.

A **DECO** acompanha as críticas apresentadas pelos respondentes em nome individual. Esta associação refere que o maior impacto junto dos consumidores domésticos, e que dará origem a dificuldades na implementação dos novos períodos horários, consiste: i) na opção tri-horária, na concentração das horas de ponta ao final da tarde (eliminando-se as horas de ponta no período da manhã) e, ii) na opção bi-horária, no atrasar do início do vazio em uma hora no ciclo diário (das 22h para as 23h) e em meia hora nos dias úteis do ciclo semanal (das 00h00 para as 00h30). Esta associação refere ainda que o final da tarde é um período «crítico» para a maioria dos consumidores residenciais, pois, a maioria das famílias regressa a casa ao final da tarde, sendo esse o período em que há maiores necessidades de consumo. Nesta medida, salienta que a generalidade dos consumidores terá dificuldades em adaptar os seus consumos e deslocá-los deste período ao final do dia. Ademais, no caso de consumidores com autoconsumo que não tenham possibilidade de armazenar a energia que produzem para utilizá-la numa outra hora, o facto de se concentrarem as horas de ponta ao final da tarde, período com menos produção solar, ao contrário do que acontece com os períodos horários vigentes, poderá ter um impacto negativo, caso não ajustem os seus consumos aos novos períodos horários.

A **Megasa** e a **REN** pronunciaram-se favoravelmente às alterações dos períodos de vazio, considerando positiva a uniformização da localização das horas de super vazio para o mesmo período da noite em todos os ciclos e da localização das horas de ponta para o início da noite, tornando os períodos horários mais previsíveis e fáceis de assimilar por todo o tipo de consumidores.

O **CT**, a **Bondalti** e a **Greenvolt** salientaram a possibilidade da existência de um risco associado à sincronização de cargas, devido à ativação simultânea de muitos equipamentos (como carregamento de veículos elétricos) no exato momento em que o período mais barato começa, o que pode perturbar a estabilidade da rede. A **Bondalti** refere ainda que relativamente à simultaneidade de cargas, caso se venha a verificar que os períodos horários induzem alterações simultâneas relevantes nos perfis de consumo que originem constrangimentos, entendem que deverá primeiramente ser abordada a definição de condições tarifárias específicas para o armazenamento com ligação direta à rede elétrica de serviço público (RESP).

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

No geral, as alterações ao nível dos períodos de vazio tiveram um bom acolhimento por parte dos respondentes. A atualização da análise, incluindo o recurso a dados do ano 2025, resultaram em alterações que vão ao encontro dos comentários desfavoráveis à proposta inicial, que representava um atraso em 60 minutos do início do vazio no ciclo diário, face à situação vigente, passando agora a resultar um atraso inferior, de 30 minutos.

No tema do risco associado à sincronização de cargas, o mesmo exige estudos complementares no futuro, o que não invalida a atualização dos períodos horários nos termos propostos, tendo presente os vários benefícios destacados pelos agentes.

Neste documento, os novos períodos horários são apresentados no capítulo 2. A decisão da ERSE sobre os novos períodos horários para Portugal continental é também apresentada na secção 5.1 do Estudo Técnico que acompanha os documentos do encerramento da consulta. Na secção 5.2 do referido estudo comparam-se os períodos horários vigentes e novos, discutindo as alterações mais relevantes, sobretudo em termos das simplificações adotadas.

3.3 ANÁLISE DE IMPACTE DOS PERÍODOS HORÁRIOS PROPOSTOS

3.3.1 ANÁLISE DE IMPACTES EM BTN

RESUMO DA PROPOSTA

A grande maioria dos consumidores residenciais encontra-se na opção tarifária simples (onde estão 92% dos clientes de BTN), pelo que a alteração dos períodos horários apenas afetará diretamente os restantes clientes (6% na opção bi-horária e 2% na opção tri-horária).

A análise considera a seguinte tipologia de clientes residenciais, que está alinhada com a utilizada no [simulador de preços de energia da ERSE](#): i) Consumidor tipo 1, associado a um agregado familiar composto por um casal sem filhos; e ii) Consumidor tipo 2, associado a um agregado familiar constituído por um casal com dois filhos.

Consideram-se dois tipos de comportamentos em resposta aos novos períodos horários. No caso particular dos cenários de “Cliente Passivo”, não há alteração do seu perfil de consumo aos novos períodos horários, pelo que não há qualquer elasticidade da procura (ou seja, não há resposta do cliente em termos de consumo para responder aos novos períodos de maior preço). Precisamente por a existência de períodos horários ter como objetivo incentivar os clientes a fazer uma gestão do seu perfil de consumo, assumem-se cenários de “Cliente Ativo”⁸, resultando num deslocamento da procura (termo inglês *load-shifting*) em resposta à alteração da localização dos períodos horários.

Nos resultados da simulação, considerando ambos os ciclos de contagem diário e semanal, o “Cliente Passivo” com perfil da opção bi-horária verifica um ligeiro acréscimo da sua fatura anual (+0,4% no ciclo diário e no ciclo semanal), estimada através da tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF)⁹, devido à mudança dos períodos horários, enquanto a fatura do Cliente Passivo com perfil da opção tri-horária mantém-se praticamente inalterada, ou até diminui ligeiramente (- 0,1% no ciclo diário e - 0,2% no ciclo semanal). Por outro lado, no caso do “Cliente Ativo”, o benefício é evidente e aumenta com o grau de flexibilidade do

⁸ Cliente que adapta o seu perfil de consumo de modo a deslocar 3% ou 6% do consumo total anual, do período horário de maior preço (horas de ponta ou horas fora de vazio, respetivamente nas opções tri-horária e bi-horária) para os períodos adjacentes.

⁹ Preços do mercado regulado em vigor em 2026.

No mercado liberalizado, a parcela de energia e comercialização é acordada entre o cliente e o seu comercializador, pelo que o impacto na fatura corresponde à soma do impacto na tarifa de Acesso às Redes (TAR) e, para ofertas com diferenciação horária de preços na parcela de energia, o correspondente impacto nessa parcela.

consumo, traduzindo-se em poupanças entre 2,29% e 2,85% da fatura total, quando se considera um deslocamento de 6% do consumo total e os dois tipos de consumidor.

Estes resultados foram obtidos com o recurso a perfis médios nacionais, que não representam os perfis individuais de cada consumidor. Por esse motivo, os mesmos devem ser interpretados como resultados indicativos.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No que respeita à análise de impacte na fatura dos clientes residenciais, o **CT** considera que, embora positiva, a proposta terá, no atual contexto de baixa exposição destes consumidores a alterações, um efeito essencialmente concentrado numa minoria de consumidores. Tal circunstância reduz o seu potencial enquanto instrumento de sinalização económica e de gestão da procura. Todavia, considera que a mesma terá um **impacto não negligenciável nos fornecimentos de energia elétrica para a Iluminação Pública** (e outros serviços similares conceptualmente conexos, como é o caso, por exemplo, da iluminação semaforica), traduzindo-se num agravamento de encargos para as entidades que, sendo na sua esmagadora maioria públicas, são responsáveis pela prestação do serviço. O **CT** refere ainda que, embora os consumos de energia elétrica associados à iluminação pública se situem maioritariamente em períodos de vazio, a realidade é que, tanto nos mapas em vigor como nos agora propostos pela ERSE, a deslocação das horas de ponta para o final do dia vai reduzir a extensão de períodos de menor custo, aumentando por esta via os respetivos encargos. Face ao acima exposto, o **CT** recomenda à ERSE considerar, na versão final da proposta agora em apreço, a especificidade inerente, e acima explicada, à Iluminação Pública, no sentido de as entidades responsáveis pela prestação do serviço conhecerem as alterações com esta atualização dos períodos horários em Portugal continental.

O **CC** globalmente, considerou as alterações positivas, quer para os consumidores, quer para o SEN.

As empresas **Greenvolt** e **Elergone** salientam como aspeto menos favorável da proposta o potencial impacto negativo sobre os clientes designados como passivos. Neste contexto, a **Elergone** refere que deve ser efetuado um esforço de aplicação de medidas que impulsionem o universo de clientes passivos, e dos que não aderem à alteração de ciclos, a uma mudança e maior consciencialização de aproveitamento dos sinais de preço destes ciclos.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Relativamente à iluminação pública, e após ponderação do comentário do CT, a ERSE decidiu incorporar no Estudo Técnico que acompanha o encerramento da consulta uma análise de impacte para um perfil médio deste tipo de instalação (secção 7.2). Dessa análise resulta a verificação de um impacte negativo, o que se revela consistente com a alteração proposta, designadamente a deslocação das horas de ponta para o período do final da tarde, uma vez que esta alteração tende a coincidir com o período em que há a transição do período de consumo praticamente nulo para o período de maior consumo deste tipo de consumidor, explicando o efeito identificado.

Não obstante, a referida análise evidencia que uma parte significativa destes consumos se encontra atualmente enquadrada na opção tarifária tri-horária, verificando-se, contudo, que a opção bi-horária poderá, em diversos casos, revelar-se mais adequada ao perfil de consumo observado, particularmente no que se refere à componente de acesso às redes.

Neste contexto, fará sentido que as entidades responsáveis pela iluminação pública, com o apoio dos seus comercializadores, avaliem como otimizar tanto a opção tarifária do acesso às redes, como as condições contratuais da componente de energia.

No que se refere à análise de impactes apresentada pela ERSE para o segmento BTN (que não versou especificamente sobre o caso particular da iluminação pública referido anteriormente), a ERSE toma boa nota da sugestão de promoção de medidas que incentivem, por um lado, a deslocação de consumos como forma de reagir à nova localização dos períodos horários e, por outro lado, a consciencialização da importância de adesão a opções tarifárias com diferenciação horária. Estes elementos farão parte da informação de sensibilização que a ERSE procurará encetar junto das diversas tipologias de consumidores após o encerramento da consulta pública e no decurso do período de implementação (conforme detalhado na secção 3.4.4).

Nas secções 7.1.1 e 7.2 do Estudo Técnico que acompanha o encerramento da consulta pública são apresentados os impactes dos novos períodos horários em BTN.

3.3.2 ANÁLISE DE IMPACTES EM BTN COM AUTOCONSUMO

RESUMO DA PROPOSTA

A análise de impactes tarifários da atualização dos períodos horários, tendo por base as tipologias de cliente residencial referidas na secção anterior, considera adicionalmente a possibilidade de instalação domiciliária de painéis fotovoltaicos para autoconsumo. Para tal, é aplicado um perfil normalizado para a geração fotovoltaica, reduzindo assim o consumo de energia elétrica a partir da rede elétrica de serviço público.

Para além dos cenários de “Cliente Passivo” e “Cliente Ativo”, a análise considera o cenário de “Cliente Super Ativo”¹⁰, em que o deslocamento de consumo ocorre do período horário de maior preço para o período com excesso de produção solar. Este deslocamento de consumo reduz efetivamente o consumo a partir da rede pública (termo inglês *load-shedding*), ou, em alternativa, assume que o cliente recorre a estratégias de armazenamento para utilizar a eletricidade produzida noutra hora.

Da análise da ERSE, resulta em ambas as tipologias de cliente residencial, que o “Cliente Passivo” com perfil da opção bi-horária verifica um acréscimo da sua fatura anual (cerca de +1,3% a +1,4% no ciclo diário e +2,1% a +2,3% no ciclo semanal) estimada através da TVCF, decorrente da alteração proposta dos períodos horários. Por outro lado, a fatura do “Cliente Passivo” com perfil da opção tri-horária regista um acréscimo superior da fatura anual (cerca de +5,4% a +5,8% no ciclo diário e +6,9% a +7,4% no ciclo semanal). Tal deve-se à concentração dos períodos de horas de ponta (ou fora de vazio, no caso da opção bi-horária), no final da tarde, em oposição aos períodos horários vigentes, nos quais estas horas coincidem em maior grau com as horas solares. Por outro lado, verifica-se que um “Cliente Super Ativo” poderá alcançar poupanças na fatura total, entre 5,2% e 8,3%, se transferir 6% do seu consumo anual para as horas de excesso de produção solar, ou armazenando essa energia para utilização em períodos distintos.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT constata que, na situação de autoconsumo, os impactes negativos podem ser mais relevantes do que aqueles verificados para os clientes sem autoconsumo, e que, para os consumidores tipo com

¹⁰ Cliente que adapta o seu perfil de consumo de modo a deslocar 6% do consumo total anual, do período horário de maior preço para o período com excesso de produção solar, de forma a maximizar o seu autoconsumo.

autoconsumo, os impactes negativos são superiores na opção tri-horária em comparação com a opção bi-horária.

Uma pessoa em **nome individual** refere ainda aumentos que variam entre 4% e 26% no custo das TAR, para instalações não dotadas de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e dotadas de UPAC, respetivamente, e subidas contabilizadas pelo próprio entre 82% e 106%, nos custos da potência em horas de ponta. Por esta razão, considera que a proposta da ERSE é muito penalizadora para as empresas que já realizaram investimentos significativos em UPAC, concluindo que as alterações vão provocar aumentos dos custos da energia proveniente da RESP, com os quais discorda.

A **APIGCEE** e a **Greenvolt** criticam em termos gerais o efeito no autoconsumo, sinalizando o impacto potencial desta alteração no racional económico de investimentos em autoconsumo solar, cuja avaliação económica teve em consideração o impacto da energia autoconsumida sobre a potência consumida em horas de ponta no período solar. Assim, no autoconsumo, será cada vez mais evidente a necessidade de o acoplar a armazenamento, dado que as horas de ponta (mais caras) são deslocadas para o final do dia, quando já não há produção solar para abater o consumo, ainda que, considera a **Greenvolt**, o benefício do autoconsumo continue a ser muito superior a este impacto.

A **Coopérnico** refere que para tornar mais favorável o investimento em autoconsumo ou a partilha de energia local do excedente de uma UPAC, devem ser revistas em baixa as TAR, na componente de energia, em particular em BTN, e devem ser fixadas para períodos temporais mais alargados (ex. sete anos) para dar maior visibilidade às famílias de qual será poupança obtida por um investimento em autoconsumo.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Os comentários recebidos no âmbito da análise de impactes para o segmento residencial em que há produção para autoconsumo, evidenciam o potencial efeito penalizador da nova localização dos períodos horários por comparação com os mapas vigentes, o que se poderá aplicar, nomeadamente, aos consumidores que reagem com passividade, mantendo o seu perfil de consumos.

A ERSE salienta que um cliente com autoconsumo é tipicamente mais informado e capacitado para responder aos sinais de preços dos períodos horários, pelo que se espera uma maior facilidade na deslocação de consumos, de períodos de maior preço para períodos horários adjacentes (Cliente Ativo) e/ou para períodos de excesso de produção solar (Cliente Super Ativo). Em alternativa, podem ser

igualmente adotadas estratégias de armazenamento que permitam utilizar, em períodos sem exposição solar, a eletricidade produzida durante o dia.

Neste contexto, releva assinalar que o crescimento acelerado da produção a partir de fontes de energia renovável, particularmente através de sistemas fotovoltaicos, tem levado ao alívio do uso das redes elétricas em períodos de maior produção solar. Esta evolução contribui para a necessidade de alteração dos períodos horários por forma a sinalizar adequadamente o uso das redes em cada momento, refletindo assim as condições reais de utilização da rede elétrica e incentivando um consumo mais eficiente, em consonância com a realidade técnica do sistema. Os consumidores com autoconsumo não devem ser dispensados do pagamento das redes se contribuírem para a ponta da rede, uma vez que são os consumos no período de ponta que condicionam os investimentos nas redes. A desoneração destes consumidores implicaria a oneração dos restantes consumidores, designadamente daqueles onde se verificam as maiores barreiras à adesão ao autoconsumo (por exemplo, consumidores vulneráveis, sem capacidade financeira para se tornarem autoconsumidores, com falta de literacia energética). Esta é uma preocupação dos reguladores europeus, que se encontra plasmada no documento «*Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities*»¹¹ publicado pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER), em junho de 2019, e, mais recentemente, no documento «*Regulatory and Consumer Considerations for Decentralised Energy Opportunities*»¹², publicado pelo CEER em março de 2025.

Importa ainda realçar que, independentemente de eventuais impactes que se possam refletir na fatura de eletricidade, o autoconsumo continua a oferecer vantagens significativas para os consumidores aderentes, na medida em que se perspetiva que os efeitos decorrentes da atualização dos períodos horários sejam reduzidos, quando comparados com os benefícios resultantes da própria instalação de painéis para aproveitamento da energia solar em autoconsumo.

Na secção 7.1.2 do Estudo Técnico que acompanha o encerramento da consulta pública são apresentados os impactes dos novos períodos horários em BTN com autoconsumo.

¹¹ Disponível em https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/C18-CRM9_DS7-05-03_Report-on-Regulatory-Aspects-of-Self-Consumption-and-Energy-Communities_final.pdf

¹² Disponível em https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/03/DS_CRM-Final-1.pdf, pag. 49.

3.3.3 ANÁLISE DE IMPACTES EM BTE, MT, AT, MAT E PRODUTORES

RESUMO DA PROPOSTA

No que se refere à análise de impactes da proposta de períodos horários para o segmento não residencial, considerou-se o nível de tensão de MT, geralmente destinado aos clientes industriais. A análise é realizada unicamente na componente da tarifa de Acesso às Redes (TAR). Para o perfil médio analisado, os resultados apontam que os novos períodos horários introduzem um desagravamento da TAR, em ambos os ciclos de contagem, semanal e semanal opcional.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A respeito dos impactes nos restantes níveis de fornecimento, o **CT** sublinha que a BTE representa cerca de 14,5% dos consumidores em BT e 7,1% dos consumos totais nacionais previstos para 2026, e é inclusive superior ao grupo dos consumidores em MAT. Este segmento, composto essencialmente por micro e pequenas empresas, é sensível a variações tarifárias, justificando, por isso, uma análise por parte da ERSE que compreenda o perfil médio deste segmento de consumo e o impacto das alterações propostas. No mesmo sentido, o **CC** sugere que a análise de impactes deve igualmente ser realizada para os níveis de MAT e AT, tendo em conta que apresentam diagramas de consumo e valores de energia reativa muito distintos de MT.

Na simulação de impactes em MT, o **CT** regista os resultados alcançados, que revelam uma tendência positiva se aplicados ao perfil considerado. Em todo o caso, importa ter em conta que os resultados dependem do perfil de consumo específico de cada cliente. Ainda neste ponto, o **CT** remete para comentários anteriores, sobre o desalinhamento entre preços de mercado e os períodos horários, e constata que esse alinhamento melhora, com exceção na área A, no âmbito do ciclo semanal por épocas. Considera ainda positivo a disponibilização de uma calculadora para simular a faturação da energia elétrica.

Adicionalmente, a **SU Eletricidade** refere que a proposta apresenta cuidado na avaliação da alteração dos ciclos horários ao nível do comportamento da procura, contudo, não contempla a **perspetiva da oferta**, nomeadamente as implicações para a produção com remuneração garantida, em particular para a cogeração - a partir de fontes de energia renováveis (FER) e NFER (não FER) – uma vez que a sua valorização depende também dos períodos horários definidos no tarifário geral em ciclo semanal. Neste sentido, a empresa considera que a proposta beneficiaria de uma reflexão complementar sobre os efeitos na

remuneração destes produtores, que poderá ser majorada ou minorada em função do período de injeção de energia na rede, conforme previsto na Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, e na Portaria n.º 173/2016, de 21 de junho.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece a relevância dos comentários recebidos relativamente à análise de impactes das alterações propostas nos diferentes níveis de fornecimento, bem como a importância de considerar a heterogeneidade dos perfis de consumo dos diversos segmentos de clientes.

Face aos comentários recebidos no que respeita ao segmento não residencial, a ERSE alargou a análise de impactes, presente no estudo técnico que faz parte da documentação de encerramento desta consulta ¹³. Como tal, são analisados quer o impacte potencial para um cliente empresarial no segmento BTE (secção 7.3 do estudo técnico) quer o impacte potencial para um cliente empresarial, não só em MT, como também em AT e MAT (secção 7.4 do estudo técnico). Estas análises são realizadas com base em perfis médios de clientes dos respetivos níveis de tensão.

Da análise da ERSE para BTE resulta que os novos períodos horários introduzem um desagravamento da TAR, em ambos os ciclos de contagem diário e semanal.

No que se refere aos níveis de tensão superiores, observam-se desagravamentos da TAR em MT e em MAT, e um agravamento da TAR em AT, no ciclo de contagem semanal, em Portugal continental. Desagregando por áreas de rede A, B e C, verificam-se impactes na TAR de sinal distinto nos ciclos semanal e semanal por épocas, dependendo do nível de tensão e respetiva área geográfica.

Por último, e em resposta à recomendação da SU Eletricidade, a ERSE realizou uma análise complementar de impactes dos novos períodos horários para a produção com remuneração garantia, nomeadamente para as instalações de cogeração. Tendo por base os diagramas de carga dos cogeneradores, submetidos pela SU Eletricidade, por referência a 2025, verifica-se que a atualização dos períodos horários resulta em variações percentuais com magnitude residual, em ambos os regimes remuneratórios impactados ¹⁴.

¹³ Ver o capítulo 7 do Estudo Técnico.

¹⁴ Ver a secção 7.5 do Estudo Técnico.

3.4 PROCEDIMENTOS DE IMPLEMENTAÇÃO E ENTRADA EM VIGOR

3.4.1 ENTRADA EM VIGOR E PRODUÇÃO DE EFEITOS

RESUMO DA PROPOSTA

Como opção preferencial, a ERSE propôs um período aproximado de oito meses de antecedência entre a aprovação final dos períodos horários e a entrada em vigor dos mesmos, para todos os utilizadores das redes. Admitindo que a aprovação poderia acontecer até ao final de abril de 2026, a entrada em vigor seria no dia 1 de janeiro de 2027. Este prazo servirá tanto para assegurar a sua implementação eficaz pelos operadores de redes de distribuição em Portugal continental, como uma divulgação alargada junto dos clientes. Como opção alternativa, admitia-se um período superior a doze meses de antecedência, colocando a entrada em vigor, em princípio, em 1 de julho de 2027, de forma a coincidir com o início do segundo semestre de 2027.

Outra dimensão das opções de implementação apresentada pela ERSE, para além da data de entrada em vigor, refere-se a forma de atualização dos períodos horários, designadamente se a mesma deve ser uma mudança única ou gradual.

Na opção preferencial, a ERSE referiu que atualização dos períodos horários devia ocorrer com uma mudança única, ou seja, assumindo que a alteração, dos mapas horários vigentes para os novos, ocorre num único momento, na data de entrada em vigor. Na opção alternativa, ponderou a mudança gradual, que poderia acontecer em duas modalidades diferentes. Na primeira modalidade, seria implementada uma mudança gradual da localização das horas de ponta, face às alterações estruturais que existem na localização destes períodos horários, com efeitos mais relevantes para clientes nas opções tri-horária e tetra-horária. Na segunda modalidade, haveria uma mudança gradual dos clientes dos mapas vigentes para os novos, com um período inicial de mudança por opção do cliente e uma data limite para a mudança de todos os clientes. Ambas as modalidades serviriam o propósito de atenuar eventuais impactes tarifários.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CC e o CT e os respondentes **Acciona**, **APIGCEE**, **Coopérnico**, **DECO**, **EDPC**, **Endesa**, **Elecpor**, **Elergone** consideraram que a entrada em vigor em 1 de julho de 2027 é a mais adequada à realidade operacional do setor. Em particular, tal prazo mitiga riscos de implementação sequencial pelos diversos agentes a jusante

do operador de rede, entendendo que poderá contribuir para atenuar impactes e facilitar a comunicação e adaptação dos agentes, nomeadamente comercializadores, operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) e clientes. É também referido o argumento, que nesta data, além de mitigar riscos significativos de erros de faturação e impactos na qualidade de serviço, permite desassociar esta alteração estrutural do início do ciclo tarifário elétrico, que ocorre a 1 de janeiro e representa tradicionalmente um momento de elevada sensibilidade para os agentes do setor e para os seus sistemas, evitando sobrecarga simultânea de processos críticos e potenciais disrupções no mercado.

O **CT** considera a opção preferencial de mudança única adequada. Em alternativa, o CT admite uma mudança faseada (única para alguns clientes, gradual para outros). Não obstante, entende que pode ser analisada uma abordagem diferenciada, nomeadamente:

- Mudança única aplicada aos clientes diretamente afetados pelas alterações propostas, para os quais os novos períodos horários terão impacto imediato;
- Adoção gradual para os restantes clientes, que não sofrem alterações resultantes desta revisão e, por isso, não enfrentam urgência na migração.

A **EDPC** detalha que a data de 1 de julho de 2027 se deve aplicar a todos os clientes não BTN. No que respeita aos clientes BTN, considera que a ERSE deverá, em conjunto com os operadores de redes de distribuição (ORD), avaliar a possibilidade de uma implementação gradual a partir de 1 de julho de 2027, assegurando igualmente uma coordenação adequada com os comercializadores. Neste contexto, a migração dos clientes BTN com opção tarifária bi ou tri-horária deverá ser considerada prioritária, face aos restantes clientes BTN em tarifa simples.

O **CC**, o **CT** e a **E-REDES** sinalizam que a atualização dos períodos horários proposta constitui uma operação de elevada complexidade, e que a implementação atual implica a reprogramação massiva dos equipamentos de medição inteligente instalados na BTN. Esta operação requererá, para muitas situações, deslocações ao terreno e a execução de procedimentos específicos dos respetivos fabricantes, o que condicionará a adoção de uma abordagem harmonizada para todo o parque instalado. Assinalam ainda um conjunto de constrangimentos técnicos associados à implementação dos novos períodos horários. Em particular, a reprogramação remota dos períodos horários nos contadores BTN é realizada, maioritariamente, via tecnologia PLC PRIME, uma tecnologia que, embora robusta, é sensível a ruído eletromagnético, quedas de tensão e interferências, podendo provocar interrupções durante o processo de atualização. Referem ainda que uma parte significativa dos equipamentos de medição instalados não dispõe de mecanismos automáticos de reversão da operação, requerendo, em caso de falha na

reprogramação, intervenção local para reconfiguração ou substituição, com impacto operacional e custos acrescidos para o operador de rede e determinados equipamentos de medição inteligente, a memória poderá ser insuficiente para alojar novos perfis tarifários mais complexos. Em casos extremos, falhas massivas podem comprometer leituras, controlo remoto e a própria fiabilidade do sistema.

Face aos riscos identificados, o **CT** e o **CC** sugerem ainda a interação com o Governo, recomendando que a ERSE promova a convergência normativa no sentido de permitirem que os períodos horários a considerar na faturação da BTN sejam definidos centralmente e aplicados sobre o diagrama de carga recolhido, e não os armazenados localmente no contador (à semelhança do que já sucede nos restantes níveis de tensão), salientando os seguintes aspetos:

- O cliente que pretenda validar as suas contagens pode aceder ao site do operador e consultar o diagrama de carga efetivamente recolhido;
- O cliente pode sempre confrontar o consumo total no equipamento de medição através do respetivo totalizador;
- Esta abordagem elimina o risco de faturação incorreta devido a falhas na programação remota dos períodos horários;
- Esta situação já se aplica aos clientes que tem autoconsumo e às instalações de mobilidade elétrica inseridas em instalações já existentes, onde se aplica o *net metering*.

A respeito dos pontos referidos pelo **CC** e **CT**, a **E-REDES** sublinha que, apesar de não se encontrar refletido diretamente na proposta, as disposições GMLDD, em particular do artigo 25.º, definem que nas instalações MAT, AT, MT ou BTE, o tratamento tarifário pode ser realizado apenas ao nível dos sistemas centrais, não exigindo a parametrização do equipamento de medição, mas que nas instalações BTN, os registos totalizadores de energia ativa, por período horário e ciclo tarifário, devem estar disponíveis para consulta no equipamento de medição, sempre que possível. Adicionalmente, o GMLDD no seu artigo 97.º define que devem ser disponibilizadas leituras acumuladas por período horário aos comercializadores que não disponham do consentimento do titular para receber diagramas de carga.

A **E-REDES** propõe, no caso das instalações AT, MT e BTE, cujo tratamento tarifário pode ser realizado unicamente ao nível dos sistemas centrais, não exigindo a parametrização do equipamento de medição, que esta alteração e a comutação para os novos períodos horários se realize de forma síncrona, numa data única, **em janeiro 2027**, tal como proposto pela ERSE no documento colocado em consulta pública. Na BTN, a E-Redes propõe que a alteração dos períodos horários seja feita gradualmente, à medida que os

equipamentos sejam parametrizados, prevendo a realização de uma campanha a decorrer entre 1 de janeiro de 2027 e 1 de julho de 2027, para os clientes com múltipla tarifa.

A **AdP**, a **Greenvolt**, a **Fortia**, a **SU ELETRICIDADE** e a **REN** consideram adequado o período de oito meses proposto para a entrada em vigor dos novos períodos horários (1 janeiro de 2027), permitindo a implementação atempada das adaptações necessárias nos sistemas e processos. A **Greenvolt** defende a implementação mais célere possível da atualização dos períodos horários, uma vez que a manutenção da estrutura vigente perpetua incentivos económicos ineficientes que já não refletem a realidade técnica das redes. A **Fortia** entende razoável que, caso se revele necessário, se opte por uma implementação faseada, garantindo em todo o caso a entrada em vigor dos novos períodos horários em AT, MT e MAT a partir de 1 de janeiro de 2027.

O **CT** e as entidades **Acciona**, **Bondalti**, **Endesa**, **Elecpor**, **Iberdrola**, **Greenvolt** e **MEGASA** concordam com a opção preferencial da ERSE, ou seja, que possa ocorrer para todos os clientes na mesma data, numa mudança única. Em sentido contrário, a **Coopérnico**, a **Elergone** e a **E-REDES** defendem uma implementação faseada.

De notar que a **E-REDES** refere que, por razões de carácter técnico dos equipamentos e sistemas, **não é possível garantir a metodologia de mudança única/síncrona** para as instalações que dependam de parametrização dos ciclos horários nos equipamentos de medição, ou seja, **instalações BTN**, mesmo considerando apenas o subconjunto das instalações atualmente servidas por opções de múltipla tarifa, e instalações de produção sem diagrama de carga. Contudo, a **E-REDES** aponta ainda maiores dificuldades no caso de uma mudança gradual dos próprios períodos (que corresponde à proposta alternativa colocada a consulta de mudar a localização dos períodos de ponta em várias fases). Esta solução, corresponderia em termos de impacto de implementação, a múltiplas alterações dos períodos horários, exponenciando os impactos já referidos.

Face às dificuldades técnicas referidas, a **E-REDES** propõe que se parametrize com os novos períodos horários apenas os equipamentos de medição dos clientes das opções bi-horária e tri-horária, propondo a definição de um plano que permita uma implementação faseada para estes clientes. Durante esse período, assegurar-se-ia também a aplicação dos novos períodos horários aos clientes que adotassem tarifa bi-horária ou tri-horária (novos clientes ou clientes previamente com tarifa simples). Para os clientes com a opção tarifária simples, a empresa propõe que os equipamentos de medição não sejam parametrizados com os novos períodos horários, uma vez que não tem qualquer impacto direto, sendo salvaguardado que, caso estes alterem a sua opção tarifária ou caso solicitem expressamente a parametrização à **E-REDES**, o

seu contador será devidamente parametrizado com os novos períodos horários. Para além disso, para complementar e disponibilizar toda a informação relevante, propõe passar a realizar em sistema a agregação dos consumos pelos novos períodos horários, sendo a informação disponibilizada aos comercializadores e também aos clientes através da área reservada. Em alternativa, refere que, caso se considere absolutamente indispensável a parametrização em todos os contadores BTN de clientes com tarifa simples, a **E-REDES** propõe um período de implementação gradual, a começar a janeiro de 2027, prevendo-se que em dezembro de 2027 estariam parametrizados os cerca 90% dos equipamentos que é possível parametrizar remotamente, e que os restantes, que envolvem parametrização local, seriam gradualmente parametrizados até ao final de 2030.

A **E-REDES** considera ainda que, para efeitos da aplicação dos novos períodos horários, a comunicação siga os termos do plano de comunicação e implementação a apresentar pelos ORD e aprovar pela ERSE, em detrimento do previsto do GMLDD.

A **Coopérnico** entende que a entrada em vigor não deve ser num prazo inferior a 12 meses, permitindo uma implementação faseada, a realização de testes adequados e salvaguarda da fiabilidade da faturação e da proteção dos consumidores finais. Esta empresa considera que a opção por uma mudança única não mitiga de forma suficiente os impactos tarifários para todos os clientes. A **Elergone** considera que uma introdução faseada desta alteração trará fortes benefícios de monitorização e minimização dos seus impactos, permitindo uma maior consciencialização dos consumidores relativamente aos impactes da mudança, assim como a otimização de todos os sistemas de tratamento e faturação de dados.

A **APIGCEE** e a **Megasa** referem que no caso de a implementação operacional justificar um prazo mais dilatado, entendem que deve ser dada prioridade aos clientes impactados pela alteração (9,6% do total), nomeadamente os clientes MAT, AT e MT, tendo em vista a entrada em vigor em 1 de janeiro de 2027, justificado pelo impacto da alteração na sua competitividade, e porque para este grupo de clientes a aplicação será mais rápida e ágil, admitindo um eventual desfasamento temporal entre níveis de tensão para acautelar o hiato necessário para a BT, mantendo a celeridade desejada na MAT/AT.

A **ACEMEL**, a **Iberdrola** e a **Elecpor** apresentam dúvidas sobre a transição entre modelos. A **Iberdrola**, sobre quais os cuidados na implementação dos novos períodos horários, questiona se os modelos de dados de contratação e faturação, partilhados com o operador da rede, se mantêm, uma vez que os quatro períodos horários se manterão, alterando-se apenas as horas em que aplica cada um deles. Salaria também a necessidade de adaptação do modelo de dados em conjunto com o OLMC, com a extinção do atual ciclo semanal opcional, por forma a não permitir novas contratações neste ciclo. A **Elecpor** questiona sobre o

procedimento previsto para os clientes com períodos horários que serão descontinuados, solicitando que a ERSE esclareça se a mudança será reativa (a pedido do cliente) ou proativa (os comercializadores e o ORD alteram proativamente); se será necessário ter consentimento do cliente e, nesse caso, como funcionará o processo de recolha do consentimento e, ainda, como proceder na ausência de resposta do cliente. Ou seja, se o processo implicará a contratação (assinatura) de novas condições por parte do cliente e, em caso afirmativo, na circunstância de o cliente não assinar, se poderá manter o período horário existente. A **ACEMEL** questiona de que forma se encontra assegurada a correta faturação aos clientes no período imediatamente subsequente à entrada em vigor da nova estrutura horária, em particular no que respeita a contratos em vigor e a ciclos de faturação que abrangem simultaneamente períodos anteriores e posteriores a 1 de julho de 2027. A associação salienta ainda que a alteração da estrutura dos períodos horários poderá ter impactos transversais em diversos instrumentos regulatórios atualmente em vigor, pelo que considera relevante que, previamente à sua entrada em vigor, sejam avaliadas as respetivas implicações, podendo justificar-se ajustamentos ou clarificações adicionais, designadamente no que respeita a obrigações associadas à **permanência mínima em ciclos horários**.

A **Coopérnico** propõe que a ERSE convide os comercializadores para um plano de monitorização com clientes fornecidos a diferentes níveis de tensão, entre 2026 e 2027, para avaliar os efeitos da entrada em vigor dos novos períodos horários.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A entrada em vigor dos períodos horários e sua produção de efeitos não pode deixar de ter em consideração as condições técnicas para realizar a alteração, com o mínimo de inconvenientes possíveis para todos os utilizadores das redes e clientes finais. Neste contexto, ponderados os comentários recebidos, a ERSE privilegiou a solução que maximiza o período de preparação dos sistemas de faturação, bem como a adaptação das regras contratuais, antes da entrada em vigor dos novos períodos horários, e que, ao mesmo tempo, permita maximizar os benefícios da alteração dos períodos horários, em particular para os clientes finais para quem os novos períodos (fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE) têm mais relevância.

Importa ainda dar nota que, após o recebimento dos comentários, a ERSE recebeu contributos adicionais da E-REDES, considerando que é o operador da rede de âmbito nacional com maior responsabilidade na implementação das alterações decorrentes da aprovação dos novos períodos horários. Neste contexto, foi

recebida uma proposta de calendarização para a implementação das alterações aos equipamentos de medição, a qual foi considerada na decisão final da ERSE.

No que respeita ao plano de implementação, a E-REDES apresenta dois cenários possíveis. Um dos cenários apresenta o melhor cenário previsto, apresentando metas mais exigentes, e o segundo cenário é mais conservador. O operador da rede sinaliza que a parametrização dos clientes BTN com opção tarifária bi-horária ou tri-horária, no segundo semestre de 2027, representará um esforço operacional muito significativo em termos de recursos humanos. Neste contexto, e de forma a acomodar a incerteza associada à execução do plano, propõe a definição de metas menos exigentes (50% de conversão ao fim de dois meses, 80% ao fim de três meses e 95% ao fim de cinco meses, face a 64%, 91% e 99%, respetivamente).

Considerando o exposto, a ERSE aprova o cronograma de implementação dos novos períodos horários conforme se apresenta no Quadro 3-1.

Quadro 3-1 – Cronograma de implementação dos novos períodos horários

Etapa / Evento	Prazo de Execução	Implementação
Produção de efeitos para MAT, AT, MT, BTE	Abril de 2027	Data única de aplicação, de forma síncrona. ERSE aprova o plano de implementação e plano de comunicação, a submeter pelos ORD.
Produção de efeitos para clientes em BTN com opção tarifária bi-horária ou tri-horária	Julho a dezembro de 2027	Planeamento faseado, de acordo com os seguintes objetivos: 64% dos clientes em opção bi-horária ou tri-horária num prazo de 60 dias; 91% dos clientes num prazo máximo de 90 dias; restantes clientes até dezembro de 2027. Conforme o plano de implementação e o plano de comunicação referidos acima.
Aplicação aos clientes em BTN com opção tarifária simples	Novembro de 2027 a março de 2030	Implementação faseada no tempo ou a pedido, na sequência de alteração contratual que exija opção bi-horária ou tri-horária. Conforme o plano de implementação e o plano de comunicação referidos acima.
Produção de efeitos para produtores	Abril a dezembro de 2027	Planeamento faseado. Conforme o plano de implementação e o plano de comunicação referidos acima.

O cronograma e plano de implementação dos períodos horários está previsto no artigo 3.º da Diretiva.

A decisão final da ERSE mantém os oito meses de antecedência entre a data de aprovação das regras e a sua entrada em vigor, para o primeiro grupo de clientes em MAT, AT, MT, BTE. Por essa razão, a data da 1.ª fase da implementação altera-se de janeiro para abril de 2027, permitindo que os clientes com

consumos mais elevados possam beneficiar das alterações dos períodos horários, no prazo mais curto possível. De notar que a data de implementação já ocorre aquando da hora legal de verão, altura em que a duração do período de ponta no ciclo semanal é de três horas nos dias úteis (por oposição a cinco horas, na hora legal de inverno). Adicionalmente, a calendarização para abril de 2027 permite ainda beneficiar das alterações aplicáveis no período de época baixa, para quem opte pela opção tarifária por épocas. Além do mais, permite desfazar a entrada em vigor dos períodos horários da entrada em vigor dos preços das tarifas de Acesso às Redes e dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado, que acontece com o início do ano civil.

Recorde-se que o tratamento tarifário dos consumos em MAT, AT, MT, BTE pode ser realizado apenas ao nível dos sistemas centrais, não exigindo a parametrização do equipamento de medição ¹⁵, devendo, não obstante, os operadores das redes assegurar a transparência e a rastreabilidade da informação utilizada na parametrização. Nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), as alterações à parametrização e os valores das grandezas utilizadas no tratamento tarifário devem ser disponibilizados pelos operadores das redes, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma eletrónica ou em formato eletrónico.

Ainda nos termos do previsto no GMLDD, no caso de parametrização do tratamento tarifário por iniciativa do operador da rede, este deve informar as entidades com direito de acesso ao equipamento de medição. A E- REDES propõe que para efeitos da aplicação dos novos períodos horários, a comunicação siga os termos do plano de comunicação e implementação a apresentar pelos ORD, em detrimento do previsto do GMLDD. Neste ponto, dada a magnitude da alteração em causa, considera-se adequada a sugestão, definindo-se que as regras de comunicação seguem o previsto nos referidos planos de implementação e de comunicação, a aprovar pela ERSE, conforme estabelecido nos artigos 4.º e 7.º da Diretiva. Estes planos podem constar de um documento único.

Como ficou patente nos comentários recebidos, em particular nos da E-REDES, a parametrização síncrona dos equipamentos de medição, para todos os clientes, foi considerada impraticável, pelo que, foram aceites as sugestões de implementação faseada. Assim, para os clientes em BTN, que correspondem a cerca de 6 milhões de clientes, a parametrização dos contadores é realizada de forma faseada ao longo de um período de tempo, ao invés de numa única data. Além disso, distinguem-se as instalações com opção tarifária bi-horária ou tri-horária ativa (que são diretamente impactados com os novos períodos horários),

¹⁵ Nos termos do disposto no artigo 25.º, n.º 2 do [Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados](#).

das instalações com opção tarifária simples, para quem a alteração dos períodos horários não tem impacto na faturação.

Desta forma, a parametrização dos novos períodos horários nos equipamentos de medição dos clientes fornecidos em BTN com opção bi-horária ou tri-horária deve realizar-se no período máximo de seis meses, entre julho e dezembro de 2027, de acordo com os objetivos definidos. A alteração deve ser precedida de uma campanha de informação, para qual os operadores das redes e comercializadores dispõem de cerca de 12 meses de antecedência, face à data de aprovação dos novos mapas horários.

O cronograma de implementação das alterações dos períodos horários nos clientes em BTN com opção bi-horária ou tri-horária tem em consideração as possibilidades de parametrização dos equipamentos de medição, por via remota, dada a sua integração em rede inteligente. Esta ação envolve cerca de **498 mil clientes** (dados de dezembro de 2025), prevendo-se uma taxa de sucesso da operação da alteração dos períodos horários que varia entre 70% a 90%, segundo informação da E-REDES. Por esta razão, estão previstas metas objetivo, permitindo credibilizar o processo e manter o registo dos clientes para quem a operação remota não é viável ¹⁶, exigindo aos operadores das redes a adoção de procedimentos alternativos.

No que respeita às instalações fornecidas em BTN, o cronograma define os seguintes objetivos:

- **Para clientes em BTN com opção bi-horária ou tri-horária:**
 - 64% dos clientes num prazo de 60 dias,
 - 91% dos clientes num prazo máximo de 90 dias,
 - Clientes remanescentes até dezembro de 2027.
- **Clientes com tarifa simples:**
 - implementação faseada no tempo entre novembro de 2027 e março de 2030,
 - a pedido, na sequência de alteração contratual que exija a parametrização da opção bi-horária ou tri-horária.

¹⁶ Há diversas razões que podem justificar o insucesso de uma parametrização remota. Neste caso, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, o operador da rede deve agendar uma visita ao local (artigo 29.º).

Face ao exposto, será de salientar que 90% dos clientes com opção tarifária bi-horária ou tri-horária terão a parametrização do contador adequada aos novos períodos horários até ao final de setembro de 2027. Os remanescentes são os casos que exigem procedimentos de deslocação ao local, visando ultrapassar as dificuldades de comunicação.

Importa salientar que, como se verificou na campanha substituição e integração de contadores nas redes de inteligentes, há situações que exigem intervenção no terreno, associadas a dificuldades de acesso aos contadores ou a dificuldade de contacto com alguns clientes. Por este motivo, estas situações, que se espera sejam residuais, podem impedir uma taxa total de conversão (100,0%) até ao final de 2027. O acompanhamento do plano de implementação deverá assegurar a informação necessária a este respeito, visando tomar as medidas relevantes em função da situação concreta.

Enquanto o equipamento não tiver sido adaptado aos novos períodos horários, a faturação da TAR dos clientes em BTN com opção bi-horária ou tri-horária considera os períodos horários existentes. Após a parametrização do contador, o ORD deve informar o cliente desse facto, identificando o novo período horário aplicável ao seu caso.

Os contadores das instalações de consumo com opção tarifária simples, para quem a alteração dos mapas horários não tem impacto na faturação, serão parametrizados numa janela temporal mais alargada, evitando introduzir custos de operação. Neste contexto, estes contadores deverão ser parametrizados num prazo máximo que decorrerá entre novembro de 2027 e março de 2030, na sequência da calendarização a realizar pelos operadores das redes, no âmbito das atividades de gestão e operação da rede, de natureza ordinária e corrente. Também para estes clientes, o plano de implementação a apresentar pelo operador da rede deverá identificar as percentagens de cumprimento da obrigação, ao longo do tempo.

Adicionalmente, os operadores das redes devem assegurar a parametrização dos equipamentos de medição das instalações em BTN com opção tarifária simples, sempre que essa atividade se revelar necessária à contratação escolhida pelo cliente (alteração de opção tarifária ou ciclo horário), independentemente do previsto no plano de implementação, nos termos definidos no Regulamento das Relações Comerciais (RRC), em concreto no artigo 51.º, n.º 6 ¹⁷. Esta regra está prevista no n.º 5 do artigo 2.º da Diretiva.

¹⁷ Que refere o seguinte: Nas situações em que a seleção de uma nova opção tarifária ou ciclo horário determine a adaptação ou substituição do equipamento de medição, o operador da rede de distribuição deve proceder às alterações necessárias no prazo máximo de 30 dias a contar da data de solicitação do cliente, salvo nas situações previstas no Artigo 190.º.

ALTERAÇÕES AO CICLO SEMANAL — REGRAS DE TRANSIÇÃO

Além da alteração da localização dos períodos horários, a decisão da ERSE unifica os dois ciclos semanais existentes (semanal e semanal opcional). No caso do ciclo semanal, este pode ser aplicado a fornecimentos de todos os níveis de tensão (o semanal opcional é de aplicação em MAT, AT, MT e BTE). Considerando as alterações preconizadas, os clientes que têm à sua disposição tanto o ciclo semanal como o ciclo semanal opcional passam a dispor de um único ciclo semanal, pelo que devem ter a oportunidade de compreender a alteração e escolher a opção que melhor se adequa ao seu consumo. No caso dos fornecimentos em MAT, AT e MT os clientes terão à sua disposição o ciclo semanal e também o ciclo semanal por épocas. No caso dos fornecimentos em BTE (e em BTN), os clientes têm à sua disposição os ciclos diário e semanal.

A produção de efeitos do novo ciclo semanal segue o mesmo cronograma para a adaptação dos contadores, pelo que, nuns clientes a aplicação das novas regras é realizada de forma sincronizada, numa única data, e, noutros casos, no decurso do período aprovado.

Visando clarificar as obrigações de informação dos comercializadores e de atuação dos operadores das redes, são previstas regras específicas. Assim no que respeita às obrigações de informação por parte dos **comercializadores**:

- Determinar a obrigação de informação e comunicação ao cliente, de forma individualizada, com a antecedência mínima de 30 dias face à produção de efeitos, dos novos períodos horários e ciclos tarifários, com a avaliação de impactos em função das escolhas possíveis, visando auxiliar o cliente na tomada de decisão;
- A comunicação a enviar aos clientes das instalações onde seja aplicável o ciclo semanal ou semanal opcional, deverá conter o prazo até ao qual o cliente deverá escolher o ciclo horário, a qual deverá ser anterior à produção de efeitos dos novos períodos horários, bem como a informação explícita de que se até ao final do prazo não houver comunicação do cliente as TAR serão faturadas, de forma automática ou por defeito, pelo novo ciclo semanal.

Estas regras estão previstas no artigo 8.º da Diretiva que aprova os períodos horários para Portugal continental.

No que respeita às regras de atuação dos **operadores das redes** decorrentes das alterações ao ciclo semanal:

- Se até à data de entrada em vigor dos novos períodos horários, nas instalações onde seja aplicável o ciclo semanal ou semanal opcional, não existir informação ou alteração contratual com a escolha do ciclo, o ORD fatura as TAR de acordo com o ciclo semanal.
- Nas situações em que a faturação das TAR decorra da aplicação automática do ciclo semanal, os clientes terão direito à possibilidade de alteração do ciclo, no prazo de 60 dias a contar da data da efetiva migração automática para o novo ciclo semanal. Esta regra implica a derrogação provisória e por tempo determinado da regra do artigo 54.º, n.º 5 do RRC, que determina que a opção do ciclo se mantém por 12 meses. Como se referiu anteriormente, a faturação da TAR considera os períodos horários vigentes no período de faturação. Assim, em caso de alteração do ciclo de contagem, o mesmo produz efeitos para a faturação subsequente à data da alteração.

Esta regra está prevista no artigo 8.º da Diretiva que aprova os períodos horários para Portugal continental.

Importa ainda referir que as regras a aprovar revogam tacitamente as regras existentes que, dispondo sobre o mesmo conteúdo, sejam com estas incompatíveis. Em concreto, com a entrada em vigor das novas regras, o artigo 51.º, n.º 5 do RRC considera-se revogado, dado que este dispõe sobre a existência de um ciclo horário que se extingue (ciclo semanal opcional). Considerando a necessidade de revisão do RRC, em resultado das consultas públicas em aberto (ex.: CP n.º 143) ou das previstas (ex.: em função da publicação do Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho, que altera o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que aprova a organização e o funcionamento do SEN), não se considera necessário proceder a uma alteração do RRC, por uma única regra, cujo o efeito jurídico se encontra acautelado.

3.4.2 IMPACTOS NA CONTRATAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

Na sua proposta, a ERSE referiu que os períodos horários aprovados pela ERSE são de aplicação obrigatória na tarifa de Acesso às Redes (TAR) e, no caso dos clientes fornecidos em mercado regulado, também para efeitos dos preços de venda clientes finais. Para os clientes fornecidos em mercado liberalizado, os comercializadores podem oferecer períodos horários distintos para a componente de energia, a qual não inclui a parcela referente à TAR.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CT**, a **Acciona**, a **EDPC**, a **Elergone**, a **Elecpor**, a **Endesa** e a **Iberdrola** manifestaram concordância com o entendimento que a aplicação dos períodos horários apenas é obrigatória na TAR, não determinando, por si, qualquer alteração automática dos períodos horários da componente de energia já contratada ou a vir a ser praticada pelos comercializadores no mercado liberalizado.

A **Usenergy** e a **ACEMEL** consideram que a alteração dos períodos horários tem impacto nos contratos já celebrados, cujas condições económicas foram estabelecidas nos termos das regras em vigor. Estes respondentes consideram que a proposta final deve clarificar a forma de aplicação das alterações, salvaguardando a estabilidade, segurança jurídica e previsibilidade regulatória.

O **CT** e a **EDPC** sublinham, em particular para os contratos existentes, que caso se considere que a alteração dos períodos horários promovida pela ERSE seja aplicável também à componente de energia praticada pelos comercializadores, estar-se-ia perante uma alteração contratual com impacto económico direto, não imputável à vontade das partes e suscetível de gerar instabilidade contratual. Do mesmo modo, para contratos futuros esta imposição configuraria uma limitação à diferenciação comercial das propostas dos comercializadores. Por esta razão, o **CT** indica a necessidade de informação clara por parte dos comercializadores.

A **Iberdrola** e a **Acciona** também consideram que esta é uma questão muito relevante no que concerne a contratos de fornecimento de longa duração, permitindo que, com esta alteração, não tenham de existir alterações contratuais.

A este respeito, a **Acciona** refere ainda a necessidade de dar respaldo regulatório aos comercializadores de modo a permitir alterações contratuais na sequência do resultado final da Consulta Pública. Esta empresa explica que no cálculo do preço a ser devido pelos clientes consumidores de energia elétrica, é tido em conta um fator de apontamento, que permite ajustar o preço acordado com o cliente aos seus consumos nos diferentes períodos horários. Ou seja, os preços fixos e as coberturas por percentagem estão sujeitas a um perfilado entre Ponta, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio, para responder à incidência dos consumos dos clientes e à curva de preços do mercado *spot*. Se os períodos horários quanto aos quais é atualmente realizado o fator de apontamento acima referido se alterarem, os consumos dos clientes não se irão ajustar aos novos períodos, pelo menos no curto prazo. Mais ainda, o cálculo do fator de apontamento para o período de Ponta, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio será necessariamente diferente, na medida em que os consumos a incidir sobre as novas horas de ponta são também distintos, ao terem lugar ao fim do dia.

A **Endesa** e a **Elergone** solicitam que a ERSE, no Relatório da Consulta e na comunicação pública subsequente, seja clara e reafirme que a alteração dos períodos das TAR não obriga à alteração dos períodos de faturação da energia acordados contratualmente, salvo decisão comercial em contrário ou contratos indexados que assim o prevejam. A **Iberdrola** salienta que esta atuação ajudará a prevenir interpretações erróneas que possam levar clientes a julgar que mudanças unilaterais são impostas pelos comercializadores. Pretende igualmente que se clarifique que o facto de a atualização dos períodos horários das TAR não implicar uma alteração automática dos calendários horários da componente de energia não prejudica o direito dos comercializadores de repercutirem nos contratos com os seus clientes os impactos decorrentes dessa alteração, enquanto modificação de natureza regulatória.

A **Elergone** considera que esta alteração deveria permitir a revisão dos preços aos clientes, sem constituir um incumprimento de fidelização, acautelando-se eventuais aproveitamentos para além do objeto. Na opinião da empresa, esta alteração não é compatível com a obrigatoriedade de manutenção do ciclo de contagem para clientes BTN, de acordo com o RRC. A alteração dos períodos pode influenciar a escolha do ciclo horário para otimização da fatura de energia. Ora, entrando esta alteração em vigor, e havendo a obrigação de manutenção do ciclo, os consumidores poderão ter a sua fatura energética desajustada, não podendo otimizá-la tendo em consideração o previsto no RRC.

Por seu lado, a **Elecpor** considera fundamental que estas alterações sejam comunicadas aos clientes, para que os mesmos tenham presente a diferença entre os períodos horários aplicados às TAR e aqueles aplicados à componente de energia.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Os períodos horários estabelecidos no Regulamento Tarifário são de aplicação nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais, praticadas pelos comercializadores de último recurso. Neste contexto, os períodos horários aprovados são aplicáveis às TAR e TVCF.

Na maioria das situações contratuais, os períodos horários aplicáveis ao contrato são coincidentes com os períodos horários aplicáveis às TAR, pelo que os períodos horários serão atualizados da mesma forma como esteja previsto contratualmente que se processem as alterações às TAR aprovadas pela ERSE.

Nas situações em que o contrato disponha de períodos horários acordados entre as partes aplicáveis à **componente de energia**, os mesmos mantêm-se. Assim, a alteração da componente contratual exige decisão em contrário acordada entre as partes, ou previsão contratual que justifique eventuais alterações.

Como já se referiu no ponto anterior, o período de antecedência entre a aprovação e a produção de efeitos dos novos períodos horários é de oito meses, para as instalações fornecidas em MAT, AT, MT e BTE, e de 11 meses, para instalações em BTN. Resultou da consulta pública, de forma consensual, que estes prazos são prudentes e suficientes para permitir, na generalidade dos casos, a adaptação das condições contratuais. Assim, é esperado que após a aprovação dos novos períodos horários, os comercializadores iniciem as suas diligências no sentido de adaptar as cláusulas contratuais, permitindo uma transição tranquila e sem surpresas. Adicionalmente, os operadores das redes, por um lado, e os comercializadores, por outro, serão responsáveis pela realização de campanhas de informação, as quais serão acompanhadas pela ERSE.

A alteração de períodos horários é considerada uma alteração às tarifas de Acesso às Redes, pelo que, a regulamentação em vigor já contém elementos de interpretação para a sua aplicação. Neste contexto, é aplicável o artigo 68.º do RRC, o qual permite a aplicação das alterações da TAR, se esta possibilidade estiver prevista contratualmente de forma expressa. De todo o modo, os comercializadores devem assegurar a comunicação adequada aos seus clientes conforme disposto na secção 3.4.3.

As demais alterações das condições do contrato, que não diretamente relativas à aplicação da TAR, no decurso de um período contratual, relativas a contratos de fornecimento de energia celebrados com consumidores podem ser propostas pelo comercializador de forma fundamentada, quando esta possibilidade esteja prevista no contrato.

É igualmente aplicável o previsto no artigo 19.º do RRC, que prevê que o comercializador não pode alterar as condições contratuais, incluindo as relativas ao preço, enquanto estiver em vigor um período de fidelização, exceto se estiver previsto contratualmente a alteração motivada pela alteração das TAR ou se for do interesse do cliente e houver acordo expresso.

Os elementos referidos estão previstos no artigo 10.º da Diretiva que aprova os períodos horários.

3.4.3 PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES E PLANOS DE COMUNICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES E DOS COMERCIALIZADORES

RESUMO DA PROPOSTA

No que se refere à adaptação dos equipamentos de medição, o RRC já prevê que os equipamentos de medição devem ter as características necessárias para permitir a aplicação das opções tarifárias e dos ciclos

horários estabelecidos no Regulamento Tarifário. Nesse sentido, sempre que sejam aprovadas alterações às opções tarifárias ou aos períodos horários de opções tarifárias já existentes que determinem a adaptação ou substituição de equipamentos de medição, os operadores de redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo máximo de 30 dias, um programa das intervenções a realizar, acompanhado de uma estimativa dos custos necessários à sua concretização.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A respeito da implementação das alterações aos períodos horários, o **CC** e o **CT** recomendam a definição de um plano com os operadores que tenha em devida consideração as limitações tecnológicas. No mesmo sentido, a **Iberdrola** também refere que é imperativo o desenvolvimento de um Plano de Implementação detalhado e coordenado entre a ERSE, operadores de redes e comercializadores.

A **Iberdrola** e a **Coopérnico** referem que o plano de implementação deve contemplar um cronograma para os desenvolvimentos, plano de testes de interoperabilidade e validação, entre outros aspetos, garantindo que a qualidade de serviço e a faturação aos clientes não sejam comprometidas, face ao elevado grau de interdependência entre os sistemas de comercializadores e operadores.

A **ACEMEL** e **Usenergy** também entendem que a implementação da nova localização dos períodos horários constitui uma operação de elevada complexidade técnica e operacional, implicando adaptações significativas por parte dos agentes de mercado, pelo que os prazos de implementação deverão ser definidos com prudência.

A **E-REDES** propõe ainda a coordenação com outros agentes, com período de testes. Em particular, refere que será necessário promover um período de testes integrados das alterações em sistemas de informação, que envolvem ORD, OLMC e comercializadores. Assim, apesar de as datas propostas de início de aplicação dos períodos horários (oito meses) serem viáveis na perspetiva da E-REDES, os comercializadores e OLMC poderão necessitar de tempo adicional.

A **E-REDES** nota ainda que o processo de comunicação previsto no GMLDD (n.º 7 do artigo 25.º) que refere que no caso de parametrização do tratamento tarifário por iniciativa do operador da rede, este deve informar as entidades com direito de acesso ao equipamento de medição, com a antecedência mínima de três dias úteis, pode não ser a forma mais eficaz e efetiva de comunicação. Isto porque, para além de um grande volume de comunicações geradas num período de tempo circunscrito, existe uma incerteza relativa à execução das ordens de parametrização remotas. Tendo isto em conta, a **E-REDES** propõe que a

comunicação do período de parametrização de alteração dos períodos horários seja comunicada de formal geral, pelos vários agentes e sempre após a mudança efetiva de parametrização dos novos períodos horários.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Considerando os comentários recebidos, a ERSE aprova a obrigação de apresentação pelos operadores das redes, abrangendo a E-Redes e os demais operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT, para a submissão à ERSE, para aprovação, de um **plano de implementação** da alteração dos períodos horários. O plano deve ser submetido no prazo de 60 dias, corridos, face à data de aprovação das regras pelas ERSE, não se seguindo assim, o prazo (mais reduzido) indicado no artigo 190.º do RRC.

O plano deve considerar as várias fases da produção de efeitos das regras, em função do cronograma aprovado pela ERSE. Adicionalmente, deve conter os elementos necessários e todas as etapas previstas, incluindo o período de testes e validações, bem como todas as interações necessárias com os diferentes operadores, agentes de mercado, consumidores e produtores, necessários à efetiva aplicação das regras, acompanhado do respetivo prazo, meios e a equipa responsável por assegurar a comunicação e a resolução de questões e dúvidas.

O artigo 4.º da Diretiva estipula o prazo e o conteúdo do plano de implementação a elaborar pelos operadores das redes.

Adicionalmente, os operadores das redes devem apresentar um **plano de comunicação** detalhado, considerando o cronograma aprovado pela ERSE, identificando as etapas, meios de comunicação, destinatários e respetiva calendarização, visando assegurar a informação sobre o processo de alteração dos períodos horários e as suas etapas, as datas de produção de efeitos dos novos períodos horários a nível de faturação para cada cliente, meios de comunicação disponíveis para melhor informação e resposta a dúvidas e reclamações.

O plano de comunicação deve considerar os produtores que são responsáveis pela alteração e adaptação dos seus contadores. A comunicação com os produtores deve incluir os prazos e as consequências da não adaptação do equipamento de medição pelos produtores, em função das condições contratuais aplicáveis no caso concreto.

Estes elementos estão refletidos no artigo 7.º da Diretiva.

A ERSE fixa ainda a obrigação de os comercializadores informarem os seus clientes, de forma coordenada com os operadores das redes, em particular sobre a produção de efeitos dos novos períodos horários, devendo fazê-lo com o mínimo de 30 dias de antecedência e disponibilizando meios de comunicação adequados à resposta de pedidos de informação e reclamações. O artigo 8.º da Diretiva reflete os elementos apresentados a este respeito.

Adicionalmente, fixa-se a obrigação de informação à ERSE, por parte dos comercializadores, do número de clientes com contratos plurianuais, para os quais a alteração dos períodos horários não produz alterações automáticas, e quais as medidas de informação planeadas, sendo obrigatória a apresentação ao cliente do impacto da alteração dos períodos horários ao contrato vigente, se e na componente que lhe seja aplicável, conforme estipulado no artigo 10.º da Diretiva.

A aprovação dos planos de implementação não esgota a ação de verificação da ERSE, pelo que, são fixadas obrigações de reporte periódico mensal para acompanhamento da situação, no período de janeiro a dezembro de 2027, pelos operadores das redes de distribuição. A partir de 2028, as obrigações de reporte passam a ter uma periodicidade trimestral, dado que o período crítico da adaptação dos contadores com opção bi-horária ou tri-horária estará concluído.

No que respeita ao plano de comunicação são aplicáveis os mesmos períodos de reporte que os fixados para o plano de implementação, visando o acompanhamento dos planos e a verificação da adequação do planeamento, dos operadores das redes de distribuição e comercializadores. Os prazos e regras de reporte estão previstos no artigo 9.º da Diretiva.

3.4.4 COMUNICAÇÃO DA ERSE

RESUMO DA PROPOSTA

Em relação à comunicação com os clientes, a ERSE pretende fazer uma divulgação adequada das alterações, nomeadamente disponibilizando ferramentas que permitam aos clientes aferir os potenciais impactos. Em todo o caso, os comercializadores, como ponto de contacto com os clientes, devem promover a informação adequada aos seus clientes no sentido de que estes conheçam e façam as escolhas mais adequadas ao seu caso.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O conjunto dos respondentes com comentários sobre esta matéria, concordam com a necessidade de divulgação desta alteração, a realizar pela ERSE e pelos vários intervenientes no setor, que deve abranger todos os segmentos de clientes. Neste sentido, o **CT**, a **Coopérnico**, a **DECO**, a **EDPC**, a **Elergone**, a **Greenvolt**, a **Iberdrola** e a **REN**.

O **CT** e a **EDPC** assinalam ainda que, tanto os impactos da alteração dos períodos horários para aplicação das TAR, como a sua distinção face a períodos horários subjacentes aos preços da componente de energia em contratos já celebrados ou a celebrar pelos comercializadores em mercado liberalizado, merecerão um reforço de explicitação pedagógica e contratual junto do cliente e cuidados adicionais de clareza na apresentação da fatura.

A **DECO** e a **Iberdrola** sublinham que importa não só prestar informação aos consumidores afetados pela alteração, mas também demonstrar para todos os consumidores (incluindo aqueles que estão com tarifa simples e que são a maioria) quais os benefícios/poupança que podem resultar destas alterações, não restringindo a atuação do regulador apenas ao simulador.

A **REN** considera que devem ser utilizados todos os meios e canais disponíveis, nomeadamente: TV, redes sociais, espaço em fatura e nas páginas internet dos comercializadores e operadores promovendo a literacia energética a todos os consumidores.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE concorda que a alteração dos períodos horários coloca muitos desafios na informação a prestar aos clientes, dada a dimensão da operação, os impactos na faturação e a impossibilidade de assegurar uma transição única.

Neste contexto, além da preocupação da definição de uma calendarização que permita os diferentes agentes de mercado se adaptarem, a ERSE considera que tem um papel a desempenhar na informação sobre este processo em particular. Neste contexto, além do acompanhamento das ações de implementação e de comunicação, decorrentes das obrigações impostas aos operadores e comercializadores, a ERSE incluirá, com especial relevo, este tema nas suas ações de informação e formação.

Adicionalmente, a ERSE irá disponibilizando, desde o encerramento da consulta pública e no decurso do período de implementação, um conjunto de elementos informativos, por diversos meios. Estes estarão disponíveis no site da ERSE, visando dar resposta às questões dos consumidores e clientes finais, relacionadas com a aplicação dos novos períodos horários, incluindo ferramentas de comparação e avaliação de impacto na fatura.

A ERSE estará também preparada para resposta aos pedidos de informação e pedidos de intervenção da ERSE na sequência de reclamações sobre este tema.

4 OUTROS TEMAS

Neste capítulo discutem-se temas que suscitaram questões específicas por parte dos participantes, além das sistematizadas nos capítulos anteriores, os quais foram tidos em consideração na decisão final da ERSE. Entende-se que beneficiam de uma resposta dedicada, com o objetivo de clarificar a posição da ERSE. São apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto. Estes comentários estão organizados por tema.

4.1 Propostas de alteração do Regulamento Tarifário	
Comentário	Observações da ERSE
Respondente em nome individual Sugere que as ofertas tri e tetra-horárias possam ter um período particular que reflita a carga solar, cujo preço da energia é o mais barato. É proposto ainda que o tri-horário seja classificado em ponta, solar e cheias e que o tetra-horário se divida em ponta, solar, cheias e vazio.	Os períodos horários em discussão devem refletir a utilização das redes, pelo que, apesar de ter sido realizada uma análise relativamente aos preços de mercado do MIBEL, os sinais de preço das TAR devem seguir os respetivos custos da utilização da rede. A análise realizada consistiu em avaliar se a proposta de localização das horas de ponta, por via das redes, conflituaria com as horas de menores preços de mercado no MIBEL (em especial, por via, da produção fotovoltaica). Conclui-se que não há praticamente desalinhamento. Adicionalmente, as alterações em causa preservam as designações e a duração de cada período horário, evitando alterações a esse respeito no âmbito do Regulamento Tarifário.
Coopérnico A respeito da proposta de períodos horários para bi e tri-horárias, a empresa propõe para a bi-horária e tri-horária semanal: i) as horas fora de vazio podem ser repartidas entre sábado e domingo (7 horas ao sábado e 7 horas ao domingo, em vez de 14 horas ao sábado) porque o comportamento é idêntico e é considerado mais simples. Sugere, além da eliminação da diferenciação entre verão e inverno, a eliminação da diferenciação entre dias úteis e fins de semana. Nos dias úteis propõe que as horas de ponta sejam das 18h às 22h, quer no verão quer no inverno, como no ciclo diário. A empresa justifica considerando que proposta da ERSE de deslocação das horas de ponta e cheias, quer na opção tri-horária, quer na opção bi-horária, para o período noturno torna o investimento em UPAC menos	A análise realizada consistiu em avaliar se a proposta de localização das horas de ponta, por via das redes, conflituaria com as horas de menores preços de mercado no MIBEL (em especial, por via, da produção fotovoltaica). Conclui-se que não há praticamente desalinhamento. A respeito do alinhamento com o período solar importa sublinhar a eliminação dos períodos de ponta que se posicionavam na parte da manhã, nos ciclos semanal e diário, realizada na sequência da consulta pública. Como demonstram os dados apresentados na consulta pública e no estudo que acompanha o relatório de encerramento, há diferenças não negligenciáveis de utilização das redes entre os dias de semana e fim de

atrativo, em particular para clientes domésticos que é o segmento com menos consumo à hora de produção fotovoltaica.	semana, que não justificam a eliminação dos períodos de utilização diferenciados.
Alguns respondentes individuais Sugerem, na opção bi-horária em ciclo semanal, que o período vazio deveria perdurar durante todo o sábado, de modo a equivaler sábado a domingo e, nos dias úteis, o período de vazio devia ser entre as 23h30 (em vez de 0h30) e 7h30.	Os períodos horários em discussão devem refletir a utilização das redes, pelo que, apesar de terem sido prosseguidas simplificações nos períodos horários (ex.: alinhamento do início do período de vazio, convergência para um único ciclo semanal), os custos incrementais não justificam a adoção do padrão de utilização das redes de domingo em todo o fim de semana. Por essa razão, são mantidas as distinções entre sábado (que se apresenta como um dia tipicamente com mais consumo e utilização) que o domingo.
Respondente em nome individual Um comentário refere que o período bi-horário é importante, pelo que deve ser alterado para um conceito simples de compreender, tal como, dia/noite, a fim de simplificar os horários em vez de se usar horários complexos onde existem opções diárias e semanais. Neste ponto, sugere eliminar por completo os quatro períodos horários sugeridos, devido à sua complexidade, adotando uma segmentação de dia/noite, com um efeito semelhante ao que se pretende. Defende ainda que deve ser encorajada a adesão às tarifas indexadas, essas sim incumbidas de mover o consumo para horas de menor preço, em detrimento de alterações nas tarifas de acesso.	Nesta consulta pública, as alterações propostas preservam as designações e a duração de cada período horário, evitando alterações a esse respeito no âmbito do Regulamento Tarifário. Contudo, a ERSE compreende as sugestões apresentadas, considerando que as mesmas podem constituir uma reflexão para futuro. Em relação às ofertas indexadas, de notar que estas ofertas podem não ter diferenciação horária.
Iberdrola e Bondalti Relativamente às durações diárias dos períodos horários previstas no RT, as empresas pronunciaram-se no sentido de que seria importante compreender se as durações diárias dos períodos horários previstas no Regulamento Tarifário fazem sentido no contexto atual do mercado, ou o tratamento por tipo de dia, ou segmentação por nível de tensão, perspetivando também a evolução do uso de redes e consumos futuros. A Bondalti considera que a reflexão periódica deve atender à evolução do perfil de consumo, ao crescimento do autoconsumo, ao aumento da capacidade de armazenamento e à maior integração de produção renovável, dando nota da discrepância com Espanha que tem um número de horas de vazio (P6) de 53,4%, muito mais alargado que o em vigor em Portugal, atualmente cerca de 46,9%.	Nesta consulta pública, as alterações propostas preservam as designações e a duração de cada período horário, evitando alterações a esse respeito no âmbito do Regulamento Tarifário. Contudo, a ERSE compreende as sugestões apresentadas, considerando que as mesmas podem constituir uma reflexão para futuro.

Coopérnico Considera oportuno uma revisão visando a implementação das TAR dinâmicas. Para esta empresa, estas constituem um instrumento eficaz para alinhar o comportamento da procura com a utilização eficiente das infraestruturas elétricas, ao fazerem variar o custo do acesso em função do nível de utilização da rede, transmitindo sinais de preço que incentivam a progressiva aproximação do consumo a um diagrama de bloco. Do ponto de vista do consumidor, consideram que a introdução das TAR dinâmicas não representa uma dificuldade significativa de perceção ou adaptação comportamental, referindo que a estabilidade temporal da TAR surge até como dissonante e pouco alinhada com uma compreensão do funcionamento do sistema elétrico. Refere ainda que progressivamente, o consumidor tende a recorrer a simuladores de custo para decidir quanto utilizar os equipamentos de consumo mais intensivo, como o carregamento de veículos elétricos, pelo que, se as TAR fixarem os seus valores aquando do fecho do mercado no dia anterior, esses simuladores poderão reproduzir de forma transparente e fidedigna o custo total do fornecimento numa base quarta-horária, reforçando a eficácia dos sinais económicos e a literacia energética dos consumidores.	A ERSE agradece a sugestão, a qual considera meritória. Um primeiro passo, na evolução para as TAR dinâmicas, foi dado com a introdução do ciclo semanal por épocas. A adoção deste ciclo tem sido lenta, esperando-se que, com a alteração dos períodos horários na sequência desta consulta pública, constitua um elemento motivador da adesão e, com isso, traga ao mercado e à ERSE mais elementos de avaliação. Portanto, a definição de TAR dinâmicas, além de exigente, implica uma adaptação, discussão e maturidade de conceitos que exige tempo e estudo sobre os impactes, mas será com certeza uma discussão de futuro.
Greenvolt Considera que poderá ser apropriado ponderar soluções avançadas como a definição dinâmica de períodos horários. Em alternativa, podem ser implementados controlos ativos de cargas, através da sua gestão remota pelos operadores, por exemplo no carregamento de veículos elétricos, para evitar picos de procura e gerir risco de simultaneidade.	O mercado deve desenvolver mecanismos e ferramentas de forma a tornar atrativo o consumo de energia, em períodos que podem ser distintos da utilização das redes. A tecnologia atual é, sem dúvida, um elemento potenciador de novas ofertas e formas de consumo alternativas. Ao nível da gestão da rede, existem neste momento alguns projetos que poderão apontar caminhos para melhorar a gestão de cargas. É disso exemplo, o projeto piloto Flex-C, direcionado em particular para o carregamento elétrico na rede interna em condomínios.
E- REDES Sinaliza dificuldades no caso dos produtores. Em concreto, refere que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) no seu artigo 114.º define que devem ser recolhidas leituras acumuladas por período horário nos contadores de produção sem recolha de diagramas quarto-horários, que correspondem sobretudo a Micro e Mini produção ainda em funcionamento com tarifa garantida.	No que respeita à questão identificada pela E-Redes, relativa à não adequação dos equipamentos de medição por parte das instalações de produção sem diagrama de carga, considera-se que essa atuação corresponde a um incumprimento contratual, por parte do produtor. Neste caso, são aplicáveis as regras contratuais estabelecidas entre as partes. Visando mitigar os efeitos económicos da obrigação de substituição do contador para os produtores com contrato

A E-REDES dá nota de que a parametrização dos equipamentos de medição das instalações de produção sem diagrama de carga, deve corresponder, como proposto, apenas às instalações cuja tarifa garantida varie por período horário. Refere ainda que esta operação pode ser bastante complexa, uma vez que estes equipamentos são de propriedade dos titulares e, em certos casos, podem não ser tecnicamente compatíveis com uma alteração dos períodos horários. E, mesmo sendo compatíveis, poderá não ser possível efetuar essa parametrização devido ao facto de o fabricante dos contadores já não existir ou não dar suporte aos modelos instalados. Nesse sentido, a E-REDES refere que caso não seja possível avançar com a parametrização destes contadores, os titulares serão informados sobre esse facto e terão de substituir os contadores por modelos adequados. Nesse âmbito, é importante que seja previsto que, caso a adequação do contador não seja realizada pelo titular até ao final do período de implementação gradual, seja definida uma regra sobre qual a consequência da não adequação (por exemplo, interrupção da instalação).	com o agregador de último recurso, abrangidos por regimes de miniprodução ou microprodução, podem adquirir o equipamento de medição, junto do operador de rede, mediante o pagamento do preço regulado previsto no artigo 23.º do RAC, nos casos em que a substituição do equipamento existente seja necessária para a correta faturação com os períodos horários nos termos contratualizados, conforme previsto no artigo 6.º da Diretiva que aprova os períodos horários.
REN Considera que caso, no futuro, exista uma obrigatoriedade de ciclos tarifários em todos os segmentos, esta obrigatoriedade permitirá passar um sinal importante aos consumidores, sugerindo uma uniformização dos ciclos tarifários para existência de uma simultaneidade nos períodos horários e assim uma maior previsibilidade do lado da procura, como, por exemplo, a abolição da existência de tarifas simples e ou ciclos diários.	A ERSE compreende o comentário e considera que idealmente todos os clientes deveriam estar sujeitos aos sinais de preço. Mas, em contraponto, é preciso proteger consumidores, em especial aqueles sem capacidade de gerir o perfil (e, portanto, de responder a esses sinais). Por essa razão, a ERSE considera que o foco nos clientes com capacidade de responder é um compromisso adequado.
E-Redes Refere a necessidade de reformular os perfis de perdas, que se baseiam no ciclo semanal, sugerindo que no momento da aprovação da alteração dos períodos horários, seja definido o procedimento a seguir para o cálculo dos perfis de perdas a aplicar no primeiro ano de operacionalização, ou seja, 2027.	A ERSE concorda que os perfis de perdas para 2027 devem respeitar a atualização do ciclo semanal a meio do ano. Neste contexto, caso os operadores considerem ser necessário seguir uma metodologia diferente (ex.: incluir resposta da procura), devem enviar à ERSE uma proposta metodológica, podendo para o efeito solicitar a prorrogação do prazo do envio da informação à ERSE, prevista no artigo 31.º, n.º 5 do RARII.

4.2 Mecanismos de monitorização	
ACEMEL, Elecpor, Elergone, Greenvolt e a Usenergy Assinalam a importância da implementação da nova estrutura horária ser acompanhada por mecanismos regulares de monitorização e avaliação, promovendo uma adaptação mais dinâmica dada a expectativa de alteração dos perfis de consumo e de produção de energia na rede.	A ERSE reconhece a importância de acompanhar os efeitos da implementação da nova estrutura de períodos horários, tendo em conta a evolução dos padrões de consumo e de produção de eletricidade. Neste contexto, a ERSE monitoriza regularmente o funcionamento do mercado e a evolução dos perfis de consumo. Não obstante, eventuais revisões futuras deverão basear-se em evidência robusta quanto à necessidade da sua alteração, salvaguardando a previsibilidade regulatória e a estabilidade necessária ao planeamento dos consumidores e dos agentes de mercado.
Iberdrola e Elecpor Concordam com um mecanismo de monitorização periódica, mas qualquer nova alteração só deverá ter efeito após um determinado período de aplicação (Iberdrola sugere após 6 anos) e com um pré-aviso (Iberdrola sugere de, pelo menos, 18 meses). No que respeita à monitorização sugerem que se avalie de forma periódica: i) o custo incremental das redes na nova estrutura horária definida para cada ciclo, comparando com os períodos homólogos; ii) a evolução do consumo na nova estrutura horária definida para cada um dos ciclos; iii) a evolução do número de instalações em cada opção tarifária; iv) evolução do consumo na nova estrutura horária definida vs preço horário no mercado MIBEL nos últimos anos.	A ERSE concorda com a necessidade de acompanhar os impactos decorrentes da implementação da nova estrutura de períodos horários e considera pertinentes os indicadores sugeridos para efeitos de monitorização. A ERSE reconhece ainda a importância da estabilidade regulatória, pelo que eventuais alterações futuras aos períodos horários deverão ocorrer apenas após um período de aplicação adequado, a definir com base em avaliação fundamentada e evidência da sua necessidade.
4.3 Consumidores diferenciados	
Na questão relativa à identificação sobre algum aspeto particular a ter em conta na aplicação dos novos períodos horários, como por exemplo a aplicação a certos conjuntos de utilizadores, como é o caso dos clientes eletrointensivos, a mobilidade elétrica ou o autoconsumo coletivo, foram recebidos comentários de alguns respondentes.	
Iberdrola A Iberdrola propôs que, tal como as TAR são distintas neste tipo de instalações, poderá ser necessário avaliar se deverá existir uma estrutura horária distinta para este tipo de instalações por forma a que 1) seja economicamente vantajoso para o cliente e 2) em termos de custos tenha menos impacto. Sobre que outras opções, para o futuro, devem ser ponderadas na definição dos sinais de preço por período horário, a Iberdrola indica que tem dúvidas sobre os benefícios de aplicar esta obrigatoriedade	A ERSE agradece os contributos apresentados, os quais abordam a eventual necessidade de diferenciação dos períodos horários, evolução dos sinais de preço e a consideração de abordagens e estratégias inovadoras aplicáveis a determinados perfis de consumidores. Neste contexto, importa clarificar que a ERSE decidiu manter o enquadramento da definição de períodos horários no âmbito das regras atualmente estabelecidas no Regulamento Tarifário, procedendo-se apenas a ajustamentos de natureza operacional, nomeadamente a

à BTN. Considera que a grande maioria dos clientes é passiva e vai sofrer um aumento considerável do preço final. De igual modo, tem dúvidas sobre os sinais locais, extremamente complexos de gerir com os clientes atualmente, sem que seja claro o custo-benefício obtido por esta complexidade.	relocalização dos períodos horários, sem alteração da respetiva lógica de base.
Elergone Considera ser vantajoso a criação de períodos horários específicos para determinados tipos de consumidores, de forma a incentivar tecnologias emergentes no mercado, como mobilidade elétrica, etc. Contudo, refere que tem de ser avaliado o benefício-custo de aumento de opções do ponto de vista sistemas informáticos de recolha, tratamento e faturação de dados.	Não obstante, reconhece-se que as matérias suscitadas pelos participantes, incluindo a eventual evolução para mecanismos mais dinâmicos de sinalização de preços, poderão ser objeto de desenvolvimentos futuros, no âmbito da evolução do quadro regulatório e da experiência adquirida com a aplicação do modelo vigente. Neste contexto, importa igualmente clarificar que a definição de períodos horários visa refletir os custos associados à utilização das redes elétricas, sendo a sua aplicação exclusiva às tarifas de Acesso às Redes (e, por decorrência, às TVCF). Este sinal distingue-se do preço da energia, o qual já incorpora variação horária através dos mecanismos de mercado grossista e das ofertas comerciais, refletindo as condições de oferta e procura em cada período temporal.
Bondalti Refere que em particular no contexto dos consumidores eletrointensivos, entende essencial que sejam experimentadas soluções inovadoras, como as tarifas dinâmicas, que apesar da complexidade, permitam uma gestão mais eficiente da energia e contribuam para reforçar a competitividade da indústria e da economia nacional. A este respeito referem ainda que, embora em 2018 tenha sido equacionada a realização de projetos-piloto neste domínio, não foi explorado plenamente este potencial. A evolução entretanto verificada na maturidade, digitalização e capacidade de gestão energética dos grandes consumidores, em particular dos eletrointensivos, permite hoje uma aplicação mais efetiva destes mecanismos.	Assim, os períodos horários definidos no âmbito das TAR não têm como objetivo replicar a dinâmica do mercado de energia, mas antes assegurar uma sinalização eficiente, estável e previsível da utilização da infraestrutura, complementando o sinal de preço da energia e contribuindo para a eficiência global do sistema elétrico.
REN e Greenvolt Consideram que a existirem aspetos particulares para determinados tipos de consumidores, deverão estar do lado das ofertas comerciais refletidas no preço de energia. A Greenvolt refere que os clientes eletrointensivos, embora consumam mais energia, possuem uma maior capacidade para adaptar o seu perfil de consumo face aos novos sinais de preço. Sobre os consumos da mobilidade elétrica destacam o risco da sincronização, ou seja, da simultaneidade de cargas no início dos períodos de vazio e em relação ao autoconsumo. A este respeito, a Greenvolt refere que a existência de sinais locais incentivariam o consumo nos horários de maior produção local, contribuindo para reduzir o congestionamento na rede devendo, contudo, ser avaliado se a implementação destas	

obrigatoriedades não poderiam representar uma restrição excessiva à liberdade de escolha dos utilizadores.	
Bondalti Relativamente às opções futuras na definição dos sinais de preço por período horário, a considera que, para consumidores eletrointensivos envolvidos em processos de descarbonização particularmente exigentes, o sistema tarifário não pode constituir um entrave ao acesso, nem agravar o custo da energia, em momentos de elevada disponibilidade renovável e baixo preço marginal. Dada a variabilidade intrínseca dos recursos naturais, a predefinição rígida de períodos horários tende a afastar-se da realidade operacional do sistema.	

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

