

PROJETO-PILOTO
DE APERFEIÇOAMENTO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES
EM MAT, AT E MT EM PORTUGAL CONTINENTAL

—

RELATÓRIO DE ANÁLISE

Maio 2021

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	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	ENQUADRAMENTO.....	3
2.1	Enquadramento nacional.....	3
2.2	Enquadramento internacional.....	4
3	PRINCIPAIS FASES DO PROCESSO	7
4	ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO PILOTO: RELATÓRIOS CBA E KPI.....	11
4.1	Relatório CBA	12
4.1.1	Função de benefício social (MIBEL).....	12
4.1.2	Perdas nas redes de transporte e distribuição.....	14
4.1.3	Diferimento de investimento em redes de transporte e distribuição.....	14
4.1.4	Custos de implementação e desenvolvimento	17
4.2	Relatório KPI.....	18
5	ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO PILOTO: ANÁLISE COMPLEMENTAR DA ERSE	35
5.1	Sinais de preço das redes e da energia	35
5.2	Sinal locacional nas tarifas de rede.....	37
5.3	Métricas para o uso das redes: trânsito de energia e custo das redes.....	38
5.4	Benchmarking com Espanha.....	41
5.5	Caracterização dos participantes.....	43
5.6	Análise das alterações testadas em projeto-piloto	44
5.6.1	Utilização da rede por área geográfica.....	45
5.6.2	Utilização da rede por períodos horários	53
5.6.3	Períodos de super vazio e vazio normal	60
5.6.4	Preços trimestrais no termo de energia ativa	63
5.6.5	Estrutura horária nos fins-de-semana.....	64
5.7	Desenho revisto da opção tarifária.....	65
5.7.1	Mapas horários	66
5.7.2	Estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes	70
6	ALTERAÇÕES REGULAMENTARES A INTRODUIR NA REGULAMENTAÇÃO VIGENTE	73
6.1	Opção tarifária na tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental.....	73
6.2	Diferenciação trimestral dos preços de energia ativa.....	75
6.3	Aperfeiçoamento das TVCF nas Regiões Autónomas.....	75
6.4	Possíveis alterações para clientes ligados em BT	77
6.5	Estudar alterações à variável de potência em horas de ponta	78
7	ANEXO	79

7.1	Dados utilizados	79
7.2	Determinação dos trânsitos de energia nas redes	80
7.3	Determinação dos custos das redes	82
7.4	PDIRT-E 2021: Diferenciação por área de rede	86
7.5	Anexos à análise complementar da ERSE	89
7.5.1	Trânsito de energia em MT.....	89
7.5.1.1	Diagrama horário	89
7.5.1.2	Distribuição horária das horas críticas na época alta	92
7.5.2	Custos das redes de MAT a MT	94
7.5.2.1	Diagrama horário	94
7.6	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar no projeto-piloto n.º 1	95
7.7	Períodos horários utilizados no projeto-piloto.....	97

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

Entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019 realizou-se o projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, de acordo com as regras aprovadas com a [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro ¹.

A finalidade do piloto era testar alterações para tornar as tarifas de Acesso às Redes mais aderentes aos custos, promovendo assim uma utilização mais eficiente das redes elétricas. As alterações incluíram a introdução de sinais locais através de períodos horários diferenciados por área de rede e a sinalização de um período de super ponta com um sinal de preço agravado, para além de outras alterações.

Esta iniciativa é um instrumento complementar na promoção da transição energética uma vez que pode melhorar os sinais económicos de curto e longo prazo para uma utilização eficiente da rede elétrica, contribuindo assim para uma transição energética a um custo menor.

Com base na análise custo-benefício positiva e com base nos outros indicadores apresentados neste Relatório, a ERSE irá propor que seja implementada uma opção tarifária no acesso às redes, designada por **tarifa de acesso às redes opcional** em MAT, AT e MT para Portugal continental. A opção tarifária caracteriza-se pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa). Para mais informação sobre o desenho da nova opção tarifária e das alterações regulamentares necessárias recomenda-se a leitura das secções 5.7 e 6.1, respetivamente.

A ERSE entende dever expressar um especial reconhecimento pelo trabalho colaborativo desenvolvido pelo Centro de Sistemas de Energia - INESC TEC e pela E-REDES – Distribuição de Eletricidade SA ², que em muito contribuiu para a concretização deste projeto-piloto.

¹ [Diretiva ERSE n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro, para a aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental.

² A ERSE determinou, através do Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro de 2017, a separação de imagem entre operadores do mesmo grupo económico no âmbito do setor elétrico. Nesse sentido, a EDP Distribuição SA implementou a 29 de janeiro de 2021 a mudança de nome e de marca para E-REDES – Distribuição de Eletricidade SA. Como o piloto se realizou antes dessa data, no presente relatório, o Operador da Rede de Distribuição em AT e MT é abreviadamente referido por «EDP D/ E-REDES».

2 ENQUADRAMENTO

Entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019 realizou-se o projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, de acordo com as regras publicadas pela ERSE na [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro ³.

2.1 ENQUADRAMENTO NACIONAL

Entende-se por opção tarifária, o direito dado ao cliente final de optar por mais do que uma estrutura de preços nas tarifas reguladas pela ERSE. As tarifas de Acesso às Redes não dispõem atualmente de opções tarifárias, com exceção dos clientes ligados em BTN ⁴. Ao contrário desta situação, nas tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT, cuja extinção se encontra prevista para dezembro de 2021, existem algumas opções tarifárias para os clientes em mercado regulado, em parte devido a circunstâncias históricas. Por regra estas opções tarifárias deveriam convergir a prazo para a estrutura da tarifa aditiva, entendida como a tarifa eficiente, que resulta da soma direta das várias tarifas por atividade que a compõem.

Em contraste, todos os clientes em Portugal continental dispõem de opções horárias, que representam o direito de escolher entre diferentes mapas de períodos horários para a mesma estrutura de preços. Para além dos períodos horários do ciclo semanal, aplicável a todos os fornecimentos, os clientes em MAT, AT e MT, o foco do projeto-piloto aqui avaliado, podem optar pela aplicação de um ciclo semanal opcional, que se distingue do primeiro sobretudo pela diferente distribuição das horas de ponta.

Para clientes ligados em MAT, AT e MT as variáveis de faturação da tarifa de Acesso às Redes são a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa e a energia reativa, como se mostra no Quadro 2-1 ⁵. No caso da energia, as variáveis de faturação encontram-se diferenciadas, por trimestre e por período horário (energia ativa) e por tipo de energia reativa.

³ [Diretiva ERSE n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro, para a aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental.

⁴ Os clientes em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA podem optar por uma de três opções tarifárias, nomeadamente entre as opções simples, bi-horária e tri-horária.

⁵ A mesma estrutura também é aplicável a clientes ligados em BTE.

Quadro 2-1 - Estrutura da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT		
Potência		(EUR/kW.dia)
	Potência em horas de ponta	X,XXXX
	Potência contratada	X,XXXX
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	X,XXXX
	Horas cheias	X,XXXX
	Horas de vazio normal	X,XXXX
	Horas de super vazio	X,XXXX
Períodos II, III	Horas de ponta	X,XXXX
	Horas cheias	X,XXXX
	Horas de vazio normal	X,XXXX
	Horas de super vazio	X,XXXX
Energia reativa		(EUR/kvarh)
	Indutiva	X,XXXX
	Capacitiva	X,XXXX

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT SE) estipula, nos princípios gerais, que as tarifas reguladas devem transmitir os sinais económicos para uma utilização eficiente das redes e demais instalações do sistema elétrico⁶. Concretamente para as redes, como a sua utilização varia no tempo e no local, a estrutura ideal das tarifas de uso das redes deveria diferenciar estas duas dimensões. A diferenciação temporal das tarifas de uso das redes é uma realidade para os clientes em todos os níveis de tensão. A diferenciação pelo local não se encontra especificamente prevista, até porque pode ser entendida como contrariando o princípio da uniformidade tarifária estabelecida na legislação de bases⁷ e no RT SE⁸.

2.2 ENQUADRAMENTO INTERNACIONAL

No contexto da transição energética, são vários os intervenientes que veem a necessidade de melhorar as tarifas de rede para garantir uma transição a um custo menor.

⁶ Alínea h) do artigo 5.º do [Regulamento Tarifário](#), aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio.

⁷ Alínea b) do n.º 1 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

⁸ Alínea b) do artigo 5.º do RT SE: «Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas.».

Em vários países observam-se iniciativas para explorar alterações à estrutura tarifária, apesar do princípio da estabilidade tarifária exigir prudência nas alterações efetuadas. Para ilustrar estas iniciativas referem-se os casos da Alemanha, da Áustria e da Grã-Bretanha.

Na Alemanha, entrou em vigor a 22 de julho de 2017 a Lei para a Modernização da Estrutura das Tarifas de Rede (NEMoG, na sigla alemã) ⁹, que alterou dois aspetos chave. Por um lado, a NEMoG veio estabelecer a uniformidade tarifária nas tarifas de transporte, a atingir gradualmente até ao início do ano de 2023. Para além de uma questão de equidade, concluiu-se que algumas regiões do país estavam a pagar reforços na rede de transporte devido aos fluxos de energia renovável que, no final, também estavam a beneficiar utilizadores situados noutras regiões, e que estes não estariam a contribuir para o pagamento dessas redes. Por outro lado, estabeleceu-se um limite aos valores pagos a produtores de geração distribuída na forma de custos evitados das redes ¹⁰. Com a informação de hoje, as autoridades alemãs concluíram que esses benefícios são menos elevados do que anteriormente assumidos, até porque muitas das vezes ocorrem fluxos invertidos de energia, sendo necessário reforçar a rede de transporte a montante para transportar o excesso de energia renovável de uma região para os pontos de consumo noutra parte do país.

Na Áustria, o regulador E-Control, publicou em janeiro um documento de posição ¹¹ sobre o desenvolvimento da estrutura das tarifas de rede do setor elétrico. Para além de rever a estrutura de preços nas ligações à rede, estabelece a eliminação do termo tarifário fixo nas tarifas de uso das redes devido à implementação generalizada dos contadores inteligentes e propõe estudar o mérito de regimes de interruptibilidade, entre outras matérias.

Na Grã-Bretanha, o regulador Ofgem, desencadeou duas revisões regulamentares profundas. A primeira revisão, denominada «*Targeted Charging Review*» ¹², serviu para rever a estrutura tarifária dos valores designados por termos residuais ¹³ nas tarifas de uso das redes e para rever os benefícios económicos atribuídos à geração distribuída. A segunda revisão, denominada «*Access and Forward-Looking Charging*

⁹ [Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur \(Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMoG\)](#), de 17 de julho de 2017.

¹⁰ O sistema tarifário na Alemanha atribui estes benefícios na premissa de que a energia injetada na rede de distribuição não necessita de utilizar a rede de transporte, reduzindo assim a necessidade de investimento na rede de transporte.

¹¹ «[„Tarife 2.1“ Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur](#)», E-Control, janeiro 2021.

¹² Decisão final publicada 18 de dezembro de 2019 e disponível na [página](#) da Ofgem.

¹³ A Ofgem define como valor residual a diferença entre os proveitos permitidos dos operadores das redes e os proveitos recuperados com as tarifas que resultam da metodologia dos custos prospetivos de longo prazo. Ver também nota de rodapé 15.

Review»¹⁴, debruça-se sobre as regras de acesso às redes e sobre os termos prospetivos¹⁵ das tarifas de uso das redes.

No seguimento da aprovação do Pacote de Energia Limpa, o quadro legislativo europeu para o setor elétrico, a Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) passou a ter a responsabilidade de publicar um relatório de boas práticas para as tarifas de transporte e distribuição¹⁶, com uma periodicidade de 2 anos. As entidades reguladoras devem ter em conta o relatório sobre boas práticas da ACER ao fixarem ou aprovarem as tarifas de transporte e as tarifas de distribuição¹⁷.

Também do lado dos operadores das redes, existe a perceção que a estrutura tarifária é um elemento importante para uma transição energética a custos eficientes. Num estudo¹⁸ recente da EURELECTRIC, uma associação de vários stakeholders do setor elétrico, em cooperação com a E.DSO¹⁹ e a Monitor Deloitte, estudaram-se os desafios para os investimentos necessários nas redes de distribuição devido à transição energética. Uma das recomendações para a regulação do setor elétrico prende-se com a necessidade de ter estruturas tarifárias eficientes, que permitam otimizar os investimentos de longo prazo e facilitem a sustentabilidade económica do setor em cada país. O estudo realça que uma estrutura tarifária eficiente nas redes deve: (1) apenas recuperar custos relacionados com a rede elétrica, (2) ser neutra em termos tecnológicos para evitar subsídios cruzados, e (3) alocar de forma adequada os custos das redes aos utilizadores das mesmas²⁰. O estudo, também alerta para os riscos em termos do equilíbrio económico-financeiro do setor elétrico caso não se desenvolvam estruturas tarifárias adaptadas aos novos utilizadores da rede, como por exemplo o autoconsumo.

¹⁴ Informação disponível na [página](#) da Ofgem.

¹⁵ A Ofgem separa as tarifas de rede em duas componentes, designadamente os termos residuais (*'residual charges'*) e os termos prospetivos (*'forward-looking charges'*), relacionados com o custo incremental de utilização da rede.

¹⁶ As primeiras edições deste relatório da ACER foram publicadas em dezembro de 2019 para as [tarifas de transporte](#) e em fevereiro de 2021 para as [tarifas de distribuição](#).

¹⁷ Número 10 do artigo 18.º do [Regulamento \(UE\) 2019/943](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

¹⁸ «[Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition](#)», Eurelectric em cooperação com E.DSO e Monitor Deloitte, janeiro 2021.

¹⁹ E.DSO - *European Distribution System Operators*.

²⁰ Para efeitos da alocação de custos o estudo enumera um conjunto de critérios: perfis de consumo e geração, potência de uso, nível de tensão, área geográfica, e diferenciação temporal.

3 PRINCIPAIS FASES DO PROCESSO

O quadro seguinte apresenta, de forma sintética, as principais etapas que se realizaram para a concretização do projeto-piloto, e que antecederam a publicação do presente Relatório.

Quadro 3-1 - Principais etapas para a concretização do projeto-piloto

Data	Etapa
27/07/2011 – 19/08/2011	Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, através da Consulta Pública da ERSE n.º 36 , que determinou a apresentação de estudos de viabilidade sobre a introdução de tarifas dinâmicas por parte dos operadores das redes.
26/06/2014 – 22/12/2014	Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, através da Consulta Pública da ERSE n.º 48 , que determinou a apresentação de planos de implementação para a realização de projetos-piloto com tarifas dinâmicas por parte dos operadores das redes.
06/03/2017 – 14/04/2017	Consulta Pública da ERSE n.º 59 sobre projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas.
27/02/2018	Aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental através da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, de 27 de fevereiro.
20/03/2018 e 23/03/2018	Sessões de divulgação com apresentações da ERSE e da EDP D/ E-REDES no Porto (20 março) e em Lisboa (23 março).
01/06/2018	Início do Projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental.
31/05/2019	Fim do no Projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental
18/12/2019	Envio à ERSE pela EDP D/ E-REDES das versões definitivas do Relatório CBA e do Relatório KPI, previstos no artigo 9.º da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE.

O ponto de partida para a concretização do projeto-piloto avaliado neste Relatório, surge com a referência no RT SE em 2011 ²¹ a uma futura implementação de tarifas dinâmicas na tarifa Acesso às Redes. Para isso, estabeleceu-se a apresentação à ERSE, pelas entidades concessionárias do transporte e distribuição de eletricidade ²² em Portugal, de estudos de viabilidade sobre a introdução de tarifas dinâmicas, até final de 2012.

²¹ [Regulamento n.º 496/2011](#) da ERSE, de 19 de agosto.

²² A apresentar por parte da concessionária da rede de distribuição de eletricidade de Portugal continental (EDP D/E-REDES) e das concessionárias do transporte e distribuição de eletricidade na Região Autónoma da Madeira (EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira) e na Região Autónoma dos Açores (EDA – Eletricidade dos Açores).

Já em 2014, no âmbito da revisão do RT SE, ficou definido que as mesmas entidades concessionárias apresentassem planos de implementação para a realização de projetos-piloto com tarifas dinâmicas. As regras para estes planos de implementação, aprovadas em dezembro de 2014, vieram estabelecer que os planos de implementação abordassem um conjunto de aspetos relevantes sobre o desenho dos projetos-piloto, adicionados de uma análise benefício-custo preliminar.

Posteriormente, a [Consulta Pública da ERSE n.º 59](#), sobre projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas, divulgou os [planos de implementação](#) apresentados pelos operadores e permitiu à ERSE apresentar primeiras propostas de tarifas dinâmicas para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Foram discutidos desenhos alternativos para a realização de um projeto-piloto para a introdução de uma tarifa dinâmica no Continente e três projetos-piloto para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária vigente, designadamente um projeto para o aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental e dois projetos para o aperfeiçoamento da tarifa de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Tendo em conta os [comentários](#) recebidos, a ERSE aprovou a [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro, que veio estabelecer as regras para dois projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental ²³. Devido à complexidade que se antecipava com a implementação do piloto com as tarifas dinâmicas, a ERSE comunicou ²⁴ que iria proceder à deliberação sobre os projetos-piloto nas Regiões Autónomas em fase posterior.

No contexto da Diretiva n.º 6/2018, o primeiro projeto-piloto (Projeto-piloto 1), de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, não representa um projeto-piloto de tarifas dinâmicas. O principal objetivo era a introdução de alterações para melhorar a aderência das tarifas aos custos, designadamente através da aplicação de mapas horários por área de rede, da introdução de um novo conceito de super ponta, da eliminação da variabilidade trimestral nos preços de energia ativa, da alteração na potência em horas de ponta, da introdução de épocas na definição dos períodos horários dentro do ano e da igualização dos sábados, domingos e feriados na aplicação dos períodos horários.

O segundo projeto-piloto (Projeto-piloto 2), de introdução de tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT, consistia numa alteração mais profunda da tarifa de Acesso às Redes, incluindo, para além

²³ A metodologia seguida para definir as regras pode ser consultada [aqui](#).

²⁴ Ver [discussão dos comentários](#) recebidos à Consulta Pública n.º 59 da ERSE.

da maioria das alterações testadas no Projeto-piloto 1, também a ativação de períodos críticos pelo Operador da Rede de Distribuição, em articulação com o Operador da Rede de Transporte. Os períodos críticos, a ativar com uma antecedência mínima de 24 horas úteis, implicariam para os participantes a aplicação de preços significativos no período de ponta na tarifa de Acesso às Redes, desincentivando-se assim o consumo nesses períodos de maior utilização da rede elétrica.

Tendo em vista a informação dos comercializadores e dos potenciais interessados, a ERSE, conjuntamente com a EDP D/E-REDES, organizaram duas sessões de divulgação dos projetos-piloto nos dias 20 e 23 de março de 2018, no Porto e em Lisboa, respetivamente. Nessas sessões, comunicou-se o dia 20 de abril de 2018 como data limite para a apresentação de candidaturas.

Face ao objetivo de atingir um universo alvo de 100 participantes em cada um dos dois projetos-piloto, o total de candidaturas para o conjunto dos dois projetos-piloto ficou abaixo do limiar dos 100 participantes ²⁵. Tendo em conta a maior preferência pelo Projeto-piloto 1 por parte dos candidatos, a ERSE decidiu avançar apenas com esse projeto, deixando cair o projeto para a introdução de uma tarifa dinâmica ²⁶. No final, e durante a interação do Operador da Rede de Distribuição em MT e AT com os candidatos, foi possível atingir um total de 82 participantes para o Projeto-piloto 1. Após a seleção dos participantes, seguiu-se a celebração dos contratos de participação, a assinar por três partes: o cliente, o seu comercializador e o ORD ²⁷.

De referir que o Projeto-piloto 1 realizou-se no prazo previsto pela Diretiva n.º 6/2018, com uma duração de 12 meses, iniciando-se em 1 de junho de 2018 e terminando a 31 de maio de 2019.

Em matéria de avaliação do projeto-piloto, a mesma diretiva estabeleceu no artigo 9.º a obrigação para o Operador da Rede de Distribuição em MT e AT realizar uma análise benefício-custo, incluindo a análise dos indicadores desempenho KPI (*'KPI – Key Performance Indicators'*) listados nesse mesmo artigo ²⁸. Por opção, a obrigação legal foi correspondida através de dois relatórios individuais, nomeadamente um relatório com a análise benefício custo (Relatório CBA) e outro relatório com a análise dos indicadores KPI

²⁵ A 23 de abril o Operador da Rede de Distribuição em AT/MT comunicou a existência de 79 candidatos, na seguinte composição: 56 apenas queriam participar em um dos projetos-piloto (44 no Piloto 1, 12 no Piloto 2); 23 estavam dispostos a qualquer um dos dois pilotos (15 com preferência pelo Piloto 1, 8 com preferência pelo Piloto 2).

²⁶ Considerando a informação conhecida a 23 de abril, o número máximo de candidatos para o Projeto-piloto 2 teria sido de 35 clientes, incluindo já os clientes com uma preferência relativa pelo outro piloto.

²⁷ Ou o ORT, no caso de ligações em MAT.

²⁸ De acordo com o número 3 do artigo 9.º, Operador da Rede de Distribuição em AT e MT deve elaborar manual com os indicadores KPI.

(Relatório KPI) ²⁹. Até à entrega dos dois relatórios, elaborados pelo INESC TEC, o consultor técnico com o qual o Operador da Rede de Distribuição em MT e AT assinou o contrato de prestação deste serviço, existiram várias reuniões de acompanhamento entre a ERSE, a EDP D/E-REDES e o INESC TEC. Designadamente no momento da apresentação do relatório intercalar, após a conclusão de seis meses do projeto-piloto, foi possível refletir sobre melhorias aos relatórios, tendo o INESC TEC acolhido várias das sugestões apresentadas pela ERSE ao longo do processo.

O envio à ERSE pela EDP D/E-REDES das versões definitivas do Relatório CBA e do Relatório KPI, previstos no artigo 9.º da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, concretizou-se no dia 18 de dezembro de 2019.

²⁹ Ver discussão dos dois relatórios no capítulo 4.

4 ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO PILOTO: RELATÓRIOS CBA E KPI

Para avaliar se existe, efetivamente, um aperfeiçoamento da estrutura tarifária, ficou estabelecido na [Diretiva n.º 6/2018](#), artigo 9.º, que o ORD em AT e MT deve realizar uma análise benefício-custo, a apresentar à ERSE, da qual deve constar um conjunto de indicadores KPI ('Key performance indicators'). O ORD em AT e MT cumpriu com este requisito através da apresentação, em dezembro de 2019, de dois relatórios individuais, elaborados pelo INESC TEC:

1. «Análise de benefício custo relativa ao aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT» (**Relatório CBA**)
2. «Projeto Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária do Acesso às Redes em MAT, AT e MT: Relatório de Final para a EDP Distribuição» (**Relatório KPI**)

Os resultados do Relatório CBA e do Relatório KPI encontram-se resumidos nas secções 4.1 e 4.2, respetivamente. Para mais informação sugere-se a consulta dos dois relatórios, disponíveis no site da ERSE. De forma a complementar estes dois relatórios é apresentada no capítulo 5 a análise da ERSE.

Quadro 4-1 - Resultados do projeto-piloto

Relatório CBA	
Benefício líquido, milhares €	+ 50 896,40
Relatório KPI	
Variação do consumo nas horas de super ponta (K6a), %	-2,19 %
Variação do consumo nas horas de ponta (K6b), %	-1,44 %
Elasticidade intradiária (K7)	-0,0288
Compensações a pagar pelo ORD aos consumidores participantes (K9), %	1,05 %

4.1 RELATÓRIO CBA

O quadro seguinte resume o benefício líquido dos aperfeiçoamentos testados em projeto-piloto, decomposto pelas parcelas dos vários benefícios e dos custos de implementação e desenvolvimento.³⁰ De referir, que os custos de implementação e desenvolvimento incluem os custos de implementação do projeto-piloto e os custos de desenvolvimento para uma fase pós-piloto.

Como se observa, o benefício líquido identificado é significativamente positivo, sobretudo pela diferença entre os custos de implementação e desenvolvimento e os ganhos estimados por diferimento de investimentos em redes elétricas.

Quadro 4-2 - Decomposição do benefício líquido dos aperfeiçoamentos testados em projeto-piloto

Tipo de benefício/custo		Valor atual
		<i>Milhares €</i>
Benefícios	Função de benefício social (MIBEL)	- 378,06
	Perdas nas redes de transporte e distribuição	+ 118,22
	Diferimento de investimento em redes de transporte e distribuição	+ 51 716,74
Custos	Custos de implementação e desenvolvimento	- 560,50
Benefício líquido		+ 50 896,40

Nas subsecções seguintes, resumem-se em maior pormenor as análises que levaram aos valores apresentados no Quadro 4-2.

4.1.1 FUNÇÃO DE BENEFÍCIO SOCIAL (MIBEL)

Para determinar o impacto na função de benefício social no mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), foi considerado o impacto que a deslocação de consumos em Portugal continental teria em termos de equilíbrio no mercado diário de eletricidade do MIBEL. Por função de benefício social, entende-se a

³⁰ O impacto na contratação de banda de reserva secundária e de energia de regulação terciária não é incluído uma vez que o valor determinado no Relatório CBA era negligenciável.

diferença entre a valorização agregada das ofertas de compra e a valorização agregada das ofertas de venda ³¹.

O Relatório CBA avalia, para esse efeito, o impacto de deslocar consumos das horas de ponta do sistema elétrico português para as horas adjacentes, resultando assim numa perda de benefício social nas horas de ponta (devido à contração da curva das ofertas de compra) e num ganho de benefício social nas horas adjacentes (devido à expansão da curva das ofertas de compra). O impacto agregado no benefício social, depende da configuração concreta das curvas agregadas de compra e venda do MIBEL e depende do efeito no preço de mercado em cada leilão horário, podendo ocorrer um aumento ou uma diminuição do benefício social em termos agregados. Contudo, caso ocorresse uma deslocação consistente de consumo das horas de maior preço de mercado para horas de menor preço de mercado, seria de esperar um aumento do benefício social, uma vez que em média estariam a ser utilizadas fontes de produção de menor custo marginal.

Tendo em conta o grande volume de dados implícitos nesta análise, avaliou-se apenas informação referente ao ano de 2018, projetando os resultados aí encontrados para todo o horizonte da análise (2018-2040). Em particular, os resultados obtidos assentam na observação de que o efeito encontrado para a função benefício social reduzido, em valor absoluto, em períodos com uma reduzida volatilidade dos preços horários e que em períodos de maior volatilidade o impacto no benefício social tende a ser negativo.

Considerando um deslocamento de 1,7% do consumo ³² para fora do período de super ponta ³³ em cada área de rede, e tendo em conta o peso que alterações de consumo em Portugal têm na formação de preço no espaço ibérico, o Relatório CBA estima um impacto no valor atual do benefício social do MIBEL de -378,06 milhares de euros, correspondendo por isso a uma redução do benefício social.

³¹ Em linguagem da teoria económica a função de benefício social refere-se à soma do excedente do consumidor (diferença entre a valorização agregada das ofertas de compra e o preço de mercado) com o excedente do produtor (diferença entre o preço de mercado e a valorização agregada das ofertas de venda).

³² O deslocamento da procura de 1,7% foi o valor determinado na secção 2.3 do Relatório CBA. Este valor foi determinado a partir dos participantes do projeto-piloto, em comparação com o grupo de controlo, como sendo a redução do consumo médio em horas de super ponta. Para uma definição do que é a super ponta, ver a nota de rodapé 33.

³³ O período de super ponta correspondeu no projeto-piloto às horas de ponta dos três meses identificados como sendo de maior utilização em determinada área de rede (estes três meses foram classificados como Época 1). A super ponta correspondia aproximadamente a 300 horas por ano.

4.1.2 PERDAS NAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A segunda etapa do Relatório CBA estima o impacto nas perdas de rede referentes aos níveis de tensão de MAT, AT e MT. A partir dos perfis de perdas publicados pela ERSE para o ano de 2018, e assumindo novamente uma deslocação de 1,7% das horas de super ponta para as horas adjacentes, determinou-se para Portugal continental o impacto em termos de perdas de energia na rede para o horizonte 2018-2040. As perdas foram seguidamente valorizadas com um valor correspondente à tarifa aditiva³⁴ de 2018, obtendo-se os valores apresentados no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Ganhos com perdas nas redes de transporte e distribuição no horizonte 2018-2040

Nível de tensão	Ganhos com perdas evitadas
	<i>Milhares €</i>
MAT	0,69
AT	11,31
MT	106,22
Total	118,22

Como fica visível no quadro apresentado, o ganho principal em perdas de rede acontece sobretudo na rede de distribuição em MT. Este resultado é compreensível na medida que essa rede apresenta fatores de perdas superiores aos níveis de tensão a montante, para além de ter associada uma valorização monetária superior por unidade de energia.³⁵

4.1.3 DIFERIMENTO DE INVESTIMENTO EM REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

No capítulo que estima os benefícios decorrentes do diferimento de investimento em redes de transporte e distribuição, o Relatório CBA apresenta duas abordagens alternativas. Na Abordagem 1 é realizado um exercício de simulação com base na utilização efetiva de vários equipamentos de rede. Na Abordagem 2 utilizam-se os valores de custo incremental adotados pela ERSE para monetizar os custos evitados decorrentes de uma deslocação da procura.

³⁴ A tarifa aditiva representa o custo de fornecimento de eletricidade, correspondendo à soma da tarifa de Acesso às Redes, da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização publicadas pela ERSE para 2018.

³⁵ A tarifa aditiva de 2018 utilizada para valorizar as reduções em perdas de energia na rede são iguais a (78,8|87,2|112,6 EUR/MWh) para (MAT|AT|MT), respetivamente.

A Abordagem 1 toma como ponto de partida os níveis máximos de utilização de vários equipamentos de rede em AT e MT no ano 2018, designadamente linhas aéreas em AT, cabos subterrâneos em AT e subestações AT-MT. De seguida é feito um exercício de simulação com base no crescimento do consumo de energia para o horizonte 2018-2040, impondo um mecanismo de reforço da rede sempre que determinado equipamento atinja um nível de utilização máxima de 75%. Os investimentos realizados neste primeiro cenário («Cenário base») são posteriormente comparados com um segundo cenário («Deslocamento do consumo»), no qual se admite um deslocamento de consumo para fora das horas de super ponta de forma permanente, repetindo-se o exercício de simulação para os reforços da rede. A diferença encontrada entre os dois cenários representa o montante de custos evitados com o deslocamento do consumo, e é apresentada no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Custos evitados de investimento em equipamentos de rede (Abordagem 1)

Equipamento	Cenário base [A]	Deslocamento de consumo [B]	Custos evitados [A] – [B]
	<i>Milhares €</i>	<i>Milhares €</i>	<i>Milhares €</i>
Linhas aéreas em AT	255 516,60	248 394,70	7 121,90
Cabos subterrâneos em AT	92,77	92,77	0,00
Subestações em AT-MT	19 421,54	18 876,95	544,59
Total	275 030,91	267 364,42	7 666,49

Nota: Valores para o horizonte 2018-2040, admitindo um deslocamento do consumo de 1,7% no cenário «Deslocamento de consumo».

Os custos evitados com a Abordagem 1 totalizam para o horizonte 2018-2040 um valor de 7 666,49 milhares de euros, valor explicado maioritariamente pelo adiamento de investimentos em linhas aéreas em AT.

Em alternativa à Abordagem 1, o estudo quantifica os custos evitados das redes através de uma segunda abordagem (Abordagem 2). Na Abordagem 2 o consumo deslocado para fora das horas de ponta é valorizado com os custos incrementais adotados pela ERSE para o uso das redes de transporte e distribuição, novamente para o horizonte 2018-2040.

Os custos incrementais da ERSE correspondem ao investimento adicional que decorre de incrementos do lado da procura. Numa perspetiva comparativa, a redução da procura em horas de super ponta representa uma menor necessidade de investimentos em reforços ou substituições, resultando por isso em custos

evitados para o sistema elétrico. Os custos evitados de acordo com a Abordagem 2, discriminados por nível de tensão, encontram-se resumidos no Quadro 4-5. Aproximadamente 63% dos custos evitados encontrados com esta abordagem dizem respeito ao nível de tensão MT.

Quadro 4-5 - Custos evitados em redes de transporte e distribuição (Abordagem 2)

Nível de tensão	Custos evitados
	<i>Milhares €</i>
MAT	5 403,43
AT	13 503,39
MT	32 809,93
Total	51 716,74

Nota: Valores para o horizonte 2018-2040, admitindo um deslocamento do consumo de 1,7%.

Uma primeira observação evidente é a diferença de magnitude nos custos evitados entre as duas abordagens. Essa diferença explica-se, sobretudo, pelo âmbito dos equipamentos de rede incluídos em cada abordagem. Enquanto na Abordagem 1, os valores referentes incluem essencialmente equipamentos referentes à distribuição em AT, adicionados das subestações AT-MT, os custos incrementais utilizados na Abordagem 2 consideram um âmbito mais vasto, designadamente ao incluir todos os equipamentos de rede em MAT, AT e MT, abrangendo tanto a atividade de distribuição como a atividade de transporte.³⁶

Uma segunda observação, é a diferença de magnitude nos custos evitados da Abordagem 2 face à abordagem equivalente da análise benefício-custo apresentada em 2016³⁷.

Nessa altura, o benefício por diferimento de investimentos em rede elétrica totalizava um valor aproximado de 9 194 milhares de euros, referente a um deslocamento de 5% do consumo em horas de ponta durante um horizonte de análise de 16 anos (2015-2030).³⁸ O principal motivo para a magnitude dos custos evitados ser maior no Relatório CBA de 2019 é de carácter metodológico. Na análise de 2016, o deslocamento

³⁶ Os custos incrementais adotados pela ERSE incluem ainda duas dimensões que também podem justificar parte da diferença face à Abordagem 1: (1) os custos incrementais da ERSE incluem uma parcela referente aos custos operacionais; (2) os custos incrementais da ERSE incluem valores referentes a participações.

³⁷ A análise benefício-custo de 2016 representou uma avaliação preliminar para decidir se a realização do projeto-piloto se justificava.

³⁸ Por comparação, o Relatório CBA de 2019 considera um deslocamento de 1,7% do consumo em super ponta para um horizonte de 23 anos (2018-2040).

permanente da procura num determinado ano era apenas contabilizado como um custo evitado desse mesmo ano. Em discussões entre a ERSE e os autores do Relatório CBA, concluiu-se que um deslocamento permanente da procura deve, de facto, ser valorizado como um custo evitado nos vários anos em que se verifica esse mesmo deslocamento, uma vez que o próprio conceito de custo incremental reflete um custo anualizado por investimentos em equipamento de rede.

Logo, um deslocamento permanente de consumo deve ser valorizado através dos custos incrementais nos vários anos de ocorrência do deslocamento, descontando os custos evitados dos vários anos com uma análise de valor atual.

Como explicado anteriormente, uma vez que a Abordagem 2 é considerada mais completa para efeitos de monetização do diferimento de investimentos em rede, o resultado global da análise benefício-custo considera, no Quadro 4-2, apenas o resultado da Abordagem 2.

4.1.4 CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

O Relatório CBA inclui dois tipos de custos na análise. Em primeiro lugar, considera os custos de implementação do piloto, incluindo a consultadoria do INESC-TEC para o desenvolvimento e acompanhamento do projeto-piloto, as sessões de divulgação destinadas a consumidores e comercializadores e os custos com o desenvolvimento do portal de acompanhamento dos projetos-piloto.

Em segundo lugar, considera os custos com a generalização das estruturas tarifárias após o piloto. Estes custos são incluídos para se poder verdadeiramente estudar a viabilidade das novas estruturas tarifárias. Caso os custos de generalização após o piloto fossem muito significativos, isso poderia inviabilizar o mérito das alterações em análise.

Quadro 4-6 - Custos de implementação e desenvolvimento

Tipo de custo	Valor atual
	<i>Milhares €</i>
Custos de implementação do projeto-piloto	236,40
Custos com a generalização das estruturas tarifárias após o piloto	324,10
Total	560,50

Nota: Valor atual dos investimentos, referidos ao ano de 2018.

4.2 RELATÓRIO KPI

A Diretiva ERSE n.º 6/2018 elenca no n.º 2 do artigo 9.º uma lista de nove indicadores KPI a incluir na análise benefício-custo relativa ao projeto-piloto, que se encontram listados no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Indicadores KPI do Relatório KPI

Indicadores globais
K1 – Variação do consumo global nas horas de super ponta e de ponta
K2 – Custo evitado das perdas a longo prazo
K3 – Custo evitado a longo prazo de investimento em equipamentos de rede
K4 – Variação global da potência de ponta nas horas de super ponta e de ponta
K5 – Correspondência a nível global dos períodos super ponta e de ponta do consumo com os períodos de super ponta e de ponta definidos no tarifário
Indicadores individuais
K6 – Variação do consumo em horas de super ponta e de ponta para consumidor participante
K7 – Elasticidade intradiária da procura dos consumidores participantes
K8 – Correspondência a nível individual dos períodos de ponta e super ponta previstos no tarifário com os períodos de maior consumo dos consumidores participantes
K9 – Variação do custo do Acesso às Redes suportado pelos consumidores participantes

Como se observa no Quadro 4-7, os indicadores analisados no Relatório KPI encontram-se agrupados em duas categorias distintas: indicadores globais e indicadores individuais. Os indicadores globais avaliam várias métricas com base na informação agregada de Portugal continental, i.e., agregando os dados dos participantes do piloto com os dados dos não-participantes. Por sua vez, os indicadores individuais avaliam várias métricas apenas com a informação dos participantes do piloto.

No caso dos indicadores globais, uma vez que os participantes têm um peso reduzido no contexto de todo o consumo em Portugal continental, é de esperar que na ausência de fatores exógenos estes indicadores não apresentem alterações significativas, embora o contributo marginal dos participantes deveria influenciar os indicadores no sentido da melhoria.

Importa referir que, a pedido da ERSE, foram ainda analisados diferentes variantes dos indicadores listados no Quadro 4-7, com o objetivo de dar maior robustez às conclusões.

Enquanto a análise conduzida no Relatório CBA corresponde a um exercício de simulação para um horizonte plurianual (2018-2040), o Relatório KPI assenta numa comparação direta entre os dados do piloto (**situação «piloto»**) face aos dados hipotéticos fora do piloto (**situação «não-piloto»**).

Uma vez que é impossível observar qual teria sido o comportamento dos participantes durante a duração do piloto se estes não estivessem sujeitos aos incentivos do projeto-piloto, foi necessário desenvolver uma abordagem para estimar esse comportamento hipotético. Para obter o perfil de consumo «não-piloto» de cada participante recorreu-se ao nível de consumo na fase pré-piloto³⁹, ajustando o perfil de consumo quarto-horário em base mensal com um fator multiplicativo, de forma a obter o mesmo consumo mensal quando comparado com o período do piloto⁴⁰. Admitiu-se este procedimento como adequado, uma vez que o objetivo principal dos aperfeiçoamentos testados no projeto-piloto dizem respeito ao deslocamento de consumo, e não à alteração do nível de consumo, sendo por isso expectável que numa análise *ceteris paribus* o nível de consumo mensal não deveria ser influenciado pela participação no projeto-piloto.

Naturalmente, a abordagem seguida para obter o perfil não-piloto pode igualmente ser questionada em termos da sua validade. Dada a ausência de candidatos para além dos participantes efetivos que pudessem integrar um **grupo de controlo**, como originalmente prospetivado pela Diretiva ERSE n.º 6/2018, não foi possível seguir outro tipo de abordagem estatística. Em última instância, o Relatório KPI apresenta como grupo de controlo os dados do consumo agregado de Portugal continental, aos quais são subtraídos os dados de consumo dos participantes no projeto-piloto.

³⁹ Período correspondente aos doze meses que antecederam o projeto-piloto, isto é, de 1 de junho de 2017 a 31 de maio de 2018.

⁴⁰ Período correspondente aos doze meses do projeto-piloto, isto é, de 1 de junho de 2018 a 31 de maio de 2019.

INDICADOR K1

O indicador K1 corresponde à **variação do consumo global nas horas de super ponta e de ponta**. Na sua base, o indicador K1 indica o valor do consumo médio horário numa determinada janela temporal, normalizado pelo consumo médio horário durante o ano em que se realizou o projeto-piloto.

No âmbito da análise ao indicador K1 foram avaliados quatro variantes, que se encontram resumidos no Quadro 4-8. As variantes K1a e K1b medem a variação do consumo médio em horas de super ponta e horas de ponta, respetivamente, de acordo com os períodos horários previamente definidos para efeitos do projeto-piloto. As variantes K1c e K1d medem a variação do consumo médio nas horas de maior utilização ⁴¹, nomeadamente nas 300 horas e 980 horas de maior utilização ⁴², respetivamente.

Quadro 4-8 - Variantes do indicador K1

Indicadores globais: variantes do indicador K1
K1a – Variação do consumo global nas horas de super ponta
K1b – Variação do consumo global nas horas de ponta
K1c – Variação do consumo global nas 300 horas de maior utilização
K1d – Variação do consumo global nas 980 horas de maior utilização

O Quadro 4-9 indica os intervalos de valores observados na situação piloto, em comparação com a situação não-piloto. O intervalo de valores resulta da inclusão de 12 situações diferentes para as quais se calcula cada uma das quatro variantes do indicador K1.⁴³

Na ausência de fatores exógenos para a utilização da rede elétrica, seria de esperar que as variantes do indicador K1 assumissem valores próximos da situação não-piloto, utilizado como índice de base 100 no Quadro 4-9, uma vez que as variantes do indicador K1 são calculadas para a totalidade dos consumos em Portugal continental, incluindo participantes e não-participantes. O comportamento dos participantes, a

⁴¹ As horas de maior utilização foram determinadas em base quarto-horária, somando os consumos finais de clientes em MT e BT.

⁴² O referencial das 300 horas por ano corresponde aproximadamente à duração anual do período de super ponta no piloto. O referencial das 980 horas por ano corresponde aproximadamente à duração anual do período de ponta, isto é, a soma dos períodos de super ponta e ponta normal.

⁴³ As 12 situações resultam do cruzamento entre seis áreas de rede (Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo, Sul) e dois níveis de tensão (AT, MT).

verificar uma melhoria, deveria contribuir para a existência de valores inferiores a 100, em particular no indicador K1a, relacionado com o período de super ponta.

Quadro 4-9 - Variantes do indicador K1 no piloto

Variante do indicador K1	Intervalo de valores no piloto <i>não-piloto = 100</i>
K1a (horas de super ponta)	97,6 – 100,6
K1b (horas de ponta)	98,5 – 100,9
K1c (300 horas de maior utilização)	72,7 – 113,0
K1d (980 horas de maior utilização)	65,9 – 115,0

Nota: O intervalo de valores decorre da existência de valores diferenciados por área de rede e por nível de tensão (AT, MT).

Na análise da variante K1a regista-se um intervalo de valores que sugere a existência de fatores exógenos nos dados analisados, uma vez que o intervalo abrange valores acima da situação não-piloto, mas que também indica valores inferiores àqueles que resultariam apenas do contributo médio dos participantes no projeto-piloto.

Na comparação mais direta entre as variantes K1a e K1b, conclui-se que o limite inferior de cada um dos dois intervalos indicados está coerente com o contributo marginal que a deslocação de consumo para fora das horas de super ponta por parte dos participantes, apresentando um limite inferior mais baixo na variante K1a quando comparada com a variante K1b ($97,6 < 98,5$).

Quando se analisa as variantes K1c e K1d sobressai a observação de que em base quarto-horária a maior utilização da rede apresenta sinais evidentes de fatores exógenos entre a situação não-piloto⁴⁴ e a situação piloto. No entanto, parecem existir fatores exógenos menos pronunciados naquilo que são as 300 horas de maior utilização da rede, que de grosso modo corresponde a uma janela temporal semelhante ao período de super ponta, sugerindo uma maior validade das conclusões retiradas na análise do período de super ponta.

⁴⁴ Recorda-se que o perfil de consumo na situação não-piloto foi estimado a partir do consumo quarto-horário no período pré-piloto.

INDICADOR K4

O indicador K4 corresponde à **variação global da potência de ponta nas horas de super ponta e de ponta**. Na sua base, o indicador K4 indica o valor da potência máxima em períodos de 15 minutos numa determinada janela temporal, normalizado pela potência média durante o ano em que se realizou o projeto-piloto. Importa referir que dado o desenho do projeto-piloto não incluir sinais económicos diretos para os participantes limitarem a sua potência máxima de 15 minutos, *a priori* não seria de esperar uma alteração significativa deste indicador devido à realização do projeto-piloto.

No âmbito da análise ao indicador K4 foram avaliados quatro variantes, que se encontram resumidos no Quadro 4-10. As variantes K4a e K4b medem a variação global da potência máxima em horas de super ponta e horas de ponta, respetivamente, de acordo com os períodos horários definidos para efeitos do projeto-piloto. As variantes K4c e K4d medem a variação global da potência máxima nas horas de maior utilização, nomeadamente nas 300 horas e 980 horas de maior utilização⁴⁵, respetivamente.

Quadro 4-10 - Variantes do indicador K4

Indicadores globais: variantes do indicador K4
K4a – Variação global da potência máxima nas horas de super ponta
K4b – Variação global da potência máxima nas horas de ponta
K4c – Variação global da potência máxima nas 300 horas de maior utilização
K4d – Variação global da potência máxima nas 980 horas de maior utilização

O Quadro 4-11 indica os intervalos de valores observados na situação piloto, em comparação com a situação não-piloto. O intervalo de valores resulta da inclusão de 12 situações diferentes para as quais se calcula cada uma das quatro variantes do indicador K4.⁴⁶

Na ausência de fatores exógenos para a utilização da rede elétrica, seria de esperar que as variantes do indicador K4 assumissem valores próximos da situação não-piloto, utilizado como índice de base 100 no Quadro 4-11, uma vez que as variantes do indicador K4 são calculadas para a totalidade dos consumos em Portugal continental, incluindo participantes e não-participantes. O comportamento dos participantes, a

⁴⁵ As horas de maior utilização foram determinadas em base quarto-horária, somando os consumos finais de clientes em MT e BT.

⁴⁶ As 12 situações resultam do cruzamento entre seis áreas de rede (Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo, Sul) e dois níveis de tensão (AT, MT).

verificar uma melhoria, deveria contribuir para a existência de valores inferiores a 100, em particular no indicador K4a, relacionado com o período de super ponta.

Quadro 4-11 - Variantes do indicador K4 no piloto

Variante do indicador K4	Intervalo de valores no piloto <i>não-piloto = 100</i>
K4a (horas de super ponta)	96,1 – 107,6
K4b (horas de ponta)	82,6 – 100,7
K4c (300 horas de maior utilização)	84,5 – 111,9
K4d (980 horas de maior utilização)	84,5 – 110,1

Nota: O intervalo de valores decorre da existência de valores diferenciados por área de rede e por nível de tensão (AT, MT).

Na análise da variante K4a regista-se um intervalo de valores que sugere a existência de fatores exógenos significativos, uma vez que o intervalo de valores revela uma dispersão evidente em torno da situação não-piloto (base=100), em particular quando comparado com a dispersão de valores para a variante K1a na análise anterior (ver Quadro 4-9).

No caso da variante K4b verifica-se uma dispersão de valores na situação piloto principalmente enviesada para valores inferiores face à situação não-piloto. O registo de valores até 17,4% mais baixos do que na situação não-piloto dificilmente pode ser explicada pelo contributo dos participantes. Por isso, deve concluir-se que a melhoria observada na variante K4b, com uma menor incidência da potência máxima, será sobretudo causado por fatores exógenos ao projeto-piloto.

Por fim, tal como na análise do indicador K1, as duas variantes que avaliam a evolução da potência máxima nas horas de maior utilização da rede (aqui: variantes K4c e K4d) revelam uma dispersão de valores na situação piloto que deve ser atribuída a fatores exógenos e à abordagem escolhida para determinar a situação não-piloto.⁴⁷

⁴⁷ Recorda-se que o perfil de consumo na situação não-piloto foi estimado a partir do consumo quarto-horário no período pré-piloto.

INDICADOR K5

O indicador K5 corresponde à **correspondência a nível global dos períodos super ponta e de ponta do consumo com os períodos de super ponta e de ponta definidos no tarifário**. Na sua base, o indicador K5 indica a capacidade dos períodos de Super ponta e de ponta dos tarifários testados no projeto-piloto em identificar corretamente as horas de maior utilização, designadamente para as 300 horas e as 980 horas de maior utilização, respetivamente. De forma a tornar a análise mais abrangente, avalia-se o comportamento para os trânsitos de energia nas redes de distribuição em AT e MT, resultando assim num total de quatro variantes do indicador K5, listadas no Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Variantes do indicador K5

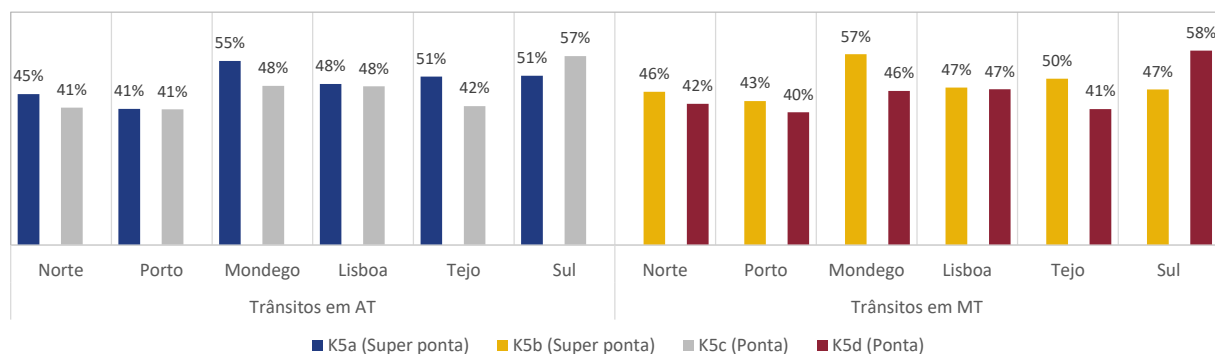
Indicadores globais: variantes do indicador K5
K5a – Correspondência das 300 horas de maior utilização dos trânsitos em AT com os períodos de super ponta
K5b – Correspondência das 300 horas de maior utilização dos trânsitos em MT com os períodos de super ponta
K5c – Correspondência das 980 horas de maior utilização dos trânsitos em AT com os períodos de ponta
K5d – Correspondência das 980 horas de maior utilização dos trânsitos em MT com os períodos de ponta

Nota: Os trânsitos em determinado nível de tensão (NT) foram aproximados pela soma dos consumos nesse NT com os consumos dos níveis de tensão a jusante, sem correção para efeito de perdas.

A Figura 4-1 apresenta os valores das variantes do indicador K5 para a situação piloto. Várias observações saltam à vista da figura. Primeiro, não existem diferenças significativas entre a análise aos trânsitos em AT e aos trânsitos em MT, o que sugere um benefício reduzido caso os períodos tarifários fossem diferenciados entre níveis de tensão. Segundo, com exceção da área de rede do Sul, a identificação dos períodos de maior utilização tende a ser melhor no período de super ponta quando comparado com o período de ponta ⁴⁸. Esta observação dá maior força à introdução do período de super ponta no sistema tarifário português. Terceiro, a identificação das horas de maior utilização com o período de super ponta tem uma pior aderência nas áreas de rede do Norte e do Porto, o que pode estar relacionado com a existência de períodos de super ponta não-contínuos nessas áreas. Quarto, a identificação do período de ponta na área do Sul é particularmente boa, sendo por isso um argumento a favor de se definir um mapa horário específico para a área de rede do Sul.

⁴⁸ Para dar maior robustez a esta conclusão importava avaliar se os resultados não dependem do número de horas selecionados (300 e 980 horas) para fazer o exercício.

Figura 4-1 - Valores das variantes do indicador K5, na situação piloto



Face aos valores relativos à situação não-piloto para o indicador K5, e não apresentados na Figura 4-1, os valores na situação piloto são próximos desses primeiros, apresentando variações entre -2,5% e +4,9%, com exceção de duas situações: na área de rede do Porto verificaram-se melhorias significativas nos indicadores K5a e K5b face à situação não-piloto, com variações de +14,5% e +12,1%, respetivamente.

Por fim, a ERSE considera que este indicador podia ser melhorado na sua definição, testando em alternativa a capacidade de se sinalizar corretamente um menor número de maior utilização, por exemplo limitando a análise à maior utilização das 100 horas de maior utilização. Esta alteração permitiria concentrar a análise naqueles períodos que, efetivamente, colocam maior pressão na utilização da rede.

INDICADOR K6

O indicador K6 corresponde à **variação do consumo em horas de super ponta e de ponta para consumidor participante**. À semelhança do indicador K1, o indicador K6 indica o valor do consumo médio horário numa determinada janela temporal, normalizado pelo consumo médio horário durante o ano em que se realizou o projeto-piloto. No entanto, este indicador é determinado ao nível de cada participante no projeto-piloto, correspondendo por isso à categoria dos indicadores individuais.

No âmbito do indicador K6 foram avaliados quatro variantes, que se encontram resumidos no Quadro 4-13. As variantes K6a e K6b medem a variação do consumo médio em horas de super ponta e horas de ponta, respetivamente, de acordo com os períodos horários definidos para efeitos do projeto-piloto. As variantes K6c e K6d medem a variação do consumo médio nas horas de maior utilização, nomeadamente nas 300 horas e 980 horas de maior utilização⁴⁹, respetivamente.

Quadro 4-13 - Variantes do indicador K6

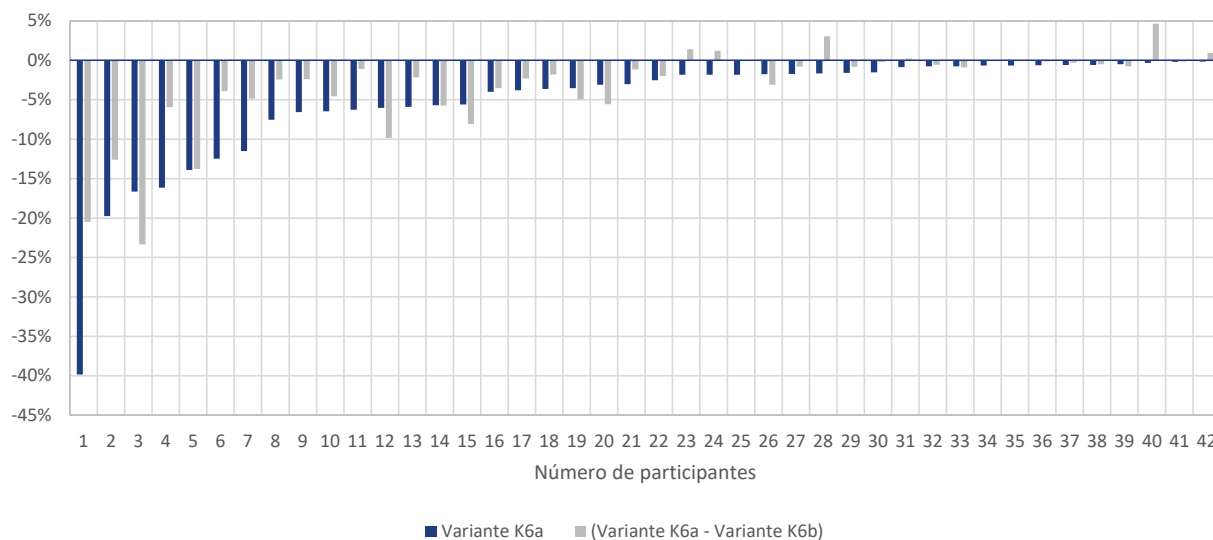
Indicadores individuais: variantes do indicador K6
K6a – Variação do consumo nas horas de super ponta, por participante
K6b – Variação do consumo nas horas de ponta, por participante
K6c – Variação do consumo nas 300 horas de maior utilização, por participante
K6d – Variação do consumo nas 980 horas de maior utilização, por participante

A Figura 4-2 apresenta o valor da variante K6a para os participantes em que este indicador apresentou uma variação negativa (42 dos 82 participantes), correspondendo por isso a um deslocamento do consumo entre as situações não-piloto e piloto. Adicionalmente, a mesma figura mostra como métrica adicional a diferença entre as variantes K6a e K6b, com a intenção de representar para cada participante o deslocamento diferencial entre as horas de super ponta (variante K6a) e as horas de ponta (variante K6b).⁵⁰ Entre os 42 participantes apresentados na Figura 4-2, apenas para 5 se verifica um comportamento oposto no deslocamento do consumo quando analisada a métrica adicional. Este resultado dá maior robustez aos valores encontrados na variante K6a.

⁴⁹ As horas de maior utilização foram determinadas em base quarto-horária, somando os consumos finais de clientes em MT e BT.

⁵⁰ Se admitirmos que variante K6b capta os fatores exógenos para cada participante (uma vez que seria de esperar que o piloto não tivesse impacto na variante K6b), a diferença entre as variantes K6a e K6b pode ser interpretada como uma primeira abordagem para eliminar os fatores exógenos da variante K6a.

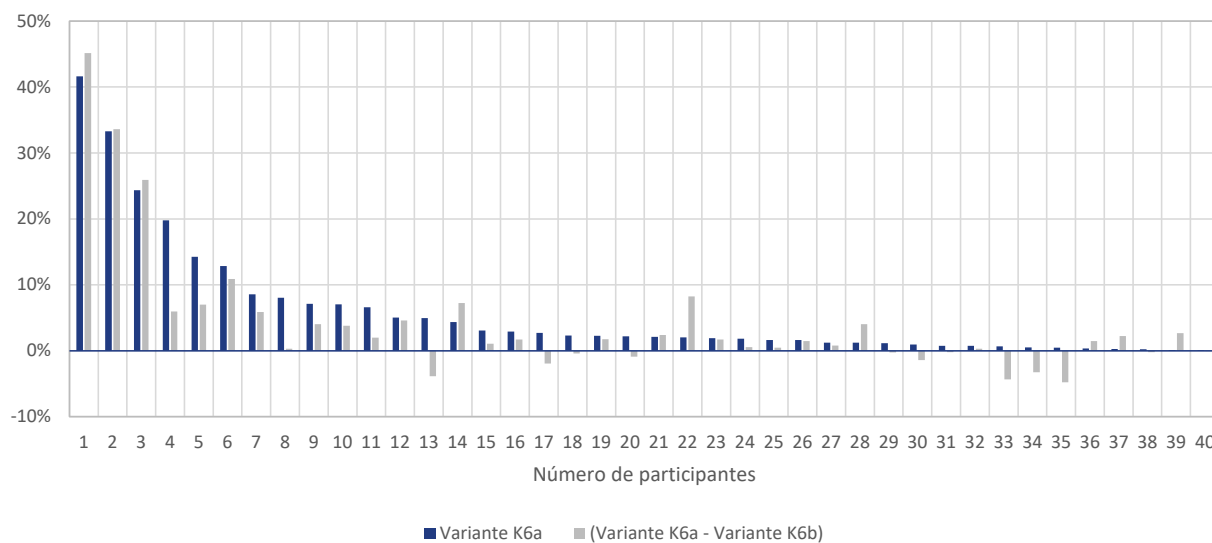
Figura 4-2 - Deslocamento do consumo em super ponta no indicador K6, por participante



Nota: participantes ordenados com um valor crescente na variante K6a.

Em contrapartida, a Figura 4-3 apresenta os 40 participantes que apresentam um aumento na variante K6a, correspondendo por isso a um aumento no consumo em super ponta. Também neste caso, é apresentada como métrica adicional a diferença entre as variantes K6a e K6b, com a intenção de representar para cada participante o deslocamento diferencial entre as horas de super ponta (variante K6a) e as horas de ponta (variante K6b). A métrica adicional sugere que, em 8 dos 40 participantes, existem sinais de ainda assim poder ter ocorrido um deslocamento do consumo para fora do período de super ponta.

Figura 4-3 - Aumento do consumo em super ponta no indicador K6, por participante



Nota: participantes ordenados com um valor decrescente na variante K6a.

Em suma, ligeiramente mais de metade dos participantes deslocaram consumo para fora da super ponta de acordo com a análise das variantes K6a e K6b. O Relatório KPI indica para a variante K6a um valor médio ponderado de -2,19%, que compara com um valor de -1,44% para a variante K6b. As variantes K6c e K6d não foram analisadas neste resumo, uma vez que apresentam resultados mais voláteis e por isso de validade limitada.

INDICADOR K7

O indicador K7 corresponde à **elasticidade intradiária da procura dos consumidores participantes**. O indicador K7, para o qual não foram definidas variantes, mede para cada participante o rácio entre: (i) a variação percentual de consumo das horas de super ponta face às horas adjacentes, e, (ii) a variação percentual no preço de fornecimento⁵¹ de energia elétrica das horas de super ponta face às horas adjacentes.

É preciso ter em conta que a reduzida amostra de participantes e a heterogeneidade em termos de dimensão e características, impossibilitou a estimação adequada da elasticidade de preços dos participantes noutros moldes. Por esse motivo foi adotada a definição acima referida.

Quadro 4-14 - Indicador K7

Indicadores individuais: indicador K7

K7 – Elasticidade intradiária, por participante

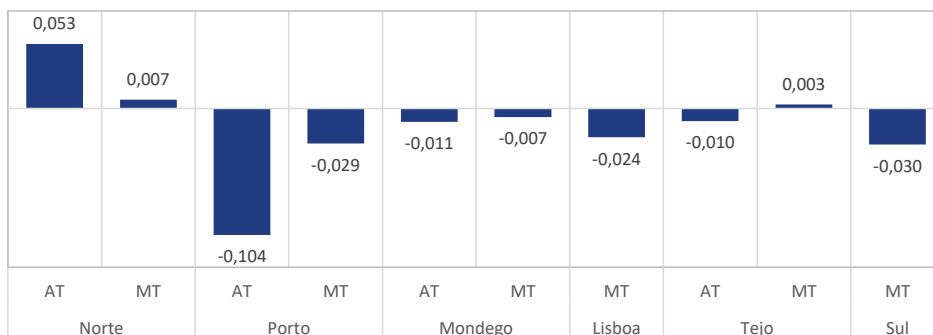
A Figura 4-4 apresenta a elasticidade intradiária por área de rede e nível de tensão⁵². Nem todas as áreas de rede apresentaram, em termos médios, um comportamento alinhado com a lei da procura, uma vez que em alguns casos se observam aumentos de procura para aumentos de preço.

Globalmente, o Relatório KPI determinou uma elasticidade intradiária de -0,0288, o que significa que face a um aumento do preço de energia em 1%, o consumo contraiu 0,0288%. Na terminologia económica, este valor levaria a classificar a procura de eletricidade como inelástica, uma vez que a elasticidade é inferior à unidade em termos absolutos.

⁵¹ O preço de fornecimento considerado inclui as tarifas de Acesso às Redes e o custo da energia elétrica, excluindo a componente de taxas e impostos.

⁵² A leitura dos valores apresentados é a seguinte: o conjunto de participantes em AT na área de rede do Porto reduziu o consumo em horas de super ponta em 0,104% por cada aumento de +1% no preço de super ponta, comparativamente com as horas adjacentes.

Figura 4-4 - Elasticidade intradiária (indicador K7), por área de rede e nível de tensão



Nota: Valores médios para os participantes do piloto.

Como referido, o número reduzido participantes e a heterogeneidade destes não permitiu adotar outro tipo de técnicas de estimação⁵³. A estimação da elasticidade da procura merece ser revisitada numa futura ocasião.

⁵³ Outra limitação foi a ausência de informação de preços para a componente não regulada. Para estimar o preço de eletricidade nos períodos avaliados considerou-se para as tarifas de Acesso às Redes os valores conhecidos, mas para a componente de energia assumiu-se um valor médio do mercado diário de eletricidade.

INDICADOR K8

O indicador K8 relativo à **correspondência a nível individual dos períodos de ponta e super ponta previstos no tarifário com os períodos de maior consumo dos consumidores participantes**. Na sua base, o indicador K8 indica a capacidade dos períodos de Super ponta e de ponta dos tarifários testados no projeto-piloto em identificar corretamente as horas de maior consumo dos participantes, designadamente nas horas de super ponta (variante K8a) e de ponta (variante K8b). As duas variantes do indicador K8 encontram-se listadas no Quadro 4-15 ⁵⁴.

Quadro 4-15 - Variantes do indicador K8

Indicadores individuais: variantes do indicador K8

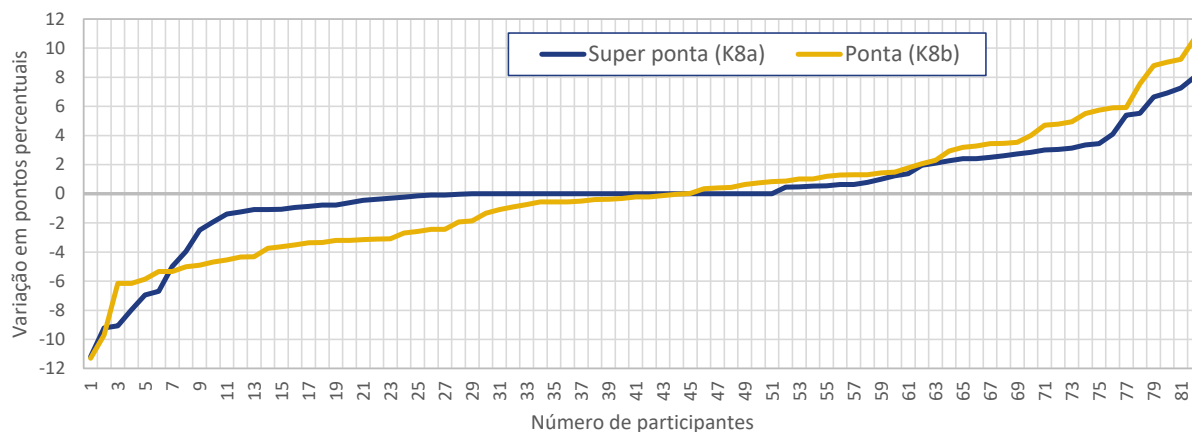
K8a – Correspondência a nível individual dos períodos de super ponta previstos no tarifário com os períodos de maior consumo dos consumidores participantes

K8b – Correspondência a nível individual dos períodos de ponta previstos no tarifário com os períodos de maior consumo dos consumidores participantes

A Figura 4-5 apresenta a variação das duas variantes do indicador K8, medida em pontos percentuais, devido ao efeito do piloto, em comparação com a situação não-piloto, para cada um dos 82 participantes. Seria de esperar que, em média, os participantes fossem evitar ter os maiores consumos nos períodos de super ponta e ponta do novo tarifário, o que levaria a valores negativos nas duas variantes. Observa-se que, para cerca de metade dos participantes, essa situação de facto ocorreu, enquanto que, a outra metade, reagiu de forma contrária ao esperado.

⁵⁴ As duas variantes K8a e K8b têm um carácter semelhante às variantes K5a e K5b, com a diferença de as primeiras incidirem sobre os 82 participantes e as últimas incidirem no consumo agregado em Portugal continental.

Figura 4-5 - Variação das variantes do indicador K8 com o piloto, por participante



Nota: Para cada indicador os 82 participantes estão ordenados da menor variação para a maior variação.

INDICADOR K9

O indicador K9 corresponde à **variação do custo do acesso às redes suportado pelos consumidores participantes**. O indicador K9 indica como evoluiu a faturação da tarifa de Acesso às Redes de cada participante entre as regras vigentes fora do projeto-piloto, medido através da variante K9a, e as regras do projeto-piloto, medido com a variante K9b. A diferença entre estas duas variantes, definidas no Quadro 4-16, permite identificar qual o impacto das regras testadas no piloto em termos de faturação da tarifa de Acesso às Redes.

Quadro 4-16 - Variantes do indicador K9

Indicadores individuais: variantes do indicador K9
K9a – Total da tarifa de Acesso às Redes com os períodos horários e os preços válidos fora do projeto-piloto, por participante
K9b – Total da tarifa de Acesso às Redes com os períodos horários e os preços válidos para o projeto-piloto, por participante

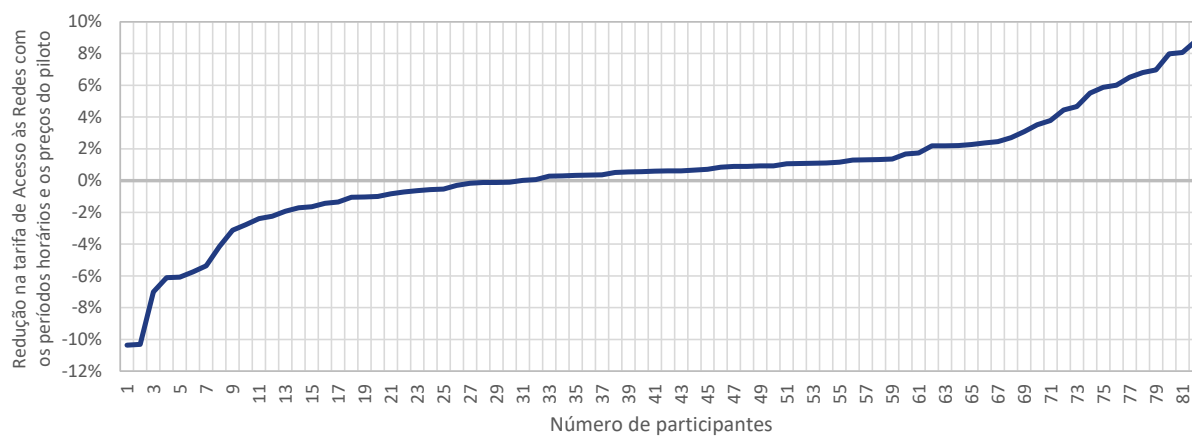
A Figura 4-6 apresenta a redução relativa na tarifa de Acesso às Redes com os períodos horários e os preços⁵⁵ do piloto, por participante⁵⁶. Como os participantes na figura estão ordenados de forma crescente, os participantes do lado direito da figura são aqueles que evidenciaram reduções na faturação da tarifa de Acesso às Redes, atingindo reduções que chegaram até aos 8,8%. No total, 52 dos 82 participantes observaram reduções na faturação da tarifa de Acesso às Redes. Globalmente, o total de compensações, pago aos participantes que beneficiaram de uma faturação mais favorável do que a faturação que resulta da variante K9a, equivale a 348 532 €. Em termos do valor global pago por todos os participantes, em termos da variante K9a, as compensações representaram um benefício relativo de 1,05%.

Os restantes 30 participantes registaram um agravamento na tarifa de Acesso às Redes com as regras de faturação testadas no piloto. Como os participantes podiam optar por não aderir às novas regras de faturação, os 30 participantes não tiveram que suportar o agravamento.

⁵⁵ Os preços da tarifa de Acesso às Redes testados no projeto-piloto encontram-se em anexo, na secção 7.6.

⁵⁶ Em termos formais, a variação apresentada na Figura 4-6 equivale à expressão: $(K9a-K9b)÷K9a$.

Figura 4-6 - Redução na tarifa de Acesso às Redes com os períodos horários e os preços do piloto, por participante



Nota: Os participantes estão ordenados da menor variação para a maior variação. Valores positivos (negativos) no eixo vertical representam reduções (aumentos) na faturação da tarifa de Acesso às Redes com os períodos horários e os preços do piloto.

5 ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO PILOTO: ANÁLISE COMPLEMENTAR DA ERSE

Esta análise da ERSE complementa os resultados obtidos com o Relatório CBA e o Relatório KPI e está dividido em várias secções, das quais importa destacar duas. A secção 5.6 avalia em maior detalhe as alterações testadas no projeto-piloto. A partir dessa análise é apresentado na secção 5.7 um desenho revisto da opção tarifária a implementar.

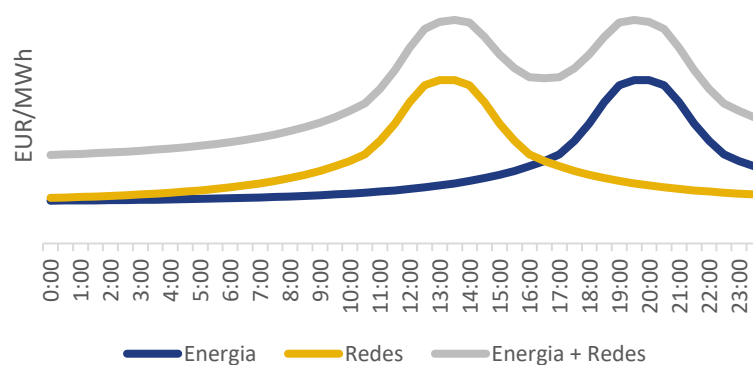
O presente capítulo discute diversas matérias, nomeadamente a diferença entre sinais de preço das redes e da energia (secção 5.1), a existência de um sinal locacional nas tarifas de rede (secção 5.2), o racional para as duas principais métricas utilizadas na análise da ERSE (secção 5.3), um exercício breve de *benchmarking* com a estrutura tarifária em Espanha (secção 5.4) e a caracterização dos participantes do piloto (secção 5.5).

5.1 SINAIS DE PREÇO DAS REDES E DA ENERGIA

Os sinais de preço para um uso eficiente do sistema elétrico devem idealmente resultar da conjugação de duas componentes distintas, nomeadamente da utilização dos meios de produção e da utilização das redes elétricas. O pico de utilização destas duas dimensões, monetizado em EUR/MWh, não coincide necessariamente no tempo, como se exemplifica na Figura 5-1⁵⁷.

⁵⁷ O exemplo apresentado poderia ocorrer no seguinte cenário: pico de utilização das redes durante o dia com fontes de energia de custo marginal reduzido (p.e. energia solar), conjugado com uma satisfação da procura ao final do dia com fontes de energia de custos marginais mais elevados (p.e. unidades térmicas).

Figura 5-1 - Exemplificação do sinal de preço temporal da energia e das redes



Nota: Curvas estilizadas para efeitos exemplificativos.

A conjugação dos dois sinais de preço na Figura 5-1 resulta em dois períodos de ponta distintos. Cenários de apenas um período de ponta ou de mais de dois períodos seriam igualmente possíveis. Desenhar a diferenciação temporal do sinal de preço para o fornecimento de eletricidade apenas com base em uma das duas componentes levará a uma situação sub-ótima do ponto de vista do sistema elétrico.

O Pacote de Energia Limpa promove o surgimento de ofertas de preços dinâmicos, cujo preço para a componente de energia deve estar indexado ao mercado grossista de eletricidade⁵⁸. Importa, por isso, promover um sinal de preço análogo do lado do custo das redes. Do ponto de vista do sistema o consumidor final deveria estar reagir aos dois picos identificados pela curva conjunta “Energia + Redes” na Figura 5-1.

Por este motivo, a ERSE considera valioso que se promova progressivamente uma estrutura tarifária na tarifa de acesso às redes que reflita melhor o custo pelo uso das redes, devendo o sinal de preço relativo à componente de energia decorrer preferencialmente de regimes de mercado, nomeadamente através de ofertas com preços dinâmicos indexados ao mercado grossista.

⁵⁸ Artigo 11.º da [Diretiva \(UE\) 2019/944](#), de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU.

5.2 SINAL LOCACIONAL NAS TARIFAS DE REDE

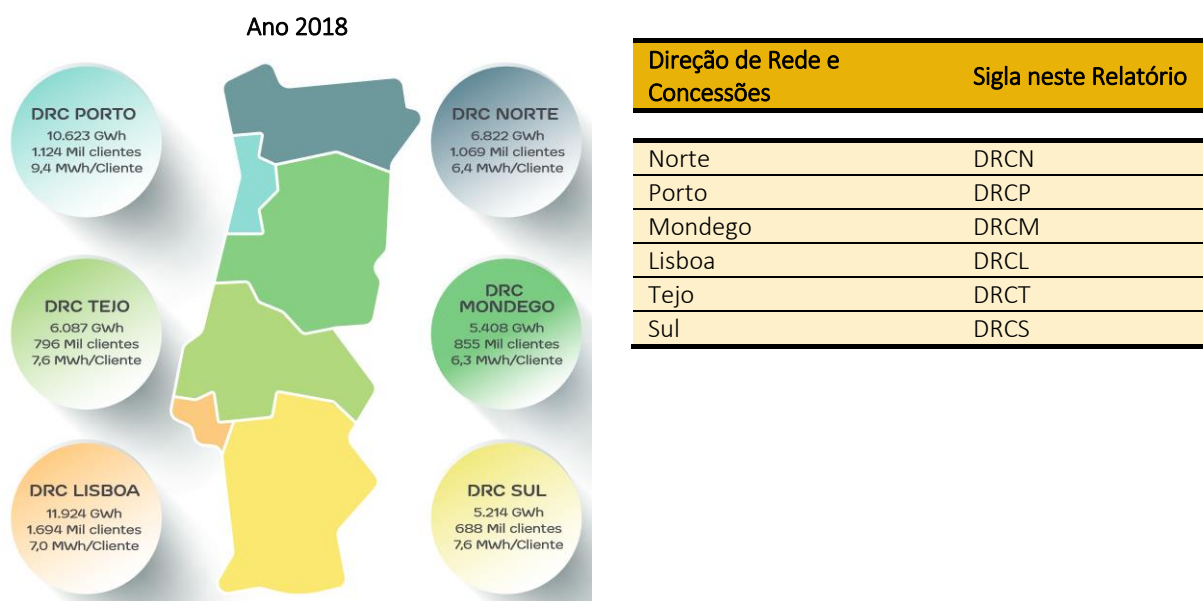
Como é reconhecido pela generalidade dos reguladores, dos operadores das redes e da comunidade académica, a utilização das redes elétricas varia no tempo e no local. Por isso, os sinais de preço a transmitir através das tarifas reguladas para o uso das redes devem idealmente ter diferenciação no tempo e no local. A informação analisada durante a preparação e a realização do piloto permitiu concluir que existem padrões de utilização por área de rede que persistem no tempo, permitindo assim a identificação de períodos de maior utilização com um grau elevado de certeza.

Importa refletir a forma de compatibilizar a inclusão de um sinal locacional com o princípio da uniformidade tarifária, inscrito no Regulamento Tarifário do setor elétrico. Este princípio, que se encontra plenamente assegurado ao nível das tarifas de acesso às redes, tem sido interpretado no sentido de promover preços uniformes em todo o território português, incluindo nas regiões autónomas. Com o projeto-piloto foi testada a introdução em território continental de um sinal locacional, não diretamente através do preço, mas através de períodos horários a aplicar de forma diferenciada no território. De forma a preservar a uniformidade tarifária em termos de preço médio, a duração anual dos vários períodos horários deve ser harmonizada entre as várias áreas de rede.

Para efeitos do piloto, e em função da disponibilidade de informação do Operador da Rede de Distribuição em MT e AT (ORD em MT/AT), o projeto-piloto dividiu o território continental em seis áreas de rede, coincidindo a divisão com a divisão interna do ORD em MT/AT no âmbito da sua gestão operacional da rede⁵⁹. As seis áreas de rede, correspondendo à divisão interna do ORD em MT e AT em “Direção de Rede e Concessões”, encontram-se caracterizadas na Figura 5-2.

⁵⁹ As seis áreas de rede são: Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo e Sul.

Figura 5-2 - Divisão territorial por Direção de Rede e Concessões



Fonte: Figura da publicação «Energia em Números 2018», EDP D/E-REDES, junho 2019.

Esta divisão territorial, seguindo critérios de organização operacional de um operador das redes de distribuição, poderá vir a ser aperfeiçoada em função de uma apreciação conjunta dos operadores das redes de transporte de distribuição em MT e AT.

5.3 MÉTRICAS PARA O USO DAS REDES: TRÂNSITO DE ENERGIA E CUSTO DAS REDES

A análise complementar da ERSE assenta em duas métricas distintas para avaliar o mérito das alterações testadas em piloto e propostas para implementação regulamentar, designadamente o trânsito de energia e o custo das redes.

Quanto à primeira métrica, o trânsito de energia nas redes equivale à energia que transita por um determinado nível da rede em determinada janela temporal, medida em MWh. Na existência de vários referenciais da rede, optou-se por utilizar como métrica o trânsito de energia à saída da rede de MT (doravante: **trânsito de energia em MT**), que engloba os consumos para fornecimento em MT e BT, incluindo as perdas em BT e descontando os consumos em BT abastecidos a partir da injeção na rede de

BT⁶⁰. Comparativamente com outros referenciais possíveis, por exemplo a saída do transporte ou a saída da distribuição em AT, a saída da rede de MT reflete melhor os custos da rede em MT, que em termos comparativos tem um custo médio superior do que a rede de transporte ou a distribuição em AT⁶¹.

Embora em termos comparativos a rede de distribuição em BT tenha custos médios superiores à rede em MT é preciso ter em atenção que o piloto se destinava apenas a clientes ligados em MAT, AT e MT. No entanto, uma vez que os trânsitos de energia em MT incluem tanto os consumos de MT e BT, é de esperar que esta métrica reflita em grau razoável também o uso das redes em BT.

A segunda métrica é dada pelo custo das redes, medido por janela temporal em EUR/MWh. Esta métrica corresponde a uma monetização do uso das redes de transporte e distribuição. A monetização do uso das redes permite incluir na análise económica duas dimensões relevantes. Por um lado, o custo unitário das redes depende do nível de tensão. Normalmente o custo unitário é maior quanto menor for o nível de tensão, nomeadamente por questões de topologia das redes e de escala. Por outro lado, o consumo de energia tende a usar a rede elétrica numa lógica de cascata, isto é, um utilizador não utiliza apenas a rede de tensão em que se encontra ligado, mas também depende predominantemente da existência de uma rede elétrica a montante desse nível de tensão⁶².

Assim, a monetização do uso das redes permite diferenciar o custo unitário entre diferentes níveis de tensão. Tendo em vista o desenho de uma distribuição de períodos horários comuns para o conjunto dos clientes em MAT, AT e MT, a métrica construída equivale ao custo das redes em MAT, AT e MT (doravante: **custo das redes de MAT a MT**).

A métrica do custo das redes de MAT a MT reflete os custos do transporte em MAT, do transporte em AT, da distribuição em AT e da distribuição em MT. No âmbito do cálculo tarifário a ERSE determina valores de custos incrementais médios de longo prazo para as redes, referentes ao custo unitário por unidade de potência para incrementar o investimento nas redes devido a um aumento de procura. Mais concretamente, a ERSE determina valores de custo incremental para o troços comuns e troços periféricos

⁶⁰ Assume-se aqui que a injeção em BT apenas serve os consumos em BT, i.e., excluem-se fenómenos de fluxos invertidos para níveis de tensão a montante.

⁶¹ Embora em termos comparativos a rede de distribuição em BT tenha custos médios superiores não se utilizou

⁶² Embora num contexto de geração distribuída nem toda a energia percorre necessariamente toda a rede a montante, podendo em algumas situações até ocorrer a existência de fluxos invertidos.

da rede ⁶³. Estes valores estão relacionados diretamente com as variáveis de potência em horas de ponta e potência contratada, respetivamente.

O principal parâmetro a determinar o custo das redes de MAT a MT são os custos incrementais referentes aos troços comuns dos vários níveis de tensão. Os custos incrementais dos troços comuns entram no cálculo dos custos das redes de MAT a MT com base nas horas de maior utilização de cada rede através de um método binário. Isto é, um período quarto-horário que pertença às horas de maior utilização da rede é identificado com o parâmetro do custo incremental, variabilizado para a unidade EUR/MWh, enquanto um período quarto-horário fora das horas de maior utilização é associado a um custo incremental nulo.

Com a maior integração de produção descentralizada, os trânsitos de energia deixam de ocorrer exclusivamente no paradigma tradicional do setor elétrico, o qual pressupõe a injeção na rede de transporte e o consumo a partir do transporte ou dos níveis de tensão a jusante. A abordagem seguida pela ERSE permite monetizar de forma adequada a utilização das redes nesta nova realidade, ao contabilizar os trânsitos de energia em cada nível de tensão, construídos a partir dos consumos e da injeção em cada nível de tensão ⁶⁴.

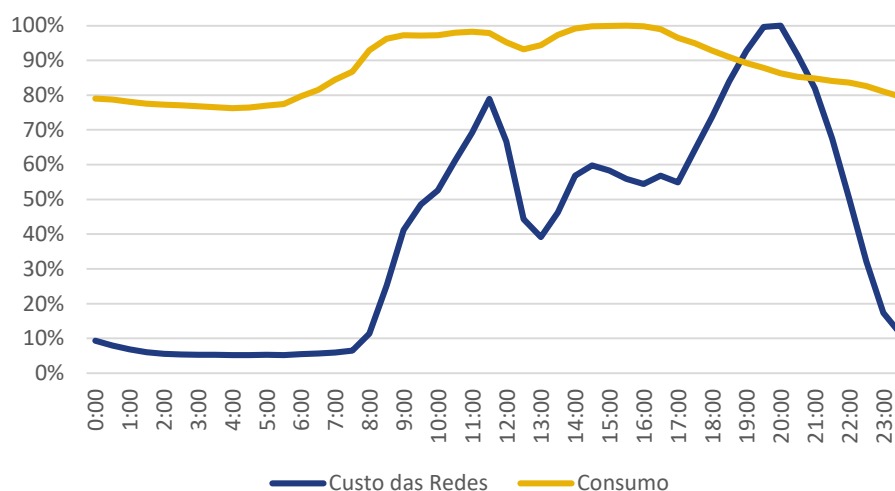
A análise da monetização do uso das redes diverge de uma análise baseada exclusivamente nas quantidades de energia consumidas. Para ilustrar as diferenças apresenta-se na Figura 5-3 o comportamento dos diagramas horários do custos das redes e dos consumos em MAT, AT e MT.

No caso da curva referente ao consumo observa-se um diagrama relativamente estável com uma ligeira modulação durante o dia, embora com valores sempre superiores a 75% do valor máximo. A curva dos custos das redes reflete uma maior variação dos valores, atingindo valores inferiores a 10% face ao valor máximo. Outra característica que se salienta na curva dos custos é que os períodos de ponta não são necessariamente coincidentes com os períodos de maior consumo agregado.

⁶³ Os troços comuns correspondem aos ativos de rede que são utilizados por um número alargado de clientes, enquanto os troços periféricos correspondem aos ativos de rede que são utilizados por um número reduzido de clientes, ou no limite, só por clientes individuais.

⁶⁴ Embora uma limitação da análise seja o pressuposto que o fornecimento do consumo continua a ocorrer numa lógica *top-down*, isto é, sem a ocorrência de fluxos invertidos.

Figura 5-3 - Comparação das métricas do trânsito de energia e do custos das redes



Nota: Custos das redes (EUR/MWh) e consumo (MW) medidos em percentagem do valor semi-horário (30 minutos) mais elevado.

As diferenças estruturais entre as duas curvas explicam-se da seguinte forma. Por um lado, a maior variabilidade dos custos das redes reflete que os mesmos dependem principalmente dos períodos de maior utilização. Em períodos de menor utilização o custo tende para zero, uma vez que esses períodos não ditam a necessidade de futuros investimentos. Por outro lado, a ocorrência dos períodos de ponta das duas curvas em momentos diferentes prende-se com o comportamento dos consumos em BT (que utilizam igualmente as redes em MAT, AT e MT) e com a ponderação dos diferentes custos unitários de cada nível de tensão ⁶⁵.

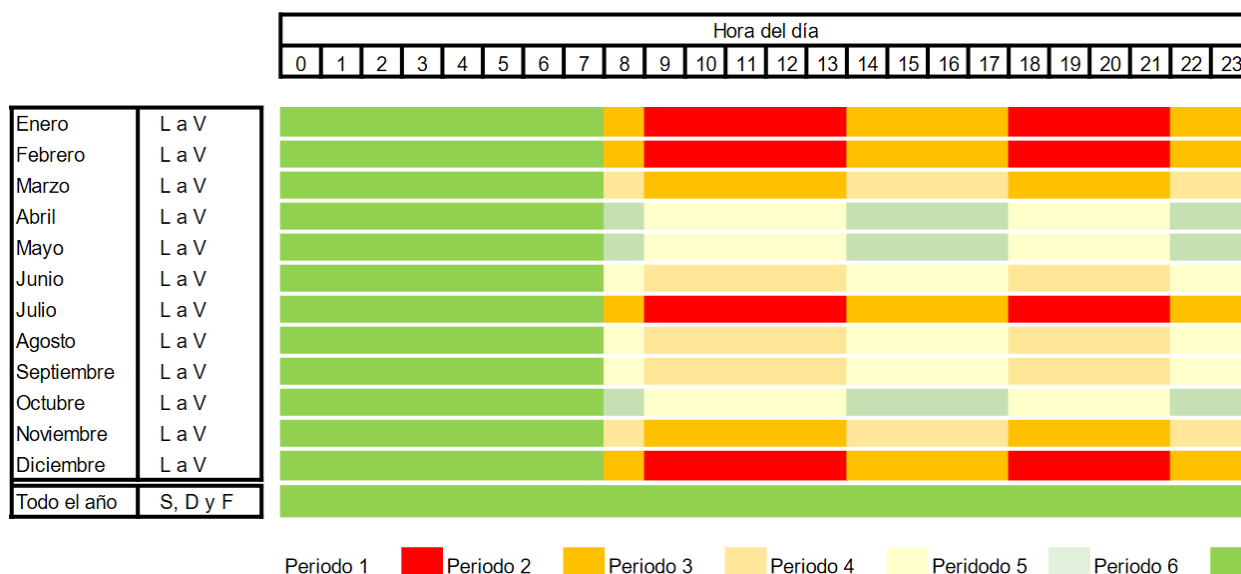
5.4 BENCHMARKING COM ESPANHA

A Circular 3/2020 da CNMC, de 15 de janeiro, veio alterar o regime tarifário relativamente às tarifas de uso das redes de transporte e distribuição ⁶⁶. Em matéria de diferenciação no tempo, os clientes ligados acima da baixa tensão (i.e., tensão > 1 kV) estão expostos a sinais de preço diferenciados por 6 períodos tarifários, tanto no termo de energia ativa como também no termo de potência. Os períodos tarifários para estes casos encontram-se ilustrados no quadro seguinte.

⁶⁵ Fornecer 1 MWh de consumo em MT tem em princípio um custo da rede superior do que o fornecimento de 1 MWh em MAT.

⁶⁶ O processo de consulta que culminou na aprovação da Circular 3/2020 pode ser consultado na [página](#) da CNMC.

Quadro 5-1 - Discriminação horária da Circular 3/2020 das tarifas de rede para consumidores em MT e AT



Fonte: Quadro 5 do [documento explicativo](#) da CNMC. Períodos tarifários para sistema peninsular. No caso das Ilhas Baleares, Canárias e cidades de Ceuta e Melilla aplicam-se períodos horários diferentes, embora com uma estrutura análoga.

A discriminação horária segue a seguinte estrutura: com exceção dos sábados, domingos e feriados («S, D y F»), é aplicada uma estrutura tri-horária em cada dia, na qual o período de ponta tem uma duração de 9 horas por dia, dividida em intervalos de 5 horas e 4 horas. Dependendo do mês, é utilizado o período n.º 1, 2, 3 ou 4 para sinalizar o período de ponta ⁶⁷.

A discriminação horária identifica como período mais crítico um conjunto de 4 meses, com a colocação de 9 horas de ponta nos dias úteis. Se admitirmos um número aproximado de 21 dias úteis por mês, esta estrutura equivale a um período de ponta mais crítica de 756 horas, no total de 2 268 horas de ponta por ano.

Comparativamente com este desenho, o novo desenho a implementar em Portugal prevê a existência de aproximadamente 315 horas de ponta na Época Alta, no total de aproximadamente 966 horas de ponta por ano ⁶⁸. Em termos de semelhanças, dos quatro meses pertencentes à época alta em Espanha (sistema peninsular), três coincidem com a época alta identificada na maioria das áreas de rede (dezembro a fevereiro). O outro mês da época alta em Espanha (julho), que se explica pelo efeito do turismo de verão

⁶⁷ Por exemplo, para o sistema peninsular, os meses de janeiro, fevereiro, julho e dezembro utilizam o “Período 1” como período de ponta, enquanto os meses de março e novembro utilizam o “Período 2”.

⁶⁸ Estes valores aproximados assumem a ocorrência de 21 dias úteis em cada um dos 12 meses do ano.

em Espanha, encontra uma situação análoga nos períodos horários para a área do sul, com a colocação de três meses de época alta no sul (julho a setembro).

5.5 CARACTERIZAÇÃO DOS PARTICIPANTES

Nos termos do artigo 4.º da Diretiva n.º 6/2018, cada projeto-piloto deveria contar com 100 participantes, a selecionar pelo ORD MT/AT de forma não discriminatória e imparcial, orientado por um conjunto de critérios elencados no n.º 3 do mesmo artigo ⁶⁹. No sentido de assegurar a representatividade dos vários níveis de tensão, o n.º 4 do artigo dá ainda uma distribuição indicativa dos 100 participantes ⁷⁰.

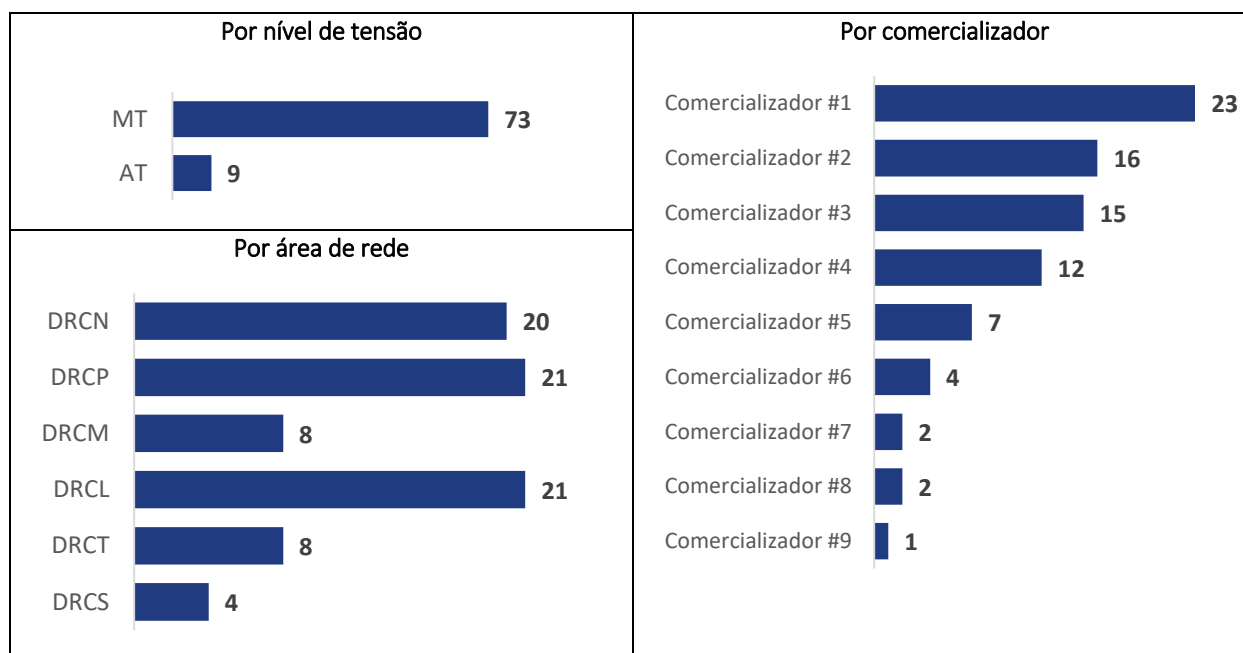
De acordo com a informação reportada pelo ORD MT/AT, rececionada pela ERSE a 23 de abril de 2018, o número total de candidatos para os dois projetos-piloto foi de 79, com a indicação de que 44 candidatos apenas iriam querer participar no projeto-piloto n.º 1 e 12 apenas no projeto-piloto n.º 2. No sentido de dar continuidade aos trabalhos realizados até essa data, e com a vista a recolher informação fidedigna para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal, a ERSE deu ao ORD MT/AT a orientação de prosseguir apenas com a realização do projeto-piloto n.º 1.

Em resultado, e após a receção de algumas candidaturas adicionais, foi possível prosseguir com a realização do projeto-piloto n.º 1 com participação 82 participantes. A distribuição dos mesmos por nível de tensão, por área de rede e por comercializador encontra-se resumida na Figura 5-4.

⁶⁹ Os critérios são: área geográfica do cliente; setores de atividade económica; características de consumo associadas, designadamente, ao perfil e ao consumo anual de energia elétrica; contratação de diferentes comercializadores; e, distribuição dos clientes pelos níveis de tensão abrangidos.

⁷⁰ A distribuição indicativa era: 1 a 5 clientes em MAT; 20 a 30 clientes em AT; e, 70 a 90 clientes em MT (sem prejuízo de ser adotada outra afetação devidamente justificada pelo ORD MT/AT).

Figura 5-4 - Caracterização dos 82 participantes no projeto-piloto



Nota: Nomes dos comercializadores foram ocultados por razões de confidencialidade.

Observa-se que a maioria dos participantes está ligado à rede em MT, que 76% estão localizados nas áreas de rede do Norte, do Porto e de Lisboa, e que o projeto-piloto envolveu clientes provenientes de 9 comercializadores diferentes.

5.6 ANÁLISE DAS ALTERAÇÕES TESTADAS EM PROJETO-PILOTO

Esta secção analisa separadamente as principais alterações testadas no projeto-piloto, a saber, a utilização da rede por área geográfica (secção 5.6.1), a utilização da rede por período horário (secção 5.6.2), a colocação dos períodos de vazio (secção 5.6.3), a diferenciação trimestral dos preços de energia ativa (secção 5.6.4) e a estrutura horária a aplicar nos fins-de-semana (secção 5.6.5). Face à análise da ERSE apresentada em 2018 ⁷¹, esta secção inclui dados adicionais para os anos 2017 a 2019.

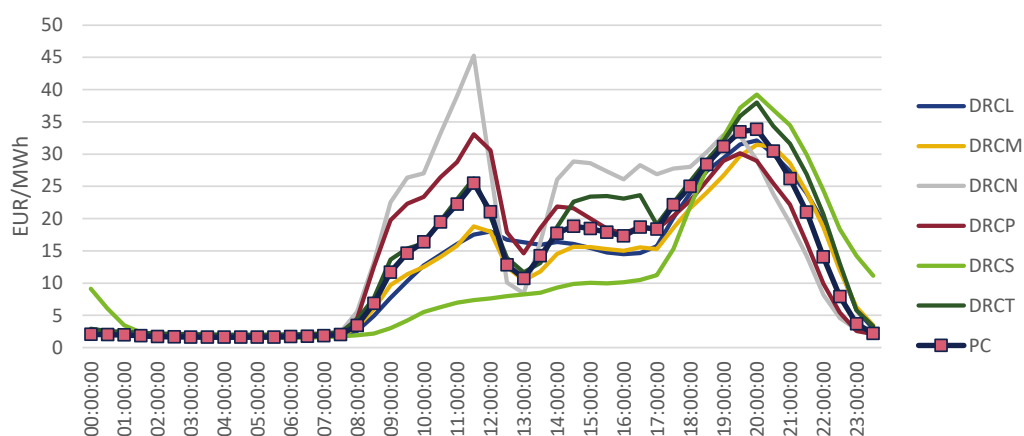
⁷¹ «[Projetos-piloto para Aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes e Introdução de Tarifas Dinâmicas em Portugal continental](#)», ERSE (fevereiro 2018).

5.6.1 UTILIZAÇÃO DA REDE POR ÁREA GEOGRÁFICA

Nas regras aprovadas para o projeto-piloto estabeleceram-se períodos horários para seis áreas de rede diferentes, coincidentes com a granularidade da informação disponibilizado à ERSE. Aqui é apresentada uma nova análise dos padrões existentes nas várias áreas de rede, sobretudo com o objetivo de estudar se é possível agrupar estas seis áreas num conjunto mais reduzido de grupos geográficos.

A Figura 5-5 apresenta o diagrama horário médio dos custos das redes de MAT a MT ⁷² para o período de 2013 a 2019. Para além da curva agregada para Portugal continental (PC), são também apresentadas as curvas individuais para cada DRC. Em termos agregados, observa-se que a maior utilização da rede ocorre no intervalo de meia hora que se inicia às 20:00., existindo um segundo pico de menor dimensão no intervalo que se inicia às 11:00. Desta figura destacam-se 3 áreas de rede que apresentam um comportamento diferente da curva agregada de Portugal continental. Por um lado, as áreas DRCL e DRCP apresentam uma utilização de pico mais pronunciada no pico das 11:30. Por outro lado, a área DRCS apresenta durante o dia uma utilização mais contida.

Figura 5-5 - Diagrama horário dos custos das redes, por área de rede



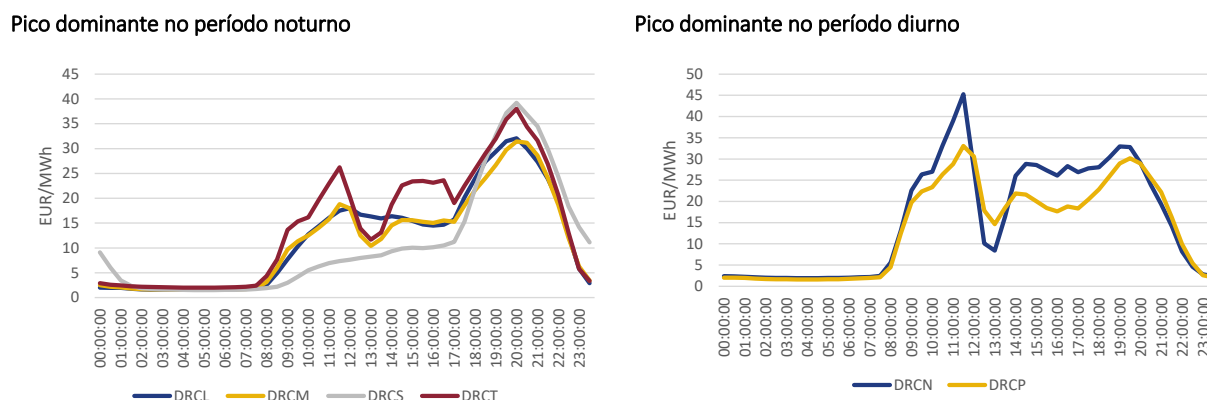
Nota: Valores médios dos anos 2013 a 2019, para as seis DRC e para Portugal continental (PC).

Desta primeira análise destacam-se, por isso, duas formas de agrupar as seis áreas de rede. Um primeiro critério poderia ser de acordo com a localização do pico dominante, nomeadamente se este ocorre em

⁷² Consultar a secção 5.3 para mais informação sobre esta métrica.

período noturno ou diurno. A Figura 5-6 identifica que com exceção da DRCN e da DRCP, as restantes quatro áreas de rede evidenciam o pico dominante no período noturno.

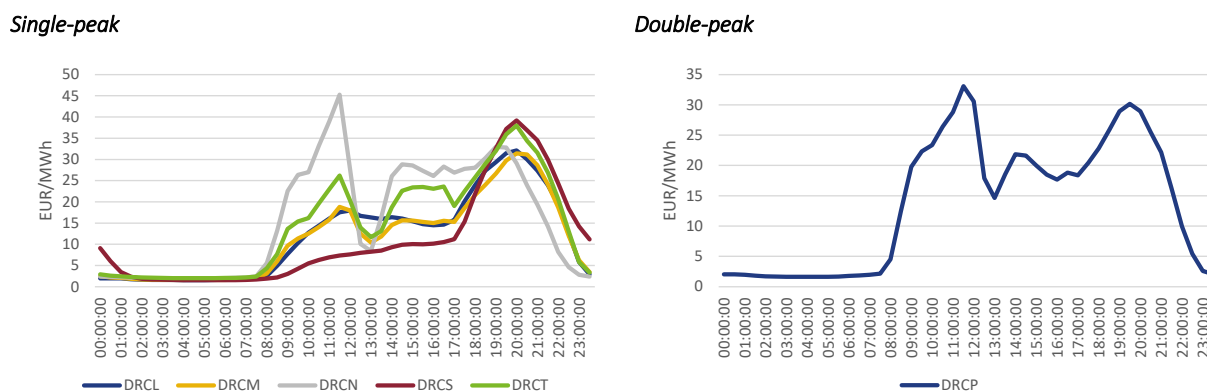
Figura 5-6 - Diagrama horário dos custos das redes, por pico dominante na área de rede



Nota: Valores médios dos anos 2013 a 2019, para as seis DRC e para Portugal continental (PC).

Um segundo critério para agrupar as áreas de rede seria pela tipologia dos picos, nomeadamente se a curva se classifica como tendo um único pico (*single-peak*) ou pico duplo (*double-peak*). Neste caso, verifica-se que a DRCP tem um comportamento diferente ao apresentar um comportamento *double-peak*, enquanto as restantes áreas de rede tendem a ter um único pico dominante ⁷³.

Figura 5-7 - Separação das área de rede por tipologia do(s) pico(s)



Nota: Valores médios dos anos 2013 a 2019, para as seis DRC e para Portugal continental (PC).

⁷³ No caso da DRCN a classificação depende em parte da análise efetuada. Como se verá mais à frente, se apenas forem considerados os dias úteis dos meses de maior utilização, então também se observa um comportamento *double-peak*.

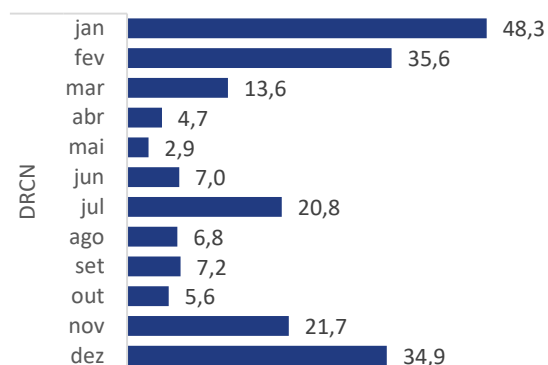
A Figura 7-12 no anexo apresenta o comportamento do custos das redes de MAT a MT para cada um dos anos analisados (2013 – 2019), evidenciando que o comportamento de cada área de rede tem persistência no tempo e segue as características anteriormente evidenciadas.

Na análise que se segue é avaliado o comportamento de cada área de rede dentro do ano, isto é, ao longo dos 12 meses do ano. Na Figura 5-8 são apresentados os custos das redes para os 12 meses do ano, no total do horizonte de análise (2013-2019). Se a análise for centrada nos três meses de maiores custos das redes, conclui-se que com exceção da DRCS os três meses de maior utilização média são os meses de dezembro a fevereiro. No caso da DRCS o período de maior utilização são os meses de julho a dezembro.

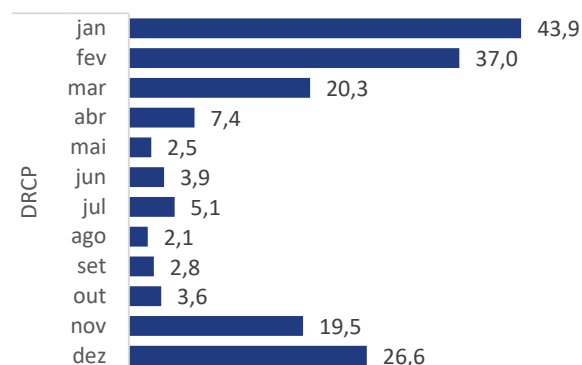
Na Figura 5-9 é apresentada a distribuição dos três meses de cada ano com maiores custos das redes, o que permite aferir a persistência destes padrões. Nessa figura, o valor máximo que cada barra pode atingir é de 33%, o que corresponde a esse mês pertencer aos três meses de pico em cada um dos sete anos em análise.

Figura 5-8 - Distribuição mensal dos custos das redes, por área de rede

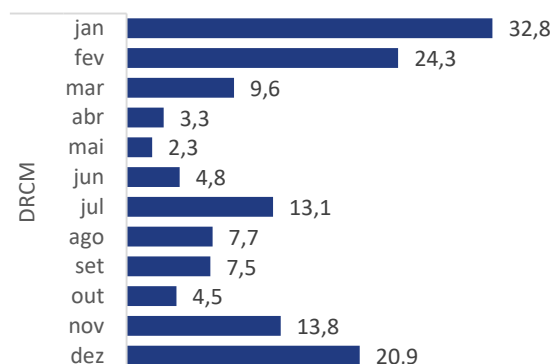
DRCN



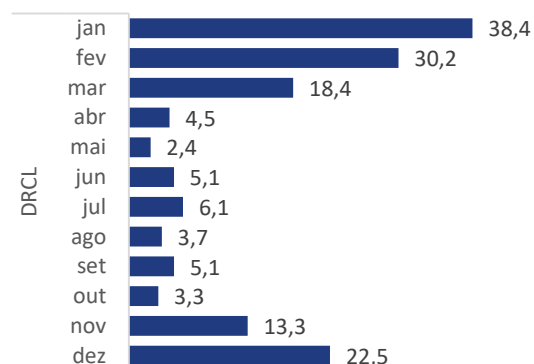
DRCP



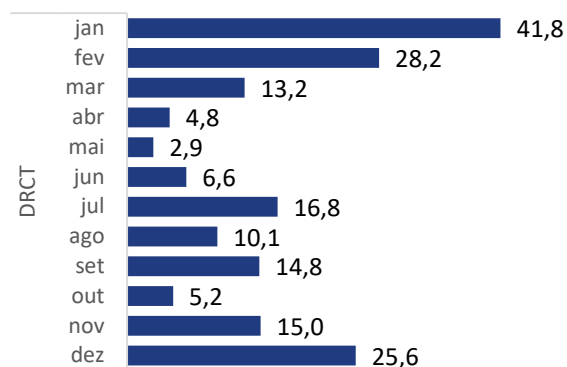
DRCM



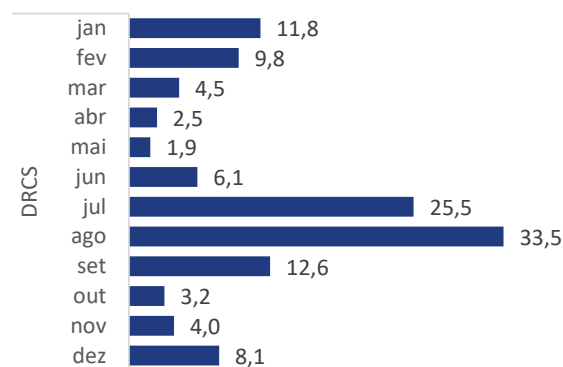
DRCL



DRCT

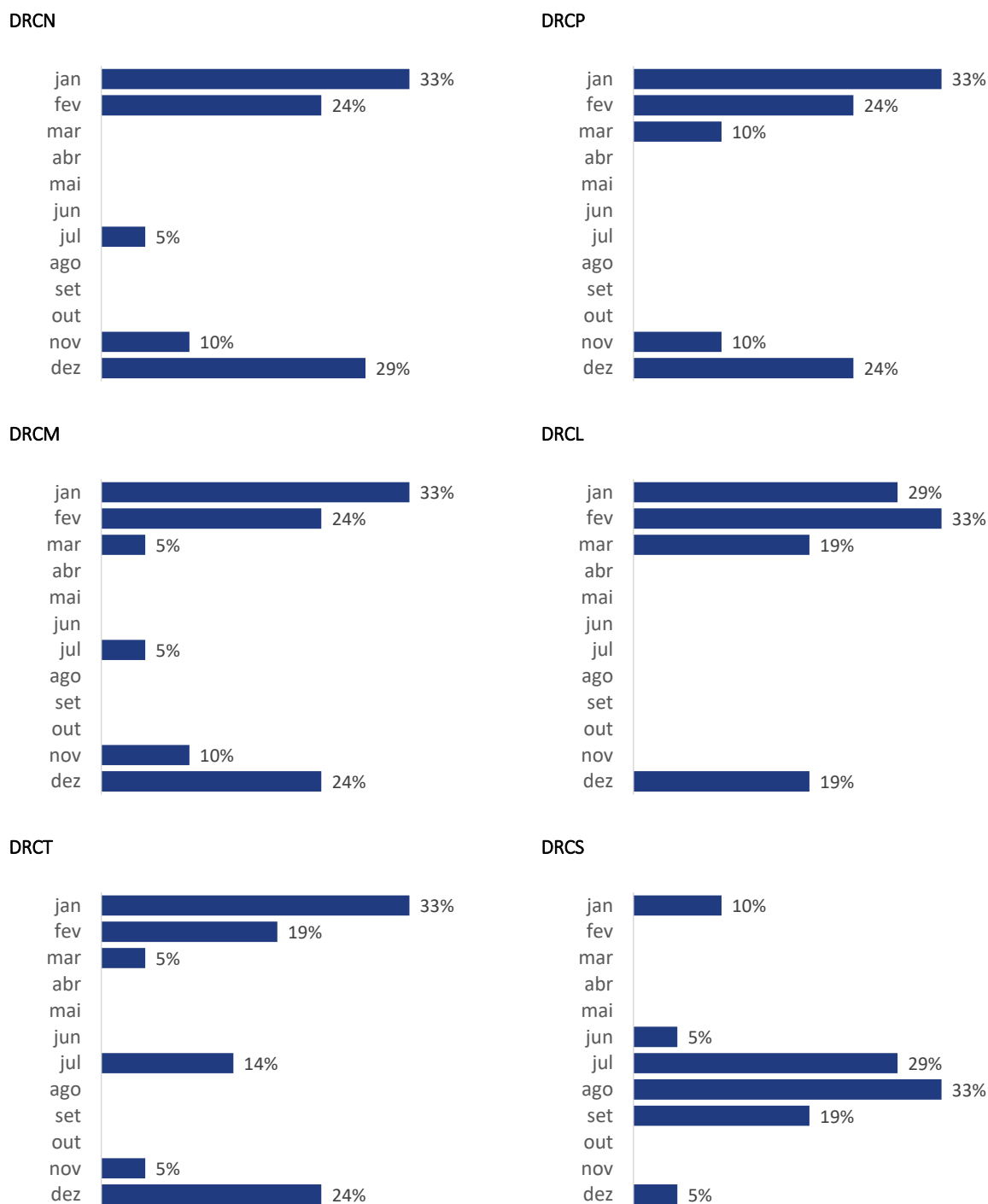


DRCS



Nota: Valores dados pelo custo médio das redes em cada mês, em EUR/MWh. Média dos anos 2013 a 2019.

Figura 5-9 - Distribuição dos três meses com custos das redes mais elevados



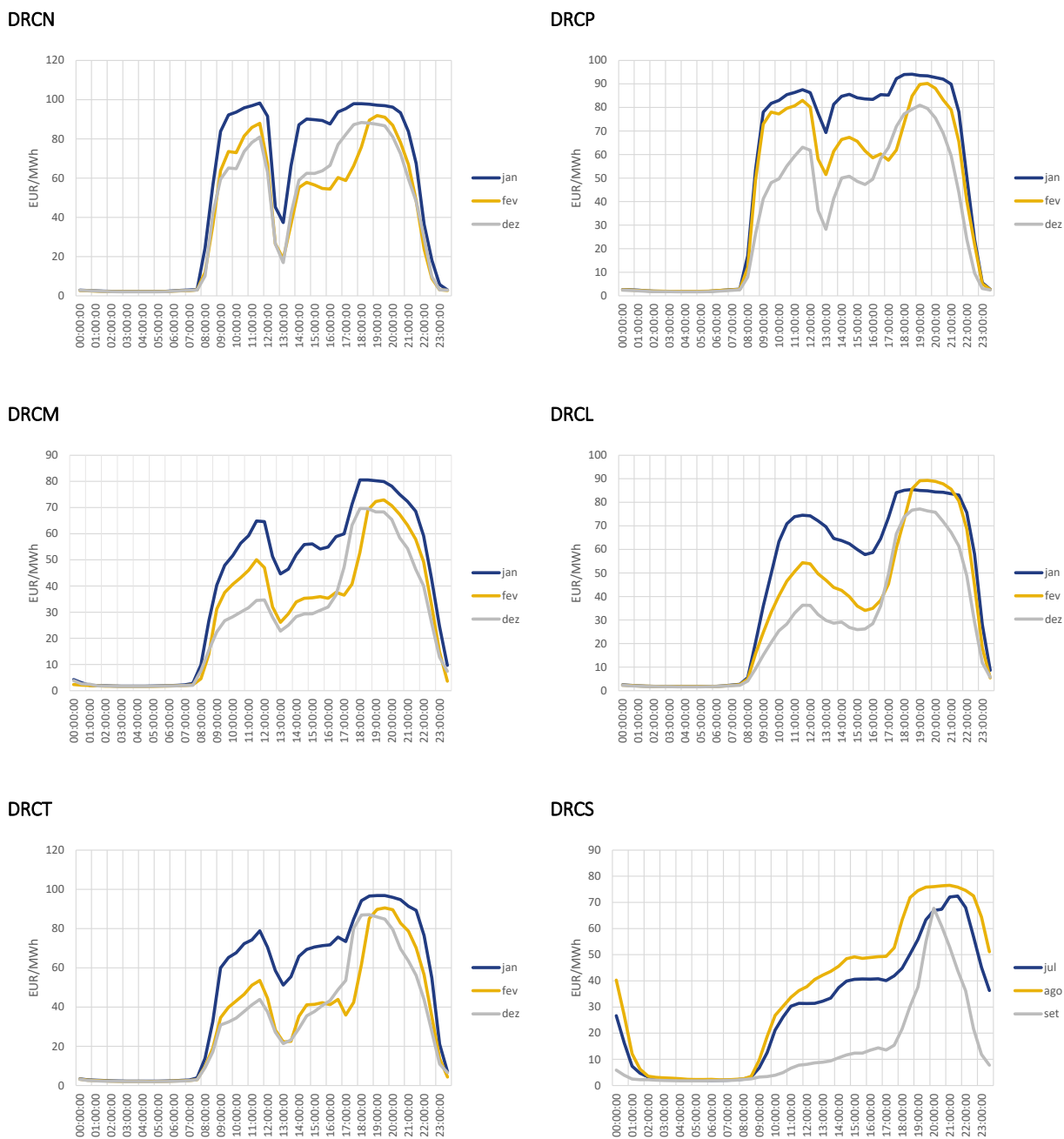
Nota: Anos 2013 a 2019. Para cada DRC os valores apresentados somam o valor de 100%. O valor máximo para cada mês é de 33% (o que corresponde a ser um dos três meses e maiores custos das redes nos vários anos em análise).

Comparando as várias DRC, a DRCN tem os três meses de pico com o padrão mais persistente no tempo, uma vez que o período de dezembro a fevereiro reúne 86% dos três meses de pico anuais ao longo do

período de 2013 a 2019. A DRCT apresenta o menor valor entre as DRC em análise, com um valor agregado de 76%. As restantes DRC apresentam uma persistência intermédia, com um total de 81% em cada uma.

Tendo em conta os três meses de maior utilização de cada DRC, apresentam-se na figura seguinte os diagramas horários para esses meses apenas para os dias úteis.

Figura 5-10 - Custos das redes em MAT-MT nos dias úteis dos três meses de pico



Nota: Valores dados pelo custo médio das redes em cada mês, em EUR/MWh.

Na Figura 5-10, que foca os três meses de maior utilização de cada DRC, observam-se essencialmente os padrões identificados anteriormente para o conjunto do ano como um todo. Isto é, com exceção da DRCN e da DRCP, as restantes DRC apresentam sobretudo um comportamento de *single-peak*. No caso da DRCN e da DRCP o comportamento parece ser de *double-peak*. Uma conclusão transversal à maioria das seis DRC é de que o mês central do período de três meses tende a ser o mês com maiores custos das redes. No caso da DRCS é o mês de agosto, nas restantes DRC é o mês de janeiro ⁷⁴.

No sentido de avaliar a adequação de um ciclo de contagem semanal a estas DRC, a Figura 5-11 avalia para os três meses de pico as curvas horárias para as diferentes tipologias de dia no período de 2013 a 2019, nomeadamente para dias úteis, sábados, domingos e feriados.

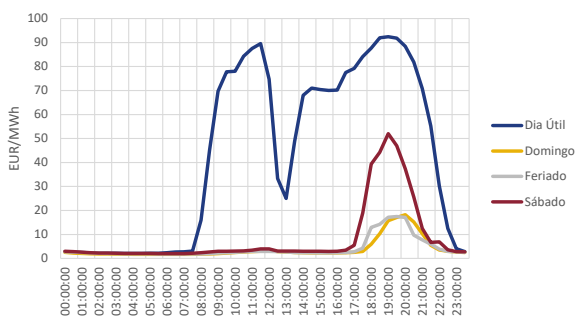
A conclusão é que existe uma utilização das redes muito superior nos dias úteis em praticamente todas as DRC, sendo a DRCN e a DRCP as áreas em que a utilização das redes é mais diferenciada nos dias úteis. No outro extremo está a DRCS, em que os dias úteis têm um comportamento relativamente semelhante aos restantes dias ⁷⁵.

⁷⁴ Com exceção da DRCL, em que o mês de fevereiro atinge o valor horário médio mais elevado, embora a curva de janeiro apresente em média valores superiores a fevereiro para várias horas do dia.

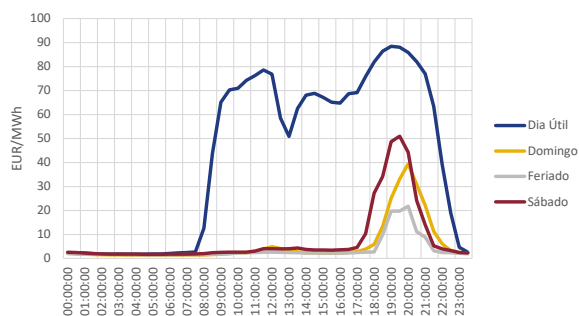
⁷⁵ No caso da DRCS os feriados apresentam o maior pico entre os diferentes tipos de dia. Aqui é preciso ter em conta que aqui se tratam de poucas observações, uma vez que o período de julho a setembro apenas apresenta um único feriado (15 de agosto).

Figura 5-11 - Diagrama horário nos três meses de pico, por tipologia de dia

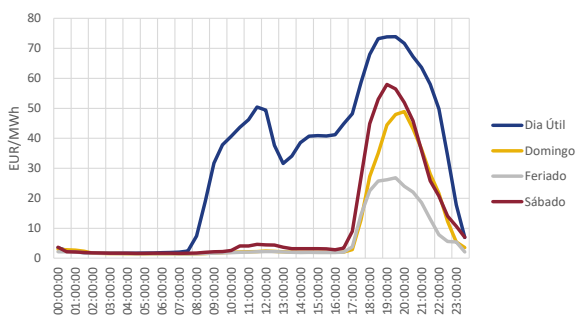
DRCN



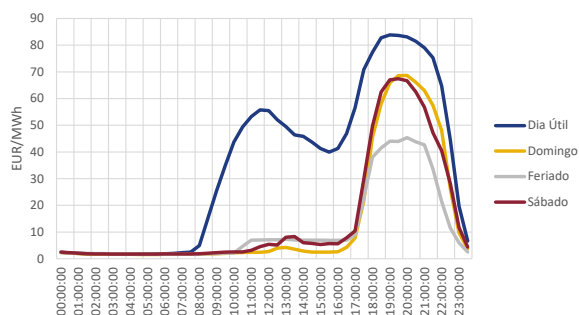
DRCP



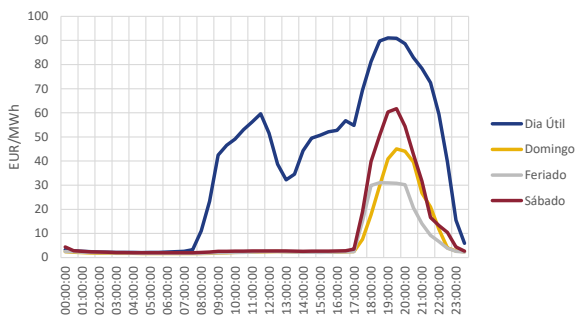
DRCM



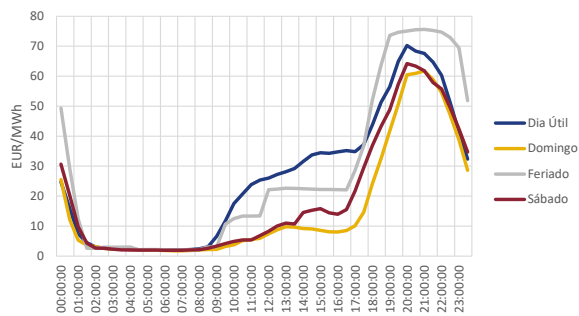
DRCL



DRCT



DRCS



Nota: Valores dados pelo custo médio das redes em cada mês, em EUR/MWh. Os três meses de pico de cada DRC correspondem aos meses utilizados na Figura 5-10.

Tendo em conta as análises anteriores, e procurando evitar ter demasiados grupos geográficos, propõe-se dividir o território continental num total de 3 áreas de rede, cujas principais características são apresentadas no quadro seguinte. Assim, propõe-se constituir três áreas de rede, designadas por Norte, Centro e Sul.

Quadro 5-2 - Divisão das áreas de rede

	Área de rede do Norte	Área de rede do Centro	Área de rede do Sul
	<i>DRCN + DRCP</i>	<i>DRCM + DRCL + DRCT</i>	<i>DRCS</i>
3 meses de pico	Dez – Fev	Dez – Fev	Jul - Set
N.º de picos por 24h	<i>Double-peak</i>	<i>Single-peak</i>	<i>Single-peak</i>
Localização do(s) pico(s)	Diurno e Noturno	Noturno	Noturno

As características determinantes que levaram à constituição destas três áreas de rede, foram a localização dos três meses de pico e a caracterização dos picos de utilização das redes em termos de número de localização.

De referir que estes padrões se encontram alinhados com a informação publicada pelo Operador da Rede de Transporte no âmbito da proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para o período de 2020-2029, como se comprova no anexo da secção 7.4. Para além de ilustrar as diferenças entre regiões do tipo *winter-peaking* (Grande Porto, Grande Lisboa, Península Setúbal) e *summer-peaking* (Algarve), também ilustra que a região do Grande Porto mostra uma utilização do tipo *Double-peak*, enquanto as restantes regiões mostram um comportamento do tipo *Single-peak*.

5.6.2 UTILIZAÇÃO DA REDE POR PERÍODOS HORÁRIOS

Esta secção descreve a análise para determinar os períodos horários em cada uma das áreas de rede determinadas na secção anterior, nomeadamente nas áreas de rede do Norte, Centro e Sul. Os períodos horários aqui determinados seguem a estrutura de um ciclo de contagem semanal.

Os períodos horários, em ciclo de contagem semanal, são determinados considerando o racional exposto no quadro seguinte. No caso dos dias úteis, o período de ponta é definido de forma a identificar a maior utilização das redes, enquanto os períodos de vazio (vazio normal e super vazio) devem corresponder aos horários de menores preços de energia no mercado grossista. Os períodos de cheias devem posteriormente ser determinados por diferença, i.e., correspondem aos intervalos remanescentes dos dias úteis.

Quadro 5-3 - Racional para a determinação dos períodos horários no ciclo semanal

Dias úteis		Sábados, Domingos e Feriados
<i>Estrutura tetra-horária</i>		<i>Estrutura tri-horária</i>
Ponta	Maior utilização das redes	–
Cheias	Determinados por diferença	Maior utilização das redes
Vazio normal	Menores preços grossistas	Determinados por diferença
Super vazio		Menores preços grossistas

No caso dos sábados, domingos e feriados, nos quais se aplica uma estrutura tri-horária, sem períodos de ponta, o racional será semelhante. Aqui, os períodos de cheias, que são os períodos de maior sinal de preço, devem sinalizar os intervalos de maior utilização das redes, enquanto apenas os períodos de super vazio devem ser alocados aos períodos de menores preços no mercado grossista. Consequentemente, os períodos de vazio normal necessitam de ser calculados por diferença, correspondendo aos períodos em falta.

Para sinalizar as horas de maior utilização foram utilizados dois critérios complementares. No critério [A], foram avaliados os intervalos de 30 minutos com o maior valor médio do custo das redes de MAT a MT nos anos 2013 a 2019. No critério [B] foram avaliados os intervalos de 30 minutos que apresentam com a maior frequência um custo das redes de MAT a MT alto, em base anual ⁷⁶. Para cada um destes critérios foram determinados os intervalos de 30 minutos de maior utilização das redes na estrutura de ciclo de contagem semanal ⁷⁷.

A Figura 5-12 mostra o resultado com base no critério [A]. Na área de rede do Norte, observa-se um comportamento de pico duplo nos dias úteis nas Épocas Alta e Média, com o pico ao final do dia a ter uma duração mais longa. Na Época Baixa os dois picos estão mais próximos um do outro, separados pela hora de almoço. Na área de rede do Centro, as horas de maior utilização concentram-se ao final do dia nas Épocas Alta e Média, com um padrão diferente na Época Baixa. Na área de rede do Sul as horas de maior utilização apresentam um padrão mais consistente, com essas horas concentradas ao final do dia nas três épocas.

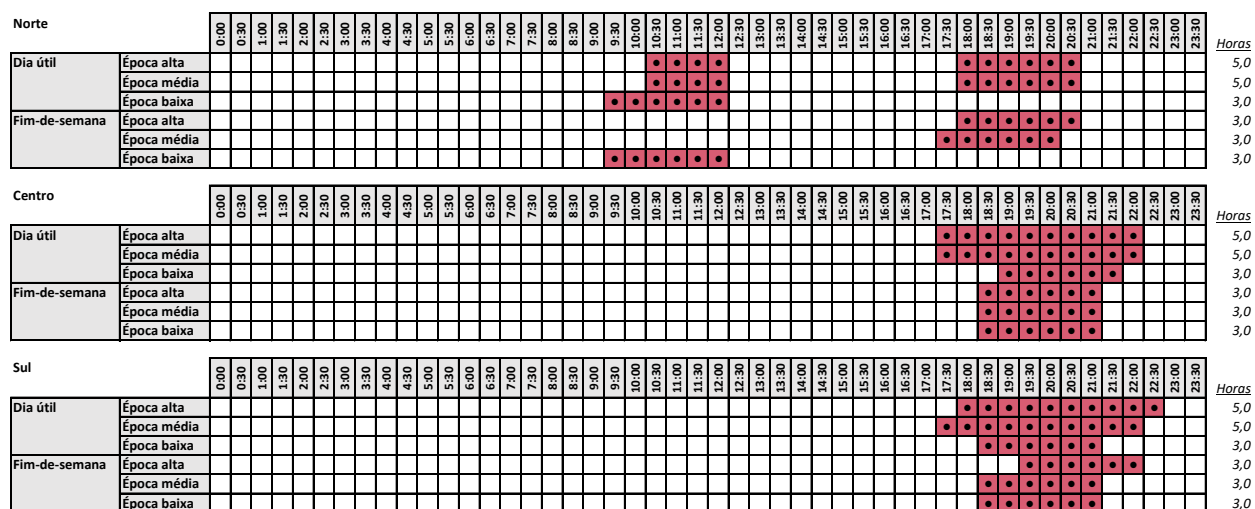
⁷⁶ No critério [B] cada um dos anos do período em análise (2013-2019) é avaliado separadamente. Isto significa que no máximo um determinado intervalo de 30 minutos pode fazer parte das horas de maior utilização num total de sete vezes.

⁷⁷ Nos dias úteis, o ciclo de contagem semanal requer a identificação de 5 horas de ponta por dia nas Épocas Alta e Média, e 3 horas de ponta por dia na Época Baixa. Nos fins-semana, incluindo feriados, o ciclo de contagem semanal requer a identificação de 3 horas cheias por dia nas três épocas.

Da análise da figura anterior, sobressai a conclusão de que com exceção dos dias úteis na área de rede do Norte, os períodos de maior utilização devem ser segmentos contínuos. No caso da área de rede do Norte, enquanto as Épocas Altas e Média indicam a existência mais clara de dois segmentos distintos dentro do dia, no caso da Época Baixa um dos intervalos de horas de ponta nos dias úteis tem uma duração de apenas 60 minutos.

Com o objetivo de definir períodos horários que evitem uma segmentação excessiva ao longo do dia, estabeleceu-se como critério geral que as horas de ponta nos dias úteis e as horas cheias nos fins-de-semana devem constituir sempre intervalos contínuos com uma duração mínima de 2 horas. Tendo em conta esta restrição, e partindo do resultado na Figura 5-14, obteve-se a distribuição indicada na Figura 5-15 através de um ajustamento final. Esse ajustamento final considera critérios de otimização para alternativas adjacentes ⁷⁹.

Figura 5-15 - Horas de maior utilização das redes, ajustamento final



Nota: Obtido a partir da Figura 5-14, considerando critérios de otimização para alternativas adjacentes.

O resultado apresentado na Figura 5-15 encontra-se refletido no desenho final dos períodos horários, apresentado na secção 5.7.1.

⁷⁹ Para otimizar a aderência dos períodos horários aos custos incrementais das redes avaliou-se a identificação das 100 horas de maior utilização por ano, em termos médios e ponderada em termos quadráticos.

O resto da presente secção avalia o mérito de incluir um sinal de preço reforçado nos períodos de ponta pertencentes à Época Alta, comparativamente com os períodos de ponta das restantes épocas. Reforçar o sinal de preço das redes para uma janela temporal mais reduzida e estática apenas se justifica se existirem padrões de utilização da rede suficientemente estáveis e previsíveis.

Para avaliar essa dimensão, foi avaliada a capacidade de identificar as 100 horas mais críticas do ponto de vista da rede em cada ano. Esses períodos foram avaliados do ponto de vista de uma métrica de trânsito de energia em MT, no sentido de apresentar uma análise complementar à análise anterior, que foi orientado pela métrica dos custos das redes de MAT a MT.

As duas figuras seguintes identificam para um horizonte de 7 anos a capacidade de identificar as 100 horas críticas por ano com base numa janela de 5 horas por dia, colocadas de forma ótima em cada dia. Isto é, a figura identifica a parte das 100 horas críticas que se consegue identificar se apenas forem consideradas no máximo cinco horas de ponta por dia com uma cor (cinzento), e com outra cor (amarelo) as horas críticas que não estão incluídas nessa janela temporal de 5 horas por dia. A escolha da janela de 5 horas por dia prende-se com a estrutura do ciclo semanal em Portugal, que apresenta no máximo 5 horas de ponta por dia.

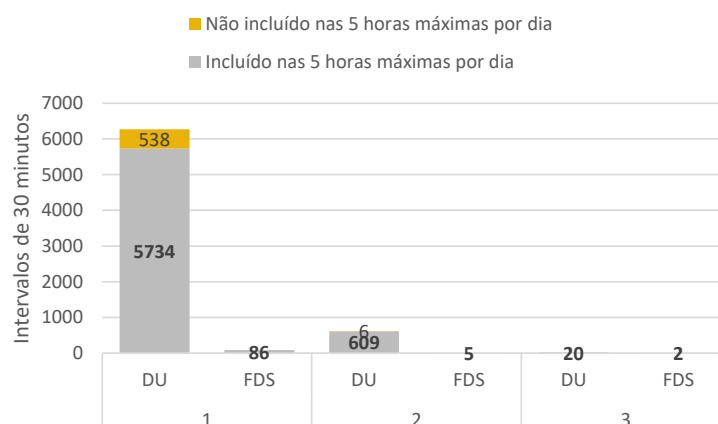
Se a proporção das horas críticas incluídas nas cinco horas diárias for elevada, isso significa que as horas críticas por DRC tendem a ocorrer em duração diária até 5 horas. As duas figuras que se seguem ilustram a distribuição das 100 horas críticas anuais nas DRC do tipo *winter-peaking* e *summer-peaking*⁸⁰, por Época (Alta, Média, Baixa) e tipo de dia (dia útil, fim-de-semana).

Conclui-se que uma janela diária de 5 horas nos dias úteis da Época Alta teria o potencial de identificar corretamente 82% das horas críticas nas DRC do tipo *winter-peaking*, e 60% na DRC do tipo *summer-peaking*⁸¹. Neste último caso seria possível elevar o indicador para 73% se os fins-de-semana fossem igualmente incluídos.

⁸⁰ Apenas a DRC Sul é considerada *summer-peaking*. As restantes DRC são do tipo *winter-peaking*.

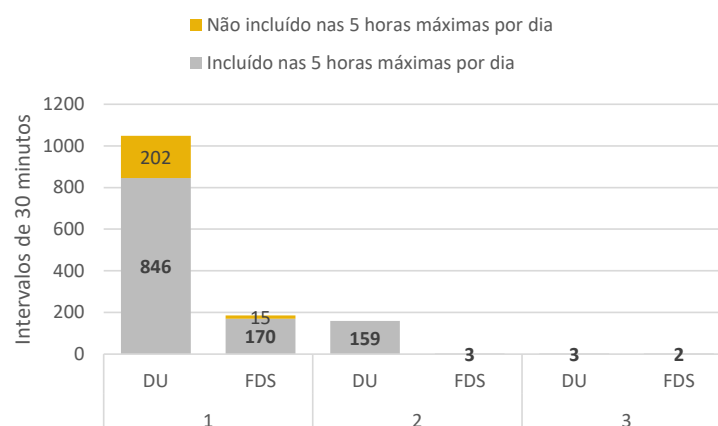
⁸¹ Considerando o histórico de informação de 2013 a 2019.

Figura 5-16 - 100 horas críticas por ano nas DRC do tipo *winter-peaking*, anos 2013-2019



Nota: Inclui todas as DRC, com exceção da DRC Sul. Dados agrupados em 3 épocas: época 1 (dez.-fev.), época 2 (nov., mar.) e época 3 (restantes meses). A figura abrange um total de 3500 horas críticas (5 DRC x 7 anos x 100 horas/ano).

Figura 5-17 - 100 horas críticas por ano na DRC do tipo *summer-peaking*, anos 2013-2019



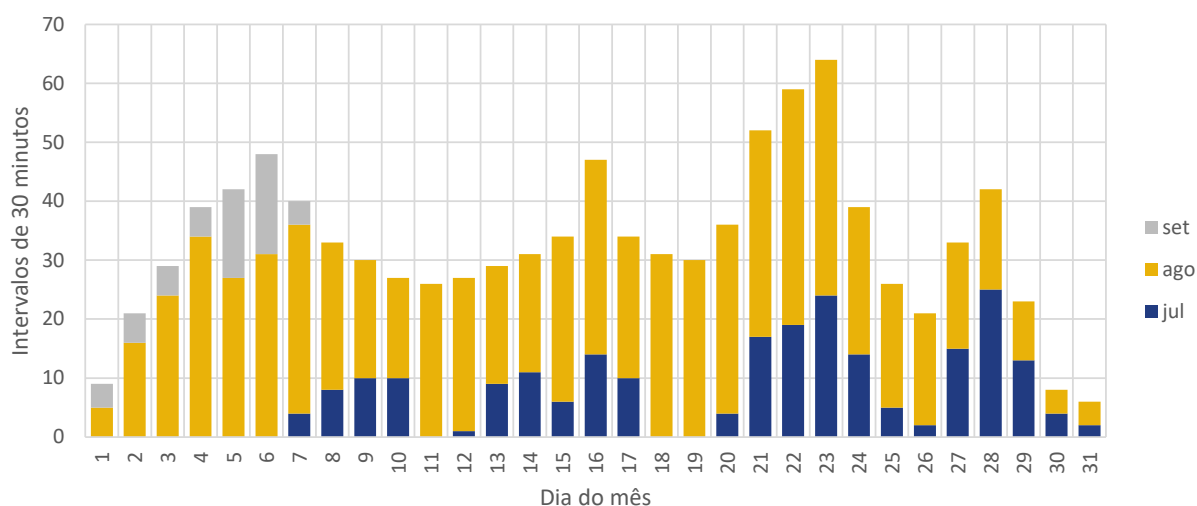
Nota: Inclui apenas a DRC Sul. Dados agrupados em 3 épocas: época 1 (jul.-set.), época 2 (jan.-fev.) e época 3 (restantes meses). A figura abrange um total de 700 horas críticas (1 DRC x 7 anos x 100 horas/ano).

No caso da DRC Sul, do tipo *summer-peaking*, destacam-se duas conclusões estruturais. Primeiro, em termos relativos, uma janela de 5 horas diárias tende a ser menos capaz de captar as horas críticas nos dias úteis, em comparação com as DRC do tipo *winter-peaking*. Segundo, os fins-de-semana e feriados da época alta tendem a ter uma maior concentração de horas críticas.

Caso se optasse por aplicar na Época Alta um ciclo de contagem diária, com a colocação de 5 horas de ponta por dia, para manter o número de horas de ponta em época alta (320 horas por ano), a Época Alta

seria necessariamente mais curta, passando de aproximadamente 3 meses para 2 meses. Uma análise por dia da distribuição das horas críticas (figura seguinte), revela que as horas críticas tendem a começar precisamente na segunda semana de julho e a terminar após a primeira semana de setembro.

Figura 5-18 - 100 horas críticas por ano na DRC do tipo *summer-peaking*, anos 2013-2019



Nota: Inclui apenas a DRC Sul. Dados referentes à Época Alta (jul.-set.), por dia do mês.

Não obstante estas considerações finais sobre a DRC Sul, com vista a apresentar uma estrutura de períodos horários análoga para as várias áreas de rede, e próxima da estrutura tarifária atual, este Relatório conclui que se deve implementar um ciclo de contagem semanal nas várias áreas de rede, apesar de a DRC Sul apresentar características de ciclo de contagem diária, pelo menos nos meses de Época Alta ⁸².

5.6.3 PERÍODOS DE SUPER VAZIO E VAZIO NORMAL

No desenho das regras para o projeto-piloto considerou-se que os períodos de super vazio não necessitam de ser orientados pela curva dos custos de redes unitários, apesar de ser possível obter esses valores. Uma vez que a utilização da rede em períodos de vazio normal e super vazio deve ser incentivada, esse incentivo será tanto maior quanto maior o alinhamento com os períodos de menor preço que resultam do mercado grossista.

⁸² Esta observação já tinha sido feito no âmbito da Figura 5-10.

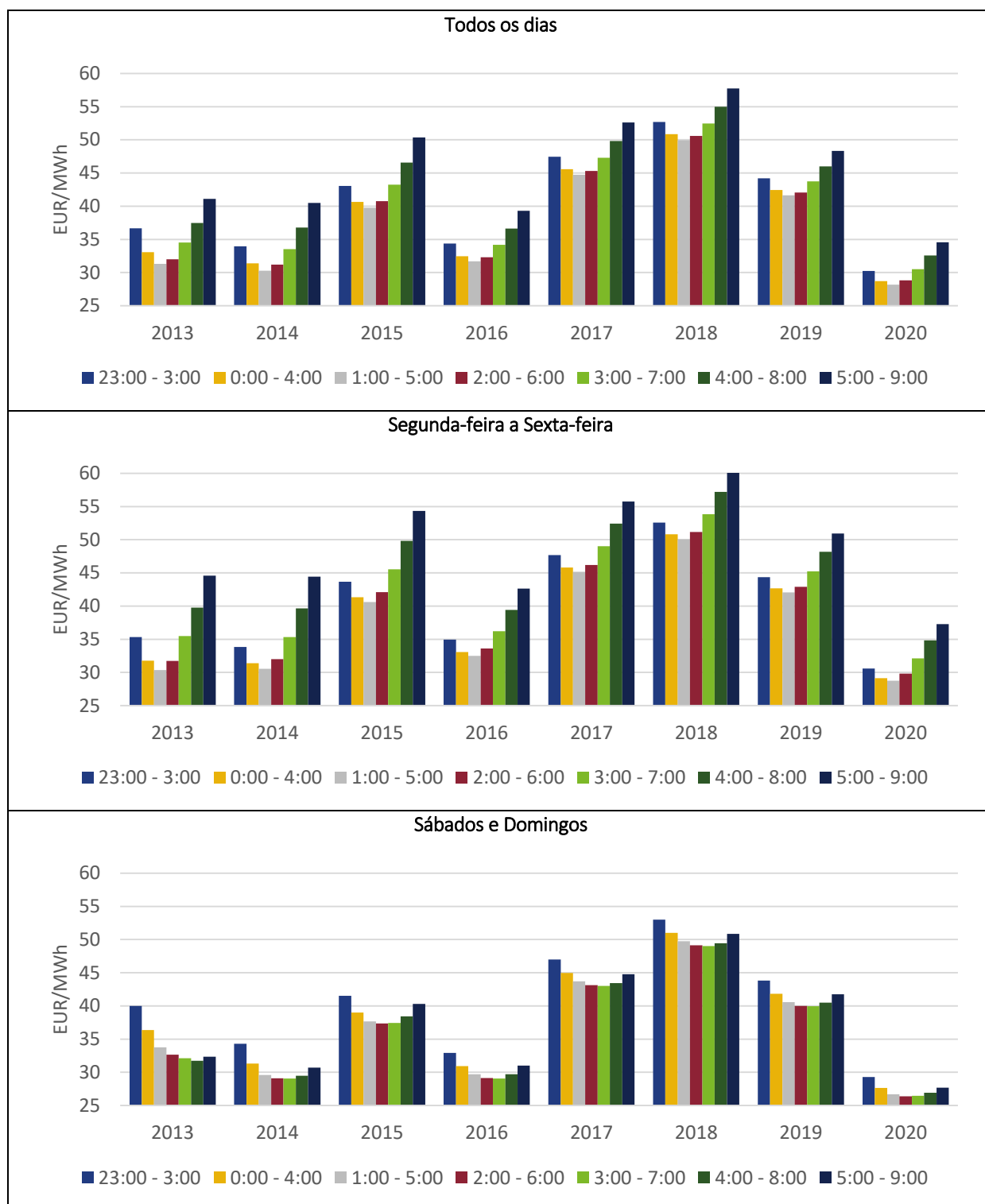
A análise dos preços horários do mercado diário do MIBEL, do lado português, revela que o período de quatro horas com os preços mais reduzidos corresponde ao período das 1:00 às 5:00 (H3 até H6) tanto para a globalidade dos dias como para o período de segunda-feira à sexta-feira em particular (Figura 5-19).⁸³ Apenas quando se consideram os sábados e domingos isoladamente, se deteta que esse período oscila entre o período das 2:00 às 6:00 (H4 até H7) e o período das 3:00 às 7:00 (H5 até H8), consoante o ano em análise.⁸⁴

Atendendo ao exposto, a ERSE irá propor a colocação do super vazio no período das 1:00 às 5:00. Atualmente o período de super vazio tem início uma hora mais tarde.

⁸³ Não foram excluídos os feriados nacionais em Portugal.

⁸⁴ Com exceção do ano 2013, em que o período com menores preços se situou das 4:00 às 8:00 (H6 até H9),

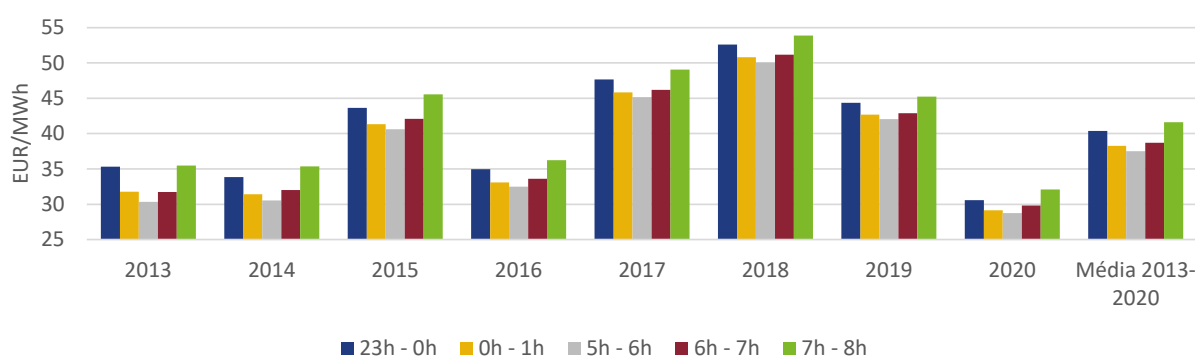
Figura 5-19 - Preços horários do mercado diário (MIBEL) para períodos de quatro horas, por tipo de dia



Fonte: Preços horários médios do mercado diário da zona PT para os anos 2013 a 2020 (hora de Portugal continental).

Tendo por base a colocação do período de super vazio no período da 1:00 às 5:00, foi ainda avaliado quais as três horas adjacentes a este intervalo com preços mais reduzidos no mercado grossista de segunda-feira a sexta-feira (Figura 5-20). Esta análise serve para orientar a colocação das três horas de vazio normal nos dias úteis ⁸⁵.

Figura 5-20 - Preços horários do mercado diário (MIBEL) de segunda-feira a sexta-feira, em horas selecionadas



Fonte: Preços horários médios do mercado diário da zona PT para os anos 2013 a 2020 (hora de Portugal continental).

A Figura 5-20 ilustra de forma clara que os três blocos horários com preços mais reduzidos no MIBEL correspondem aos intervalos das 0:00 às 1:00 e das 5:00 às 7:00. Assim, o período de vazio normal nos dias úteis deve seguir este padrão, resultando em uma hora de vazio normal antes do super vazio e duas horas a seguir ao super vazio. Esta constitui também uma alteração ao período de vazio normal do ciclo semanal atual, que é das 0:00 às 2:00 e das 6:00 às 7:00.

5.6.4 PREÇOS TRIMESTRAIS NO TERMO DE ENERGIA ATIVA

As análises anteriores sugerem que a existência de preços trimestrais de energia ativa (EUR/kWh) deve ser reponderada. Por um lado, observam-se comportamentos diferentes ao longo do ano por área de rede. Enquanto a maioria das áreas seguem um comportamento *winter-peaking*, a área do sul segue claramente uma situação de *summer-peaking*. Acresce que a sazonalidade encontrada não se delimita exatamente

⁸⁵ Nos sábados, domingos e feriados o período de vazio normal é mais longo e será dado pelos períodos que sobram face ao período de super vazio (1:00 às 5:00) e ao período de cheias.

com a periodicidade trimestral⁸⁶. Por outro lado, a sazonalidade explícita nos preços de energia trimestrais tem uma materialidade inferior à sazonalidade implícita que consegue ser transmitida com a localização dos períodos horários. Tendo ainda em conta que a eliminação dos preços de energia trimestrais contribui para uma simplificação da estrutura tarifária e na própria publicação de várias tarifas reguladas⁸⁷, considera-se haver uma justificação sólida para avançar neste sentido⁸⁸.

Atendendo ao exposto, a ERSE irá propor na próxima revisão regulamentar a eliminação da diferenciação trimestral nos preços da energia ativa das tarifas de uso das redes.

5.6.5 ESTRUTURA HORÁRIA NOS FINS-DE-SEMANA

Uma simplificação introduzida com o projeto-piloto prende-se com a consideração dos mesmos períodos horários nos fins-de-semana, incluindo feriados. Esta simplificação decorre da observação que, em termos de utilização da rede, importa sobretudo sinalizar os períodos de ponta, que ocorrem maioritariamente durante os dias úteis. Acontece que, do ponto de vista do uso das redes, os domingos nem sempre têm um comportamento tão distinto que justifique uma diferenciação face aos períodos horários vigentes.

A definição de um ciclo semanal que trate os sábados, domingos e feriados com períodos horários comuns apresenta duas vantagens, no entender da ERSE. Por um lado, promove uma simplificação dos períodos horários (limitando a complexidade nos períodos menos críticos do ponto de vista da rede). Por outro lado, permite sinalizar um período relativamente curto de horas cheias (3 horas) aos domingos e feriados, orientando a procura especialmente naqueles dias em que a utilização da rede pode vir a assumir um uso mais preponderante, por exemplo no caso de eventos meteorológicos extremos.

Esta alteração também pode constituir um incentivo adicional para os utilizadores das redes contratarem períodos horários específicos para a componente de energia, aproveitando a existência de preços grossistas mais baixos aos domingos. A Figura 5-21 ilustra que, em termos médios, existe uma diferença média de 5 EUR/MWh em várias horas entre os sábados e domingos, o que, do ponto de vista da fatura

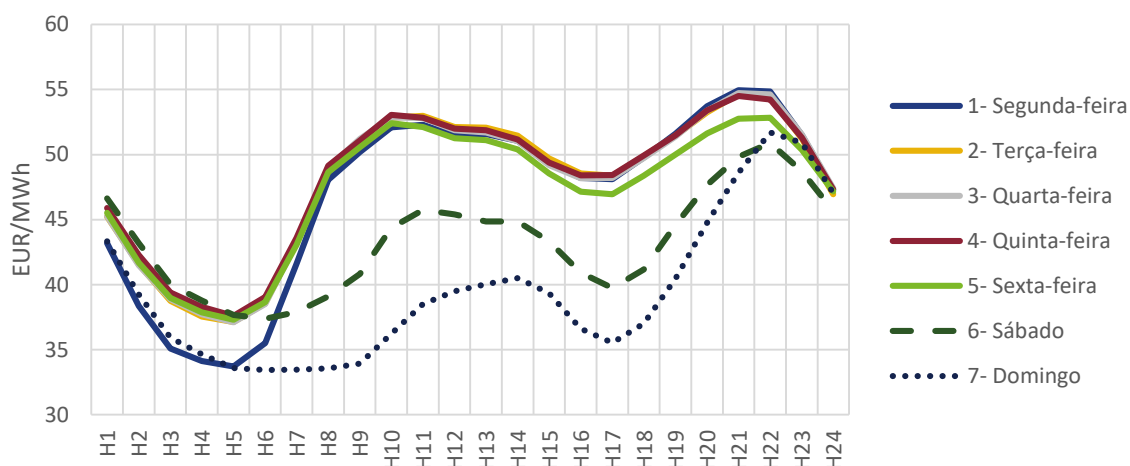
⁸⁶ Os três meses de maior utilização são dados pelos meses de dezembro, janeiro e fevereiro.

⁸⁷ Esta alteração tem impactos nas tarifas de acesso às redes, nas tarifas de venda a clientes finais, tarifas de Acesso às Redes do Autoconsumo através da Rede Elétrica de Serviço Público, e nas tarifas por atividade regulada incluídas nas tarifas de Acesso às Redes.

⁸⁸ Outra simplificação resulta do facto de atualmente a sazonalidade dos preços de energia (diferenciação trimestral) não estar alinhada com a sazonalidade dos períodos horários (diferenciação por hora legal de inverno/verão).

total de eletricidade (redes + energia), poderia justificar períodos horários diferentes entre sábados e domingos.

Figura 5-21 - Preços horários do mercado diário (MIBEL), por tipo de dia



Fonte: Preços horários médios do mercado diário da zona PT para os anos 2013 a 2020 (horas de negociação do MIBEL).

5.7 DESENHO REVISTO DA OPÇÃO TARIFÁRIA

A partir do desenho tarifário testado em projeto-piloto, e tendo em conta a análise aqui apresentada, bem como a experiência operacional com o piloto, a ERSE entende que devem existir algumas revisões do desenho tarifário que foi testado em piloto, com vista a introduzir algumas simplificações.

A primeira simplificação prende-se com a redução do **número de mapas horários**, passando de 6 mapas para 3 mapas ⁸⁹. A utilização de 6 mapas distintos no piloto representava a granularidade possível com a informação por área de rede disponibilizada à ERSE. Tendo em conta a nova apreciação da informação, considera-se oportuno distinguir apenas os três padrões dominantes de utilização da rede.

⁸⁹ Os seis mapas horários utilizados no projeto-piloto são apresentados em anexo, na secção 7.7.

A segunda simplificação diz respeito à variável da **potência em horas de ponta**, privilegiando-se uma definição equivalente à definição vigente ⁹⁰. No piloto procurou-se definir a variável potência em horas de ponta numa lógica alinhada com a definição da potência contratada, isto é, calculada para um horizonte de 12 meses, de forma a aproximar os dois conceitos de potência. Esta alteração visava traduzir a noção de que o indutor de custo da potência tem um horizonte que ultrapassa o curto prazo, e que por isso o respetivo pagamento devia seguir essa noção. Acresce que, o conceito de potência em Espanha segue um modelo de contratação prévia que também utiliza uma janela de 12 meses. A adoção da definição testada em projeto-piloto não teria um benefício evidente, tirando a diferenciação sazonal ao longo do ano. Contudo, a proposta agora apresentada, de diferenciação do preço de potência em horas de ponta pelas épocas Alta, Média e Baixa atinge um objetivo equivalente, preservando a definição atual, o que será de mais fácil operacionalização pelos operadores das redes e pelos comercializadores. Acresce a isto, que a faturação dos novos conceitos durante o piloto se revelou desafiante, especialmente nos meses iniciais ⁹¹. A manutenção da definição vigente para o preço de potência em horas de ponta evita a necessidade de regras específicas para o período em que ainda não existe um histórico de doze meses.

5.7.1 MAPAS HORÁRIOS

Os mapas horários a propor terão uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época. Esta estrutura segue o estabelecido na [Diretiva n.º6/2018 da ERSE](#) para o projeto-piloto. Adotam-se os termos de Época Alta, Época Média e Época Baixa para designar os três intervalos no qual será dividido cada ano ⁹².

⁹⁰ Na definição vigente a potência em horas de ponta corresponde à potência ativa média calculada pelo rácio entre a (i) energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita, e o (ii) número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

⁹¹ As regras aprovadas previam a aplicação dos dois tipos de potência em horas de ponta em todos os meses, mesmo quando um determinado mês apenas apresentasse um dos dois tipos de horas de ponta (super ponta ou ponta normal).

⁹² Recordar-se que no projeto-piloto foram adotados os termos Época 1, Época 2 e Época 3, respetivamente.

Quadro 5-4 - Duração dos períodos horários no ciclo de contagem semanal

		Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis	Horas de ponta	5 horas/dia	5 horas/dia	3 horas/dia
	Horas cheias	12 horas/dia	12 horas/dia	14 horas/dia
	Horas de vazio normal	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia
Sábados, domingos, e feriados	Horas de ponta	–	–	–
	Horas cheias	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de vazio normal	17 horas/dia	17 horas/dia	17 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

A estrutura apresentada no quadro anterior diverge do ciclo de contagem vigente em dois aspetos. Primeiro, relativamente aos sábados, domingos e feriados existe um tratamento uniforme destes dias. Na regulamentação vigente, o ciclo semanal distingue as durações diárias a aplicar nos sábados comparativamente com os sábados e os domingos⁹³. Segundo, a aplicação dentro do ano passa a estar dividida num total de 3 épocas distintas, quando atualmente a separação é por dois períodos apenas, nomeadamente em hora legal de inverno e hora legal de verão.

A nova definição permite aumentar a granularidade temporal entre épocas diferentes e a granularidade locacional entre áreas de rede.

⁹³ Para além das quatro horas de super vazio aplicáveis a todos os dias, nos sábados aplicam-se 7 horas de cheias e 13 horas de vazio normal, enquanto nos domingos e feriados se aplicam 20 horas de vazio normal.

A divisão nas Épocas Alta, Média e Baixa para cada área de rede decorre da análise apresentada na secção 5.6.1 e é apresentada no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Distribuição das épocas para a nova opção tarifária

	Área de rede do Norte	Área de rede do Centro	Área de rede do Sul *
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maiο	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

* O dia exato da transição entre épocas adjacentes na área de rede do Sul dependerá da distribuição dos dias úteis em cada mês.

Face ao desenho testado em piloto, a principal alteração prende-se com a colocação da época alta nas áreas de rede do Porto e de Lisboa. Para efeitos do piloto, estas duas áreas de rede tiveram os meses de época alta dados pelo período de janeiro a março, enquanto que agora se propõe que esse período esteja situado de dezembro a fevereiro. A razão para esta diferença prende-se sobretudo com o facto de os meses de dezembro e março apresentarem uma utilização média relativamente próxima, destacando-se os meses de janeiro e fevereiro claramente como os meses de maior utilização. Atendendo aos novos dados recolhidos, e à proposta de avançar apenas com três grupos de área de rede, o desenho tarifário das épocas deve identificar os meses de dezembro e fevereiro como Época Alta, e os dois meses adjacentes como Época Média. Assim, garante-se uma maior progressividade dos sinais de preço nas áreas de rede do Norte e Centro, evitando a transição direta da Época Alta para a Época Baixa.

Esta alteração traduz-se, ainda, numa vantagem para efeitos de igualização das durações anuais dos períodos horários entre os vários grupos de áreas de rede. Nomeadamente, as épocas das áreas de rede do Norte e Centro podem ser definidas de forma a coincidir com os meses de calendário indicados no Quadro 5-5. Seguidamente, as Épocas Alta, Média e Baixa na área de rede do Sul carecem de ajustamento para garantir a mesma distribuição de dias úteis em cada época em comparação com as áreas de rede do Norte e Centro.

Da análise da Figura 5-22 salientam-se as seguintes observações. Primeiro, apenas a área de rede do Norte apresenta nas Épocas Alta e Média um comportamento de ponta dupla nos dias úteis, com um período de ponta diurno de 2 horas a terminar às 12h30 e outro período de ponta de 3 horas a começar às 18h00. Segundo, as áreas de rede do Norte e Centro, em que as Épocas Alta e Média equivalem a meses adjacentes, os períodos horários encontram-se alinhados entre essas duas épocas. Apenas na área de rede do Sul, em que as Épocas Alta e Média não correspondem a meses adjacentes, existe uma ligeira diferenciação nos períodos horários, com o período de ponta nos dias úteis e o período de cheias aos fins-de-semana a ocorrer tendencialmente mais tarde durante a Época Alta.

5.7.2 ESTRUTURA DE PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

A estrutura da nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT é apresentada no quadro seguinte. Salientam-se duas alterações face à estrutura vigente na tarifa de Acesso às Redes, nomeadamente a ausência de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa e a diferenciação por época no preço de potência em horas de ponta.

Quadro 5-6 - Estrutura da tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAL EM MAT, AT E MT		
Potência		(EUR/kW.dia)
Potência em horas de ponta	Época Alta	X,XXXX
	Época Média	X,XXXX
	Época Baixa	X,XXXX
Potência contratada		X,XXXX
Energia ativa		(EUR/kWh)
Horas de ponta		X,XXXX
Horas cheias		X,XXXX
Horas de vazio normal		X,XXXX
Horas de super vazio		X,XXXX
Energia reativa		(EUR/kvarh)
Indutiva		X,XXXX
Capacitiva		X,XXXX

Isto significa que os preços de potência contratada e de energia reativa são idênticos à tarifa de Acesso às Redes (TAR). No caso dos preços de energia ativa, estes não apresentarão diferenciação trimestral na TAR

opcional em MAT, AT e MT. Por último, a principal diferença reside no preço da potência em horas de ponta, que passará a ver o preço diferenciado entre as Épocas Alta, Média e Baixa.

A ERSE entende que não deve manter as alterações à variável da potência em horas de ponta que foram testadas no projeto-piloto. No projeto-piloto definiram-se duas novas variáveis, que iriam substituir a variável da potência em horas de ponta, designadas por «potência em horas de super ponta»⁹⁵ e «potência em horas de ponta normal»⁹⁶. O objetivo era definir a variável de potência em horas de ponta numa lógica alinhada com a definição da variável de potência contratada, isto é, calculada para um horizonte de 12 meses, de forma a aproximar os dois conceitos de potência. Esta alteração visava traduzir a noção de que o indutor de custo da potência tem um horizonte que ultrapassa o curto prazo, e que por isso o respetivo pagamento devia seguir essa noção. Acresce que, o conceito de potência em Espanha segue um modelo de contratação prévia que também utiliza uma janela de 12 meses. Com a operacionalização do piloto conclui-se que esta nova definição implicava alguns desafios na informação a dar ao cliente final⁹⁷.

Tendo em conta esta experiência, a ERSE entende ser mais prudente manter a definição vigente da variável de potência em horas de ponta, não obstante se propor na secção 6.5 que alterações à variável potência em horas de ponta sejam passíveis de ser estudadas, sobretudo no sentido de promover a retangularização do consumo nas horas de ponta.

De forma a preservar o princípio da uniformidade tarifária, os três preços de potência em horas de ponta devem respeitar a equivalência na faturação face à tarifa de Acesso às Redes sem diferenciação por época, assumindo como pressuposto o caso de um consumidor com um consumo retangular nas horas de ponta⁹⁸. Essa equivalência será satisfeita caso se verifique a seguinte relação:

$$T_{PHP} \times d = \sum_{i=1}^3 T_{PHP,i} \times d_i ,$$

⁹⁵ Potência ativa média, que corresponde ao quociente de energia ativa no ponto de medição em horas de super ponta pelo número de horas de super ponta, aplicado à globalidade dos doze meses do projeto-piloto.

⁹⁶ Potência ativa média, que corresponde ao quociente de energia ativa no ponto de medição em horas de ponta normal pelo número de horas de ponta normal, aplicado à globalidade dos doze meses do projeto-piloto.

⁹⁷ As regras aprovadas previam a aplicação dos dois tipos de potência em horas de ponta em todos os meses, mesmo quando um determinado mês apenas apresentasse um dos dois tipos de horas de ponta (super ponta, ponta normal). Por isso, era impossível apresentar inicialmente a faturação da potência em horas de super ponta sem que tenham ocorridas horas de super ponta primeiro, apesar de o termo de faturação ser aplicável a todos os 12 meses do piloto. Apesar de o piloto se ter iniciado em junho de 2018, alguns participantes apenas ficaram sujeitos às horas de super ponta a partir de janeiro de 2019.

⁹⁸ O pressuposto de um consumo retangular nas horas de ponta já tinha sido utilizado na definição dos preços de potência em horas de ponta do projeto-piloto

em que T_{PHP} é o preço da potência em horas de ponta da TAR, d é o número de dias do ano tarifário, $T_{PHP,i}$ é o preço da potência em horas de ponta da TAR opcional na época i e d_i é o número dias da época i .

Adicionalmente, os preços de potência em horas de ponta $T_{PHP,i}$ da TAR opcional na época i estarão relacionados entre si através de multiplicadores, a saber:

$$T_{PHP,1} = \alpha_1 \times T_{PHP,3}$$

$$T_{PHP,2} = \alpha_2 \times T_{PHP,3}$$

Os multiplicadores α_1 e α_2 devem ajustar para o diferente número de horas de ponta e diferente número de dias das Épocas Alta ($i = 1$) e Média ($i = 2$), respetivamente, em comparação com a Época Baixa ($i = 3$)⁹⁹. Adicionalmente, no caso do multiplicador α_1 , este deve incluir um fator de apontamento ($f > 1$), de modo a refletir um sinal de preço mais elevado nas horas de ponta da Época Alta. Assim, os multiplicadores resultam das seguintes relações:

$$\alpha_1 = f \times \frac{d_3}{d_1} \times \frac{HP_1}{HP_3},$$

$$\alpha_2 = \frac{d_3}{d_2} \times \frac{HP_2}{HP_3},$$

em que d_i é o número de dias incluídos na época i e HP_i é o número de horas de ponta durante a época i . Em termos médios, sem contar com a distribuição específica dos sábados, domingos e feriados pelas várias épocas, os valores dos dois multiplicadores serão aproximadamente $\alpha_2 = 5/3$ e $\alpha_1 = f \times 5/3$. Em particular o valor do multiplicador α_2 assegurar a igualdade do sinal de preço de energia (EUR/MWh) em horas de ponta entre as Épocas Alta e Média.

⁹⁹ De forma a ajustar os preços para as diferenças no número de dias e no número de horas de ponta entre as épocas i e j , deve assegurar-se a seguinte relação: $T_{PHP,i} \times d_i \div HP_i = T_{PHP,j} \times d_j \div HP_j \Rightarrow T_{PHP,i} = T_{PHP,j} \times (d_j \times HP_i) \div (d_i \times HP_j)$.

6 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES A INTRODUIZIR NA REGULAMENTAÇÃO VIGENTE

Em virtude do resultado positivo da análise custo-benefício, e tendo em conta a perspetiva de garantir que as tarifas de Acesso às Redes refletem melhor os custos, a ERSE propõe introduzir no quadro regulamentar uma nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. Para além desta alteração, apresentam-se outros aspetos relacionados que podem merecer uma reavaliação.

6.1 OPÇÃO TARIFÁRIA NA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT EM PORTUGAL CONTINENTAL

A principal alteração regulamentar a propor na sequência do projeto-piloto realizado, consiste na introdução de uma nova opção tarifária na aplicação da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, nos moldes apresentados na secção 5.7. A adesão a esta opção tarifária é voluntária, mantendo-se em vigor, por defeito, a atual estrutura tarifária.

Tal implementação exige a alteração regulamentar nas seguintes matérias:

- Introdução da nova opção tarifária em Portugal continental, incluindo a estrutura tarifária aplicável e condições de permanência para evitar comportamentos oportunistas ¹⁰⁰;
- Especificação de um novo ciclo de contagem semanal, baseado na divisão do ano em três épocas e da separação entre dias úteis e restantes dias;
- Durações diárias dos períodos horários no novo ciclo de contagem semanal (Quadro 5-4);
- Definição dos grupos de áreas de rede, de acordo com critérios objetivos;
- Identificação dos meses pertencentes a cada época, em função da divisão dos grupos de áreas de rede (Quadro 5-5);
- Diferenciação do preço de potência em horas de ponta pelas três épocas.

Importa clarificar alguns dos aspetos acima mencionados.

A alteração vai no sentido de introduzir apenas a opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. Isto significa que a opção tarifária não será introduzida ao nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental, uma vez que estas tarifas já se encontram

¹⁰⁰ Face à diferenciação do preço de potência em horas de ponta, na ausência de restrições de mudança entre a TAR opcional e a TAR base, um cliente teria uma vantagem económica em estar na nova opção tarifária apenas durante as Épocas Média e Baixa, mudando para a TAR base durante a Época Alta, evitando assim o seu sinal de preço agravado.

extintas em MAT e AT e encontra-se estabelecida a extinção em MT, até dezembro de 2021¹⁰¹. Isto também significa que a opção tarifária não será estendida aos clientes em BT, o que se justifica pelo âmbito da análise conduzida pela ERSE e pelo Operador da Rede de Distribuição em MT/AT. O âmbito da análise justifica a decisão de apenas introduzir a alteração em Portugal continental, e não nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. No entanto, de forma a acautelar a necessidade de rever a estrutura tarifária nas Regiões Autónomas propõe-se, na secção 6.3, uma alteração no âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico.

No sentido de evitar comportamentos oportunistas (cf. descrito na nota de rodapé 100), propõe-se como regra simplificada a exigência de que apenas é possível sair da TAR opcional caso o cliente tiver completado um ciclo completo de Época Alta nos últimos 12 meses. Considera-se esta regra suficientemente eficaz, evitando-se impor regras mais restritivas, como por exemplo a definição do equivalente a um ciclo de fidelização de 12 meses.

Os mapas com a distribuição dos períodos horários (ponta, cheias, vazio normal, super vazio) para cada grupo de áreas de rede, por intervalo de 30 minutos, não deve ficar especificado no Regulamento Tarifário, tal como também não acontece com os mapas de períodos horários vigentes. Assim, todos os mapas de períodos horários deverão ser publicados com a decisão anual de tarifas e preços.

De referir que esta alteração permite caminhar de forma gradual para uma estrutura tarifária mais eficiente, uma vez que não impõe com carácter obrigatório a nova faturação do acesso às redes. Tal decisão tem eco na opinião expressa num relatório preparado para a Organização Europeia dos Consumidores (BEUC, na sigla original)¹⁰². Esse relatório reconhece a necessidade de rever as estruturas tarifárias para as redes de distribuição, defendendo que a implementação por via de opções tarifárias é capaz de proteger melhor os consumidores de impactes tarifários durante um período transitório.

A ERSE considera que esta nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes traduz-se num conjunto de três vantagens relevantes:

- **Sinal locacional.** A diferenciação dos períodos horários por área de rede permite uma melhor aderência das tarifas aos custos, sem comprometer o princípio da uniformidade tarifária.

¹⁰¹.A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, fixou a data de 31 de dezembro de 2021 para a extinção em MT e a data de 31 de dezembro de 2022 para a extinção em BTE.

¹⁰² «[Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups](#)», Liang Lu e Catherine Waddams Price; Centre for Competition Policy, relatório para BEUC, outubro 2018.

- **Aperfeiçoamento do sinal de preço em ponta.** A alteração introduzida traduz um aperfeiçoamento do sinal de preço das redes em horas de ponta ao longo do ano, uma vez que agrava o sinal económico nos períodos que comprovadamente apresentam de forma persistente uma maior utilização da rede. A atividade em horas de ponta que ocorrem fora da época alta ficam assim desagravadas. Paralelamente promove-se uma maior harmonização com Espanha, que também diferencia o preço em horas de ponta ao longo do ano.
- **Promoção de ofertas de preços dinâmicos.** Ao desenhar os períodos horários com base na utilização das redes, existe um incentivo implícito de contratar a diferenciação temporal da componente de energia de forma separada. A promoção de períodos horários distintos entre as componentes de redes e de energia garante uma solução otimizada para o sistema elétrico como um todo. A maior complexidade pela coexistência de períodos horários distintos para as componentes de redes e de energia poderá vir a ser ultrapassada com uma maior digitalização do setor.

6.2 DIFERENCIAÇÃO TRIMESTRAL DOS PREÇOS DE ENERGIA ATIVA

O presente Relatório, em linha com as regras aprovadas para o projeto-piloto, conclui que não se justifica a diferenciação trimestral dos preços de energia ativa na tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT. Esta conclusão decorre dos padrões de utilização verificados ao longo da análise, em que as várias épocas não seguem um padrão trimestral. Acresce que o padrão de utilização não é uniforme no território continental. Por fim, é preciso ter em atenção que a sazonalidade introduzida através da diferenciação trimestral nos preços de energia ativa tem pouca materialidade, especialmente nos níveis de MAT, AT e MT.

Tendo por base estas conclusões, a ERSE propõe discutir na revisão regulamentar o mérito de eliminar a diferenciação trimestral dos preços de energia ativa na estrutura base da tarifa de Acesso às Redes.

6.3 APERFEIÇOAMENTO DAS TVCF NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O projeto-piloto avaliado no presente Relatório foi antecedido pela [Consulta Pública da ERSE n.º 59](#), que apresentava diferentes propostas para realizar projetos-piloto sobre alterações tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. Nos trabalhos subsequentes a ERSE entendeu que apenas estavam

reunidas as condições para avançar com a aprovação das regras de projeto-piloto para Portugal continental, tendo sido adiado o estudo dos projetos equivalentes nas Regiões Autónomas.

Em resposta à [Consulta Pública da ERSE n.º 59](#), a empresa concessionária do transporte e distribuição da RAA (EDA – Eletricidade dos Açores, S.A.) sublinhou que era particularmente relevante reduzir as «*variações do consumo durante as 24 horas do dia*», sendo por isso importante criar «*mecanismos de gestão do diagrama de carga para as pontas como para o vazio*»¹⁰³. Em particular, era referido a existência de custos acrescidos de produção com as unidades térmicas, especialmente quando operadas de forma intermitente. Consequentemente, a EDA entendia que o incentivo ao cliente final para gerir as suas cargas devia ser dado não apenas através de um preço de ponta mais elevado, mas também com um preço em vazio mais reduzido¹⁰⁴.

Atendendo ao exposto, de que a necessidade de uma maior amplitude de sinal de preço entre horas de ponta e horas de vazio deriva sobretudo das especificidades do parque electroprodutor, conjugado com a ausência de interligação com outras redes, como existe em Portugal continental, a ERSE entende que o instrumento mais indicado para refletir estas especificidades é a tarifa de Energia, e não a tarifa de Acesso às Redes.

Importa lembrar que a tarifa de Energia aprovada pela ERSE, e que faz parte integrante das tarifas de venda a clientes finais praticadas em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, apresenta uma estrutura tetra-horária, com diferenciação dos preços por períodos trimestrais. A diferença de preços entre os quatro períodos horários e os trimestres decorre tradicionalmente de uma análise dos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Ora, as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não participam no MIBEL, não sendo por isso possível afirmar que os preços no MIBEL refletem a estrutura horária dos preços marginais de produção nesses dois arquipélagos.

De forma a melhor refletir a estrutura horária do preço de produção nas Regiões Autónomas, a ERSE propõe introduzir no quadro regulamentar uma tarifa de Energia aplicável às Regiões Autónomas, a qual terá em conta os custos horários de produção nessas regiões.

¹⁰³ Referências da [resposta da EDA](#) à Consulta Pública n.º 59.

¹⁰⁴ «Assim, como o consumo nas horas de ponta é praticamente o dobro do consumo nas horas de vazio, o aumento que deve ser feito nas de ponta deve ser compensado pelo menos com o dobro da redução da tarifa nas horas do vazio.» ([resposta da EDA](#)).

Tendo em conta o princípio da uniformidade tarifária, em particular entre o território continental e o território das Regiões Autónomas, é importante garantir que essa estrutura horária diferente se traduz numa tarifa de Energia equivalente.

Em termos simplificados, se a nova tarifa de Energia para as Regiões Autónomas apresentar um preço de ponta mais elevado do que a tarifa de Energia de Portugal continental, esse preço deve ser compensado por preços mais baixos em horas de cheias ou em horas de vazio, de forma a preservar a uniformidade tarifária ¹⁰⁵.

Atendendo a que cada região autónoma é composta por várias ilhas, que não dispõem de interligação de redes entre si, do ponto de vista teórico seria possível idealizar uma tarifa de Energia por cada ilha de cada Região Autónoma, ou pelo menos uma tarifa de Energia para cada Região Autónoma. No entanto, por razões de prudência e de um melhor controlo dos impactes tarifários, a ERSE considera que a introdução de uma tarifa de Energia específica de cada Região Autónoma, mas comum para todas as ilhas de cada Região Autónoma, é a opção mais adequada neste momento.

6.4 POSSÍVEIS ALTERAÇÕES PARA CLIENTES LIGADOS EM BT

O projeto-piloto realizado não visava estudar alterações na tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental para clientes ligados em BT.

Não obstante, tendo em conta a abordagem seguida para determinar os períodos horários, que tem em conta o transporte dos consumos de BT nos níveis de tensão a montante, é expectável que a generalidade dos padrões identificados persista no nível de BT.

Isto abre a hipótese de definir uma opção tarifária semelhante para clientes em BT, com a particularidade de a diferenciação do preço de potência em horas de ponta por época ter que ser concretizada para clientes em BTN no preço de energia ativa em horas de ponta, uma vez que a potência em horas de ponta não é uma variável de faturação nesse caso.

¹⁰⁵ O critério a usar para assegurar essa uniformidade tarifária carece de uma discussão técnica.

6.5 ESTUDAR ALTERAÇÕES À VARIÁVEL DE POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

Com a definição atual da variável potência em horas de ponta, fica evidente que esta não transmite sinais económicos aos utilizadores da rede para estes retangularizarem os seus consumos durante as horas de ponta.

A ERSE gostaria, por isso, de convidar todos os stakeholders do setor para um processo de reflexão e análise sobre como melhorar esta variável de faturação. Por exemplo, a Ofgem, o regulador da Grã-Bretanha, iniciou em 2018 um processo de consulta alargada no sentido de aperfeiçoar o regime de acesso à rede, incluindo a definição das variáveis de faturação nas tarifas de uso das redes ¹⁰⁶.

Um processo de alteração nas variáveis de faturação tem um forte potencial para causar impactes tarifários significativos, razão pela qual precisa de ser bem ponderado. A informação recolhida, com este projeto-piloto, sobre os diagramas individuais de carga dos participantes no piloto pode constituir uma boa base de trabalho para estudar alterações.

¹⁰⁶ A Ofgem lançou em dezembro de 2018 um processo de revisão regulamentar (*'Significant Code Review'*), designado por reforma do acesso às redes e das tarifas prospetivas (*'Reform of network access and forward-looking charges'*). Consulte [aqui](#).

7 ANEXO

Este anexo inclui diverso material referenciado ao longo do Relatório.

7.1 DADOS UTILIZADOS

A principal fonte de informação da análise são os diagramas de carga com desagregação quarto-horária, enviados pela EDP D/E-REDES. Os diagramas de carga referem-se aos anos de 2013 a 2019 ¹⁰⁷ para Portugal Continental, e estão discriminados por nível de tensão, por Direção de Redes e Clientes (DRC) da empresa e tipo de carga. O tipo de carga identifica se a informação é relativa ao consumo agregado dos clientes ou à produção distribuída ¹⁰⁸.

Quadro 7-1 - Detalhe da informação enviada pela EDP D/E-REDES

Tipo de informação	Diagramas de carga quarto-horária (kW)
Anos	2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019
Nível de tensão	BT, MT, AT, MAT
Regiões (DRC)	Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo, Sul
Tipo de carga	Consumo, Produção distribuída

Complementarmente a ERSE também recorreu a informação sobre o mercado diário de energia elétrica e utilizou informação divulgada regularmente pela ERSE, como por exemplo os fatores de ajustamento para perdas e os custos incrementais das redes.

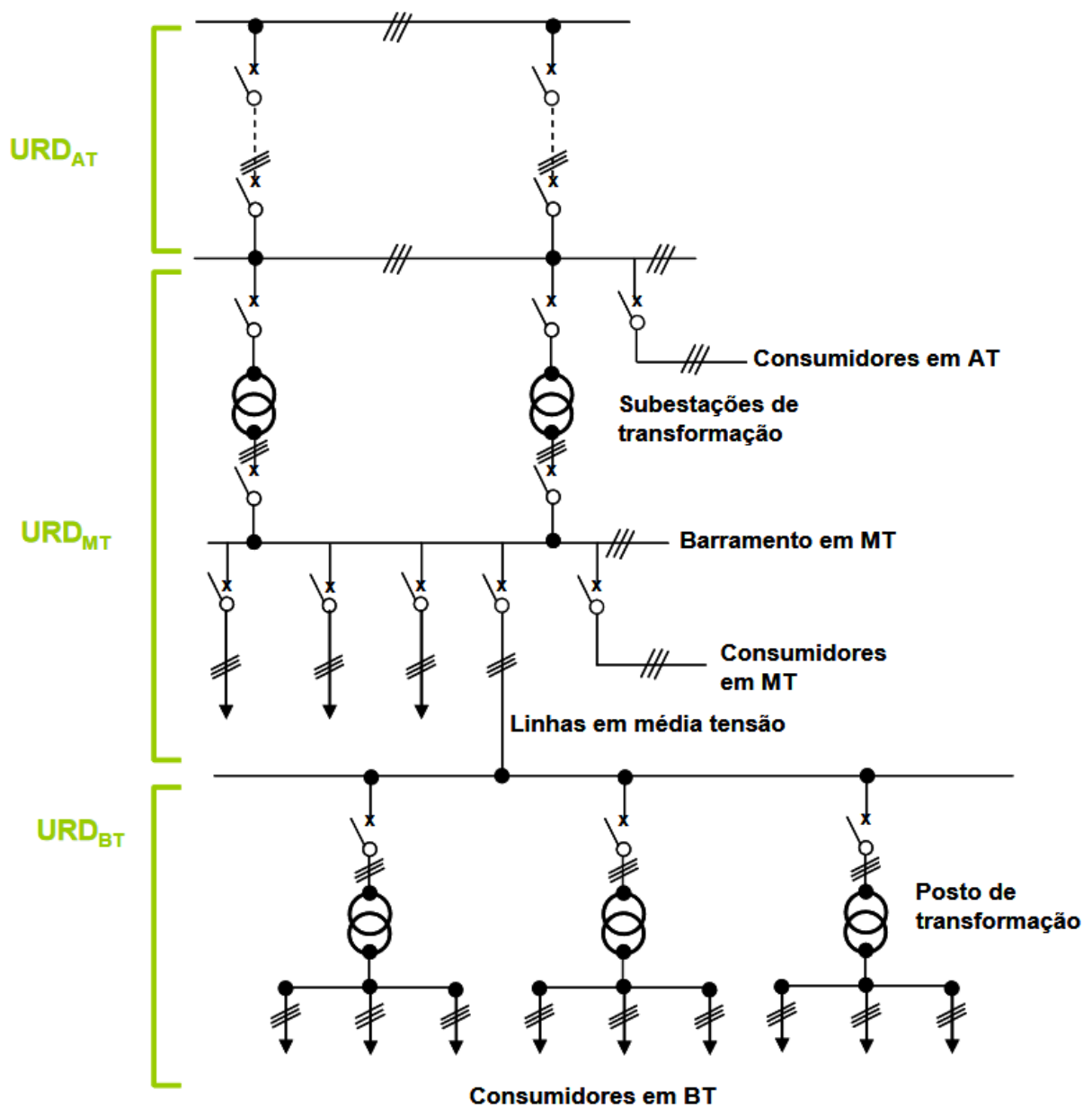
¹⁰⁷ Este estudo manteve no período em análise os anos de 2013 a 2017, já avaliados aquando da preparação, em 2017, dos projetos piloto. Esta opção permite, por exemplo, avaliar o impacto nos resultados de diferentes períodos de análise.

¹⁰⁸ Para efeitos desta análise entende-se por produção distribuída a produção em regime ordinário e a produção em regime especial, nos níveis de tensão BT, MT e AT.

7.2 DETERMINAÇÃO DOS TRÂNSITOS DE ENERGIA NAS REDES

As redes de energia elétrica em Portugal continental são compostas pela rede de transporte e pela rede de distribuição. A rede de transporte é operada nos níveis de tensão de MAT e AT, enquanto as redes de distribuição são operadas nos níveis de AT, MT e BT. O esquema com a estrutura da rede de distribuição é apresentado na Figura 7-1.

Figura 7-1 - Esquema com a rede de distribuição de energia elétrica em Portugal continental



Fonte: Figura 4-2 em «[Estrutura tarifária do setor elétrico em 2015](#)», dezembro 2014.

A primeira fase consistiu na determinação dos trânsitos de energia nas redes de transporte e distribuição para os níveis de tensão MT, AT e MAT. O trânsito de energia é dado pela diferença entre o consumo agregado dos clientes e a produção distribuída, com correção das perdas técnicas. Por nível de tensão:

$$\begin{aligned} \text{Trânsito}_{\text{MT}} &= \sum_{i=\text{BT,MT}} \text{Consumo}_i - \sum_{j=\text{BT,MT}} \text{Produção distribuída}_j + \sum_{k=\text{BT}} \text{perdas}_k \\ \text{Trânsito}_{\text{AT}} &= \sum_{i=\text{BT,MT,AT}} \text{Consumo}_i - \sum_{j=\text{BT,MT}} \text{Produção distribuída}_j + \sum_{k=\text{BT,MT}} \text{perdas}_k \\ \text{Trânsito}_{\text{MAT}} &= \sum_{i=\text{BT,MT,AT,MAT}} \text{Consumo}_i - \sum_{j=\text{BT,MT,AT}} \text{Produção distribuída}_j + \sum_{k=\text{BT,MT,AT}} \text{perdas}_k \end{aligned}$$

O trânsito de energia por nível de tensão incluiu, por regra, o consumo dos clientes do próprio nível de tensão e o dos níveis a jusante, descontado da produção distribuída a jusante. Esta abordagem assume implicitamente que os consumos ocorrem à saída do nível de tensão e que a injeção da produção distribuída ocorre à entrada. Assim sendo, a injeção distribuída contribui para reduzir os trânsitos de energia nos níveis de tensão a montante, mas não o trânsito de energia do próprio nível de tensão. A exceção a esta abordagem ocorreu na determinação do trânsito de energia em MT, que excluiu também a produção distribuída de MT ¹⁰⁹.

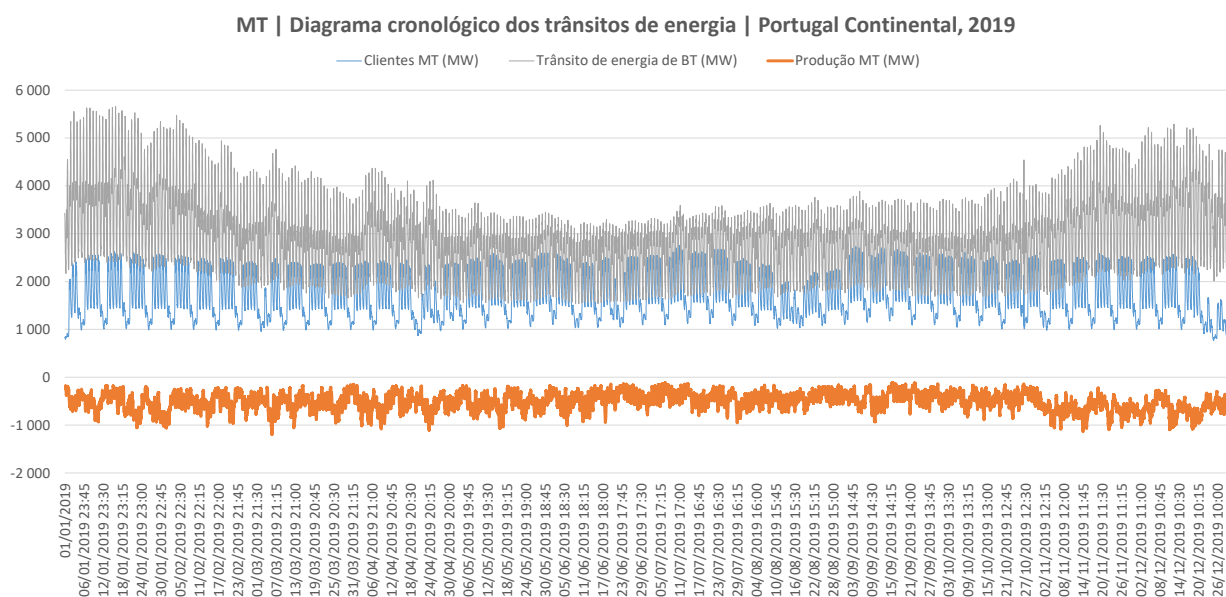
As perdas técnicas dos níveis de tensão a jusante foram incluídas, uma vez que são equivalentes a consumo adicional ¹¹⁰. As perdas técnicas foram estimadas através da aplicação dos fatores de ajustamento para perdas publicados anualmente pela ERSE, no âmbito da aprovação das tarifas para o ano seguinte.

Tomando como exemplo a MT, e para Portugal continental, em 2019, o trânsito, calculado como referido acima é o apresentado na figura seguinte.

¹⁰⁹ A transformação de AT para MT é um ativo da rede em MT, ativo esse que é o mais preponderante na rede de distribuição em MT. Por esse motivo, a produção distribuída em MT aliviará sempre de forma significativa os custos da rede em MT, mesmo que toda a produção seja injetada à entrada da rede em MT. Assim sendo, o cálculo do trânsito em MT descontou efetivamente a produção distribuída em MT.

¹¹⁰ Seria igualmente defensável adicionar as perdas técnicas do próprio nível de tensão, uma vez que estas ocorrem ao longo da rede elétrica. No entanto, uma vez que os trânsitos de energia são sobretudo avaliados do ponto de vista da sua ordem classificativa dentro do ano, a adição de fatores de perdas de acordo com diagramas de trânsito classificados não irá afetar a ordem dos quartos de hora dentro do ano.

Figura 7-2 - Diagrama de trânsito em MT, Portugal continental, 2019



7.3 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS DAS REDES

A segunda fase consistiu na determinação do custo incremental das redes em MT, AT e MAT. Este custo, inclui o custo marginal da energia ativa e o custo incremental da potência em horas de ponta ¹¹¹.

O custo marginal da energia ativa nas tarifas de uso das redes de transporte e distribuição visa recuperar as perdas técnicas associadas aos trânsitos de energia elétrica. É recuperado através de um preço de energia ativa, em €/kWh, diferenciado por período horário e trimestre.

O custo incremental da potência em horas de ponta está expresso em €/kW por mês. Para variabilizar este valor para o referencial de energia, em €/kWh, multiplicou-se o seu valor por 12 meses e dividiu-se pelo número anual das horas de ponta ¹¹².

A localização temporal dos períodos de ponta, ao invés de corresponder ao fixado nos mapas publicados pela ERSE no âmbito da aprovação anual das tarifas, foi determinada para cada ano, para cada nível de tensão e para cada área de rede, por identificação das 980 horas de maior trânsito.

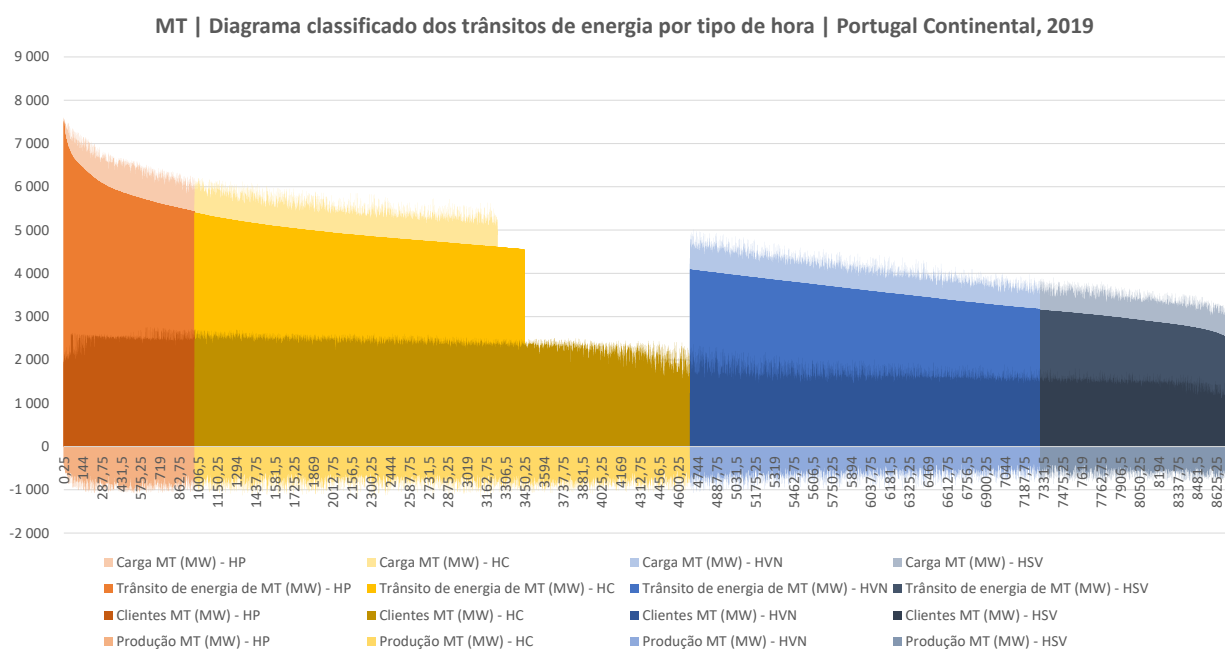
¹¹¹ A análise não tem em conta os preços da potência contratada e da energia reativa.

¹¹² Para o horizonte de 2013 a 2019 manteve-se o valor utilizado no estudo inicial (980 horas de ponta por ano).

O mesmo sucedeu para os períodos de cheias, por identificação do conjunto seguinte de horas de maior utilização, com uma duração agregada equivalente às horas cheias¹¹³. Os restantes períodos foram classificados como de vazio normal ou super vazio, seguindo o mesmo processo¹¹⁴. Para tal, os diagramas de trânsito de energia elétrica, por ano, nível de tensão e área de rede, foram previamente classificados por ordem decrescente.

Mantendo como exemplo a MT, para Portugal continental, em 2019, o diagrama classificado do trânsito de energia, assinalando os períodos horários identificados, é o apresentado na figura seguinte.

Figura 7-3 - Diagrama classificado do trânsito em MT, por período horário, Portugal continental, 2019

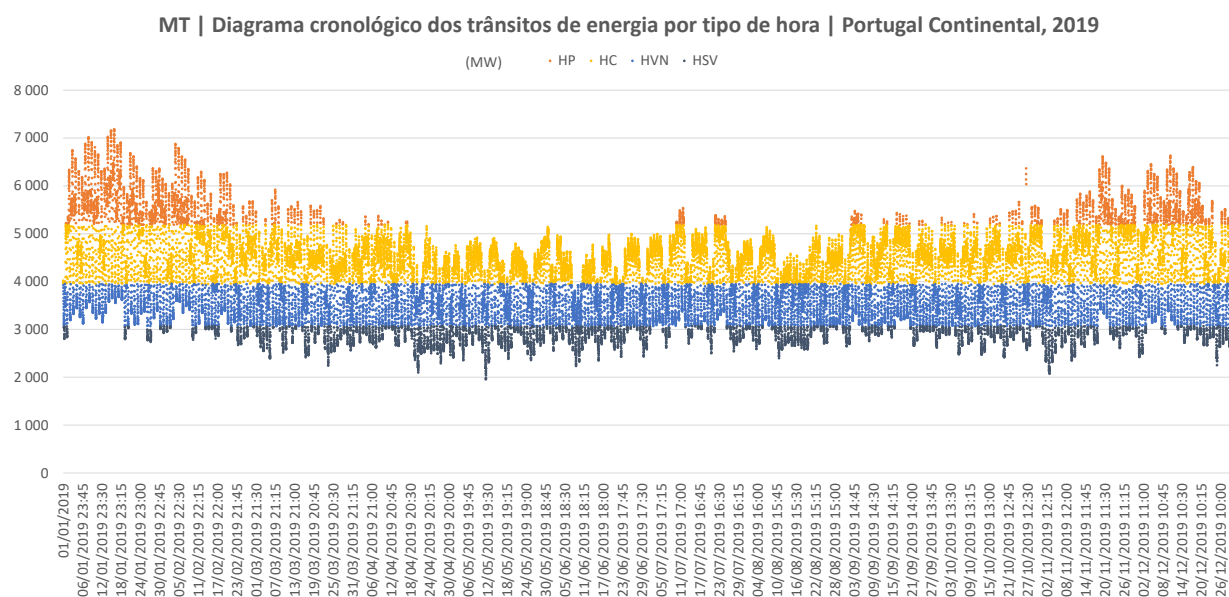


Para o mesmo trânsito, mas com uma visualização cronológica, que permite observar a localização dos períodos horários, apresenta-se a figura seguinte:

¹¹³ Manteve-se o valor utilizado no estudo inicial (3705 horas cheias).

¹¹⁴ Mantiveram-se os valores utilizados no estudo inicial (2620 horas de vazio normal e 1461 horas de super vazio).

Figura 7-4 – Diagrama cronológico do trânsito em MT, por período horário, Portugal continental, 2019



Aos períodos pertencentes às 980 horas de maior trânsito de energia, aplicou-se o custo incremental da potência em horas de ponta e o custo marginal da energia ativa em ponta multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas de ponta, ambos em €/kWh.

Aos períodos identificados como de cheias, aplicou-se o custo marginal da energia ativa em horas cheias multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas cheias. Por último, repetiu-se o mesmo raciocínio para atribuir os custos marginais da energia ativa aos períodos de vazio normal e de super vazio, multiplicados pelo fator de ajustamento para perdas de vazio.

Este processo foi aplicado separadamente para as quatro tarifas de uso das redes, nomeadamente as tarifas de uso da rede de transporte em MAT e AT e as de uso da rede de distribuição em AT e MT. Os trânsitos de energia a considerar para a determinação dos custos incrementais das redes de cada tarifa estão identificados no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 - Detalhe das tarifas de uso das redes e trânsitos de energia elétrica consideradas

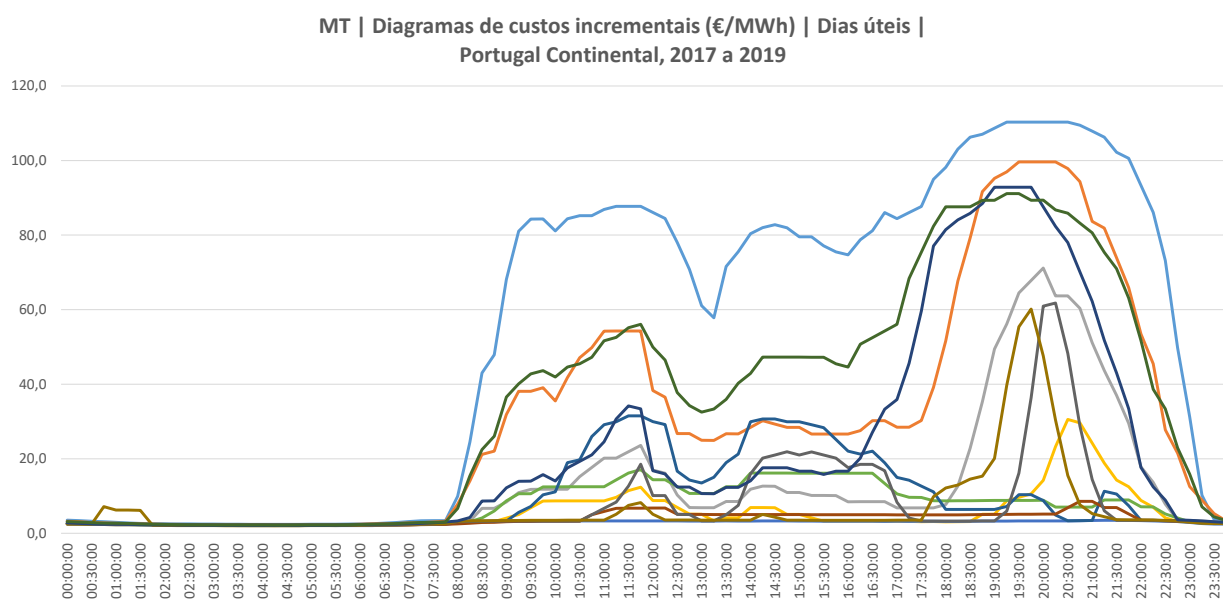
Tarifa de uso das redes	Trânsitos de energia elétrica consideradas na determinação dos custos incrementais das redes
Tarifa de uso da rede de distribuição em MT	Trânsito de energia em MT
Tarifa de uso da rede de distribuição em AT	Trânsito de energia em AT
Tarifa de uso da rede de transporte em AT	Trânsito de energia em AT, descontado da produção distribuída na rede de distribuição em AT e corrigido das perdas na distribuição em AT
Tarifa de uso da rede de transporte em MAT	Trânsito de energia em MAT

Este processo permitiu encontrar o custo incremental das redes por nível de tensão.

O estudo determinou, ainda, os custos incrementais para as entregas em MT, AT e MAT. Em MAT, os custos incrementais de redes correspondem às tarifas de URT em MAT. Em AT, correspondem à tarifa de URT em AT, afetada do fator de ajustamento para perdas em AT, e à tarifa de URD em AT. Em MT, correspondem à tarifa de URT em AT, afetada do fator de ajustamento para perdas em AT, e à tarifa de URD em AT, ambas afetadas do fator de ajustamento para perdas em MT, e à tarifa de URD em MT.

Para o exemplo da MT, para Portugal continental, em 2017-2019, os custos incrementais nos dias úteis são os apresentados na figura seguinte.

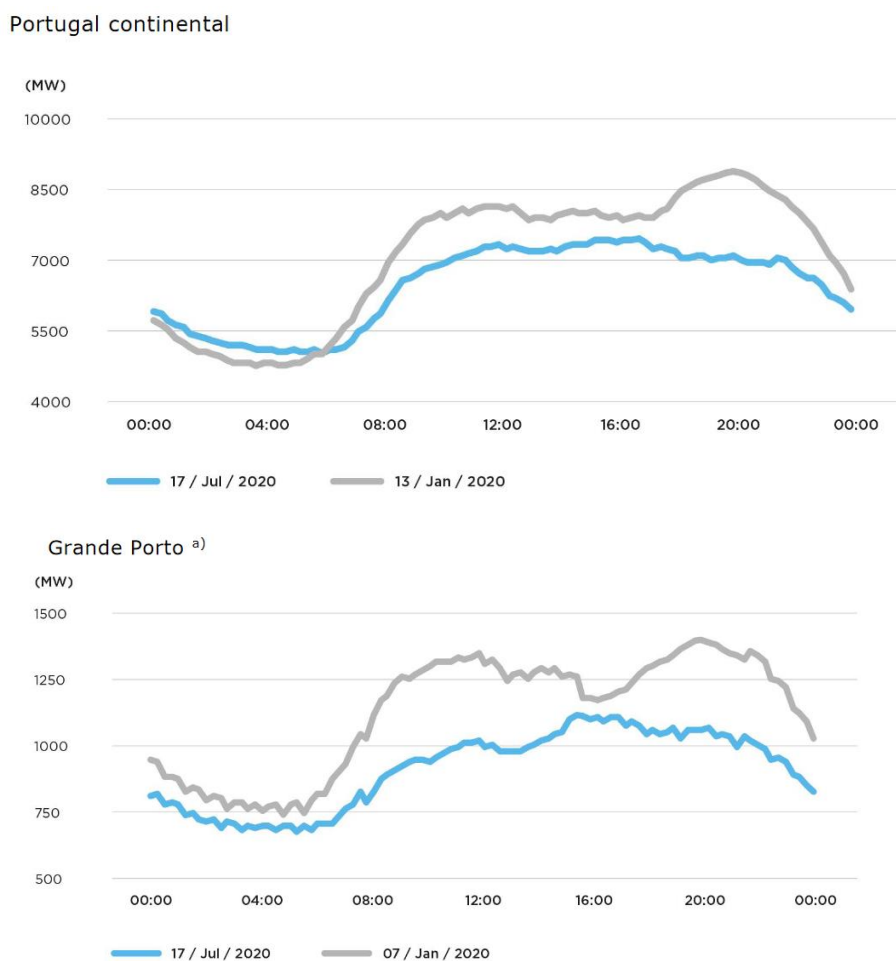
Figura 7-5 - Diagrama de custos incrementais para entregas em MT, dias úteis, Portugal continental, 2017 a 2019



7.4 PDIRT-E 2021: DIFERENCIAÇÃO POR ÁREA DE REDE

A proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para o período de 2022-2031 (PDIRT-E 2021) evidencia que as utilizações de rede têm diferenças marcadas entre diferentes áreas de rede. Os padrões identificados prendem-se sobretudo com a sazonalidade e com as curvas horárias.

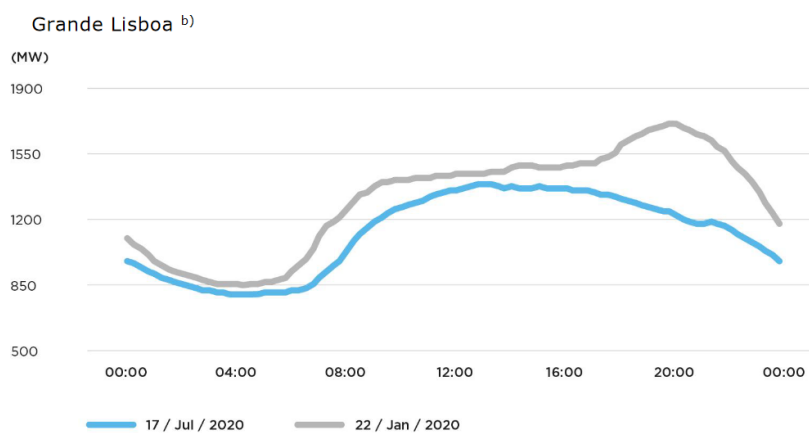
Figura 7-6 - Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2020 (Continente, Porto, Lisboa)



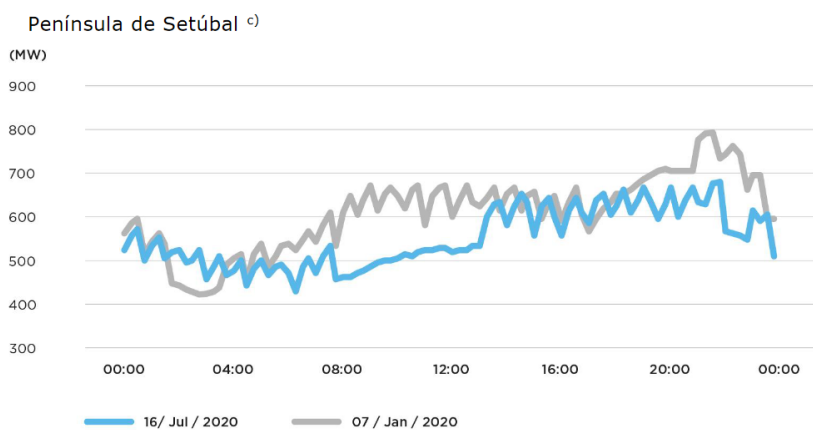
a) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, à Siderurgia Nacional da Maia, e a produção embebida na área de influência destas subestações;

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2021, apresentada na [Consulta Pública ERSE n.º 100](#).

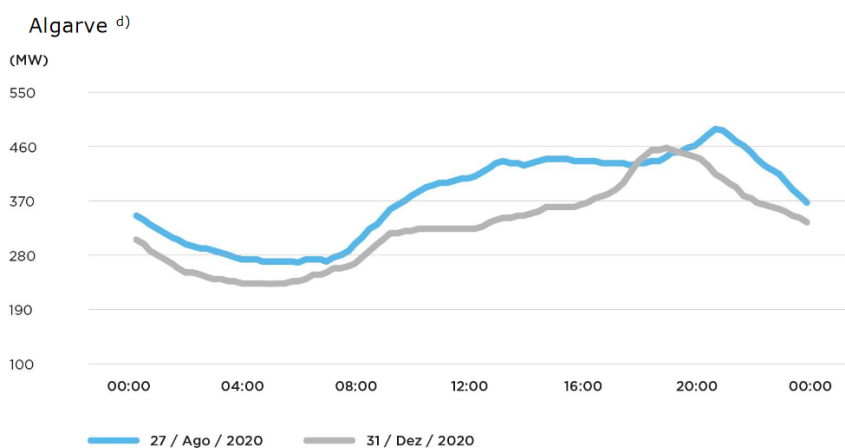
Figura 7-7 - Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2020 (Setúbal, Algarve)



b) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Alto de São João, Carriche, parte de Carvoeira, Carregado, Fanhões, Trajouce, Sete Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.



c) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alcochete, Fernão Ferro, Trafaria e Setúbal, o consumo da Quinta do Anjo, da instalação ferroviária do Fogueteiro e das instalações da Siderurgia Nacional, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.



d) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Estoi, Portimão, Tunes e Tavira, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2021, apresentada na [Consulta Pública ERSE n.º 100](#).

7.5 ANEXOS À ANÁLISE COMPLEMENTAR DA ERSE

Esta secção inclui informação adicional para a análise complementar da ERSE, nomeadamente a informação para os vários anos de análise.

7.5.1 TRÂNSITO DE ENERGIA EM MT

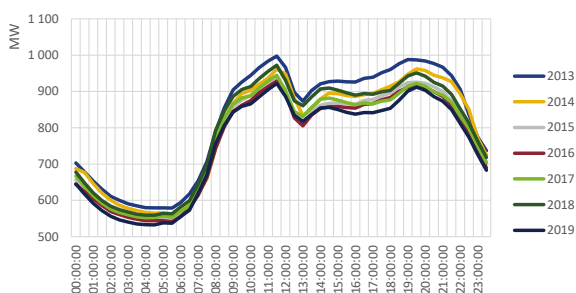
Esta parte do anexo apresenta informação estatística baseada nos trânsitos de energia em MT.

7.5.1.1 DIAGRAMA HORÁRIO

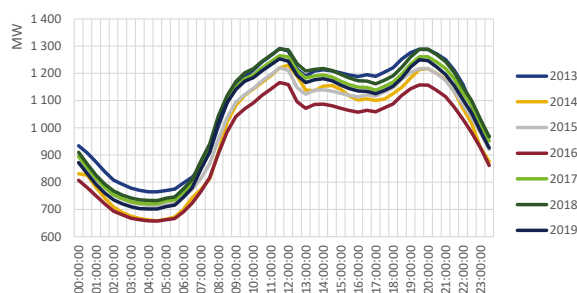
Aqui apresentam-se as figuras a caracterizar o diagrama horário do trânsito de energia em MT.

Figura 7-8 - Diagrama horário do trânsito de energia em MT nos anos 2013 a 2019, por DRC

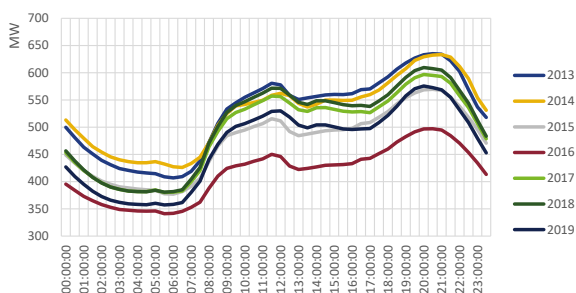
DRCN



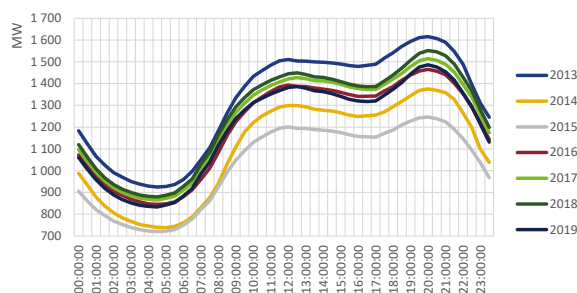
DRCP



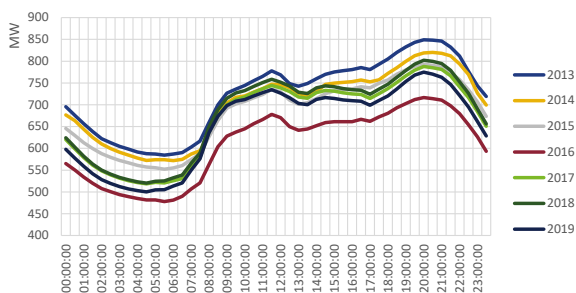
DRCM



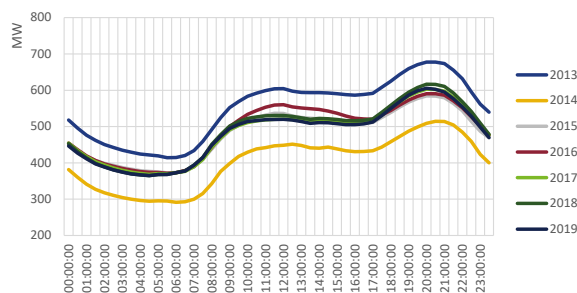
DRCL



DRCT



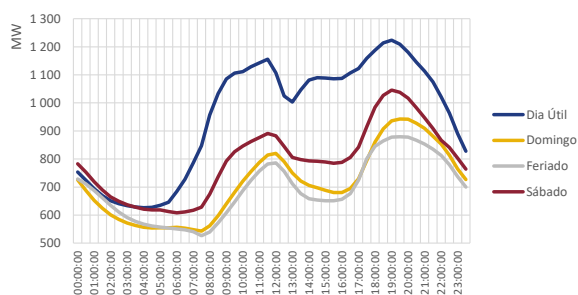
DRCS



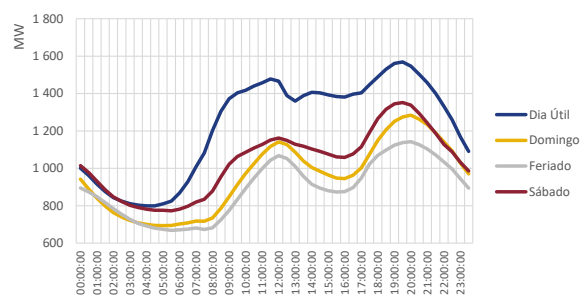
Nota: O eixo horizontal identifica o início do intervalo de meia hora.

Figura 7-9 - Diagrama horário do trânsito de energia em MT na época alta, por DRC e tipo de dia

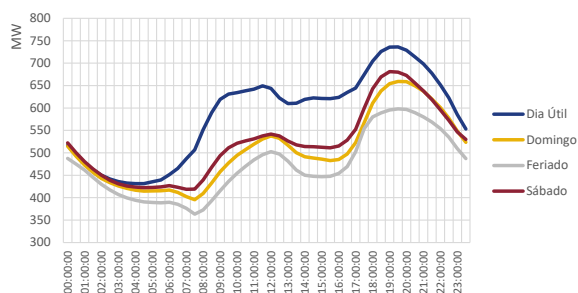
DRCN



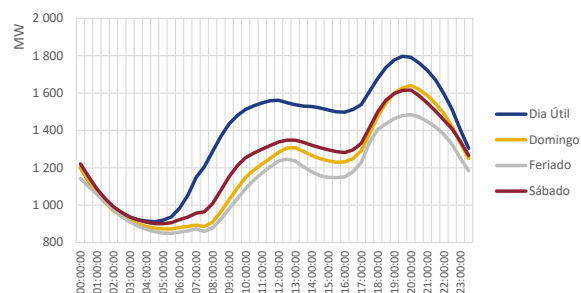
DRCP



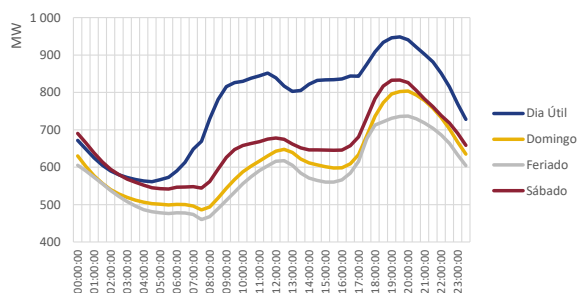
DRCM



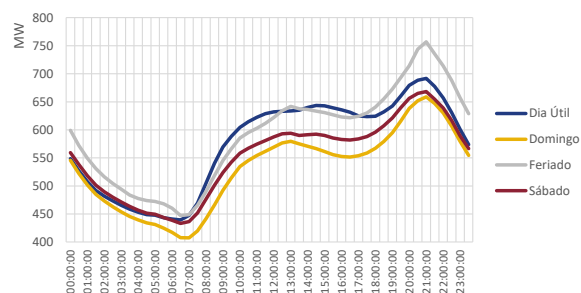
DRCL



DRCT

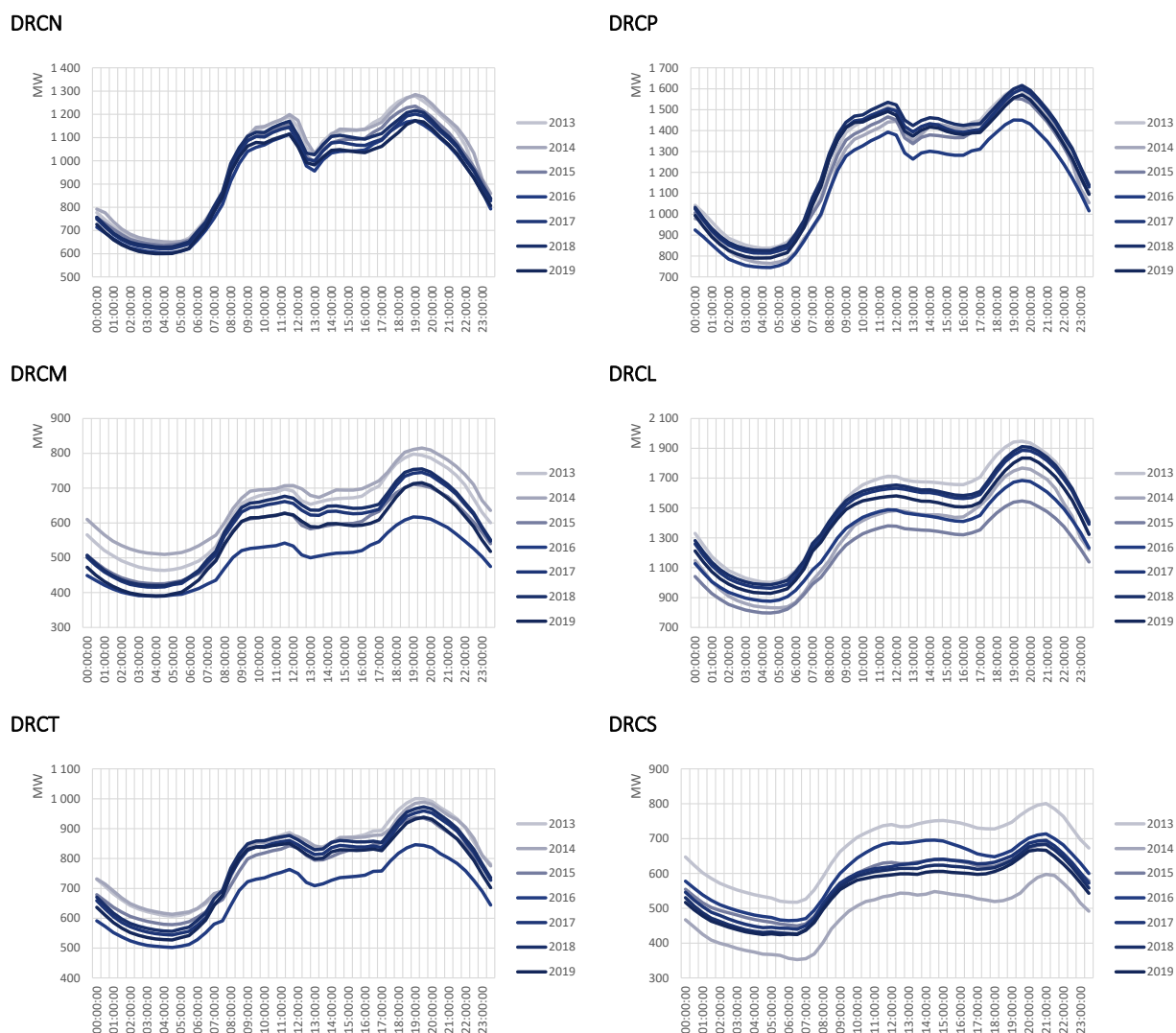


DRCS



Nota: O eixo horizontal identifica o início do intervalo de meia hora. Considera como época alta os meses de dezembro a fevereiro para todas as DRC, com exceção da DRC Sul, em que se considera o período de julho a setembro.

Figura 7-10 - Diagrama horário do trânsito de energia em MT nos dias úteis da época alta, por DRC e ano



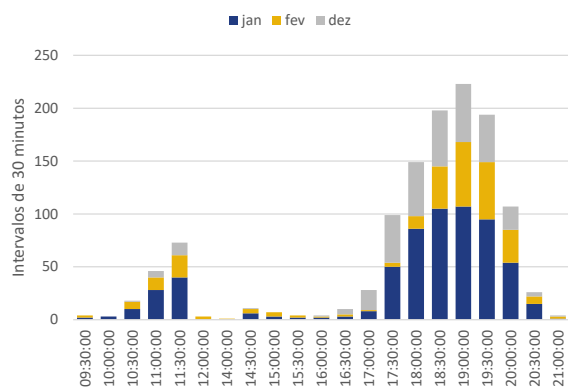
Nota: O eixo horizontal identifica o início do intervalo de meia hora. Considera como época alta os meses de dezembro a fevereiro para todas as DRC, com exceção da DRC Sul, em que se considera o período de julho a setembro.

7.5.1.2 DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA DAS HORAS CRÍTICAS NA ÉPOCA ALTA

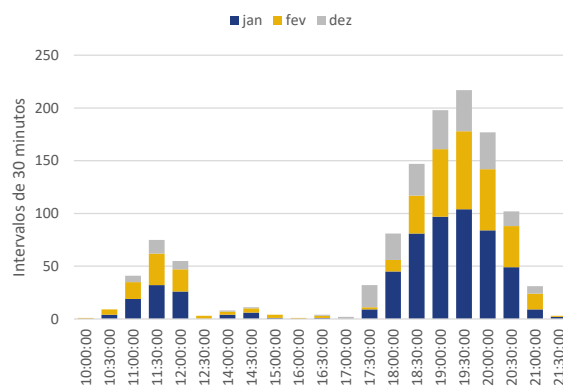
Aqui apresentam-se as figuras com a distribuição horária das 100 horas críticas por ano, nos três meses de época alta. Nas DRC do tipo *winter-peaking*, esses meses correspondem aos meses de dezembro a fevereiro, na DRC do tipo *summer-peaking*, esses meses correspondem aos meses de julho a setembro.

Figura 7-11 - Distribuição horária das 100 horas críticas por ano nos três meses de época alta

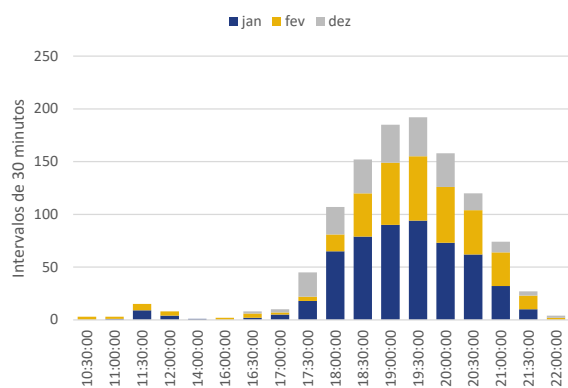
DRCN



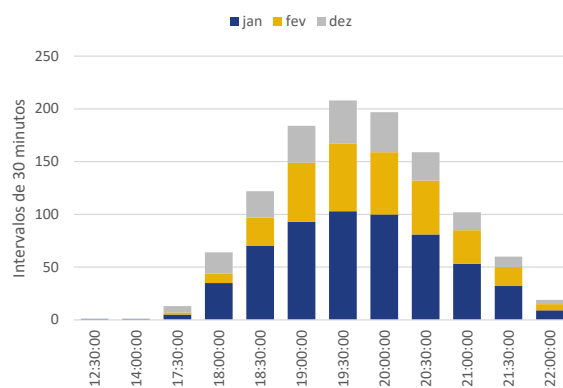
DRCP



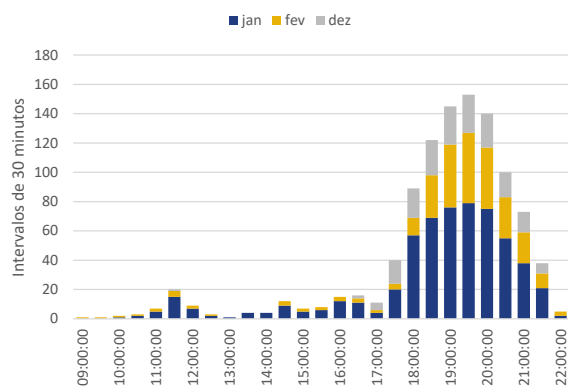
DRCM



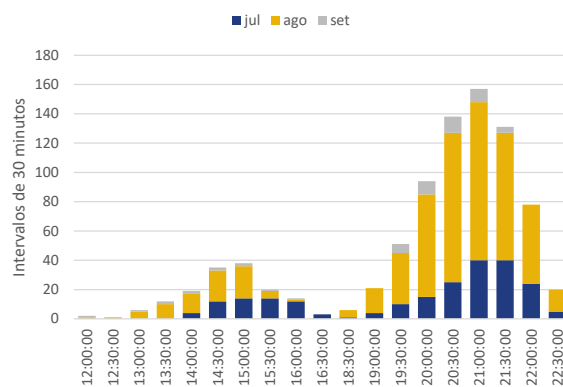
DRCL



DRCT



DRCS



Nota: Dados dos anos 2013 a 2019, com base no trânsito de energia em MT. O eixo horizontal identifica o início do intervalo de meia hora (este só apresenta intervalos com observações).

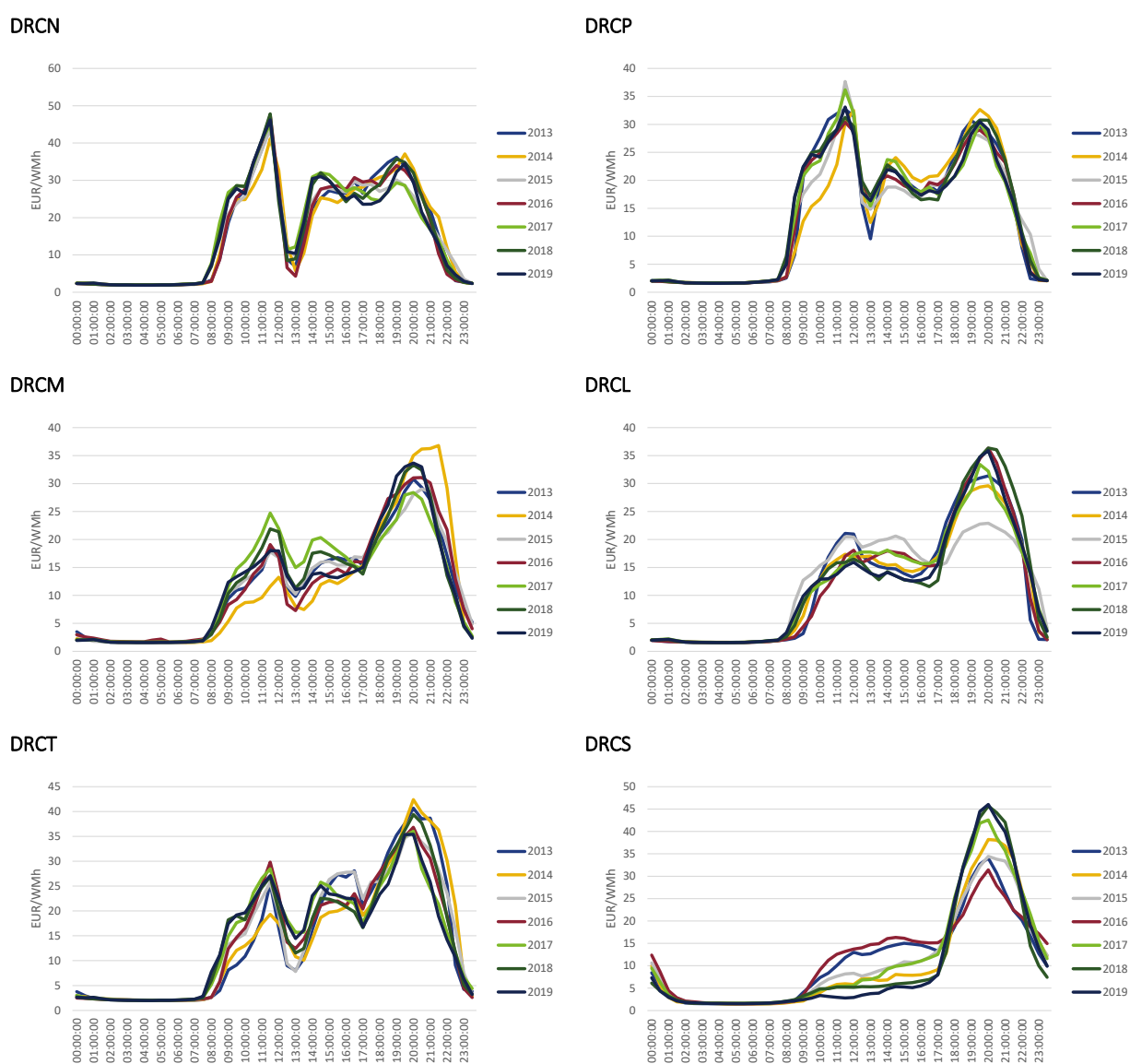
7.5.2 CUSTOS DAS REDES DE MAT A MT

Esta parte do anexo apresenta informação estatística baseada nos custos das redes de MAT a MT.

7.5.2.1 DIAGRAMA HORÁRIO

Aqui apresentam-se as figuras a caracterizar o diagrama horário dos custos das redes de MAT a MT.

Figura 7-12 - Diagrama horário dos custos das redes de MAT a MT nos anos 2013 a 2019, por DRC



Nota: O eixo horizontal identifica o início do intervalo de meia hora.

7.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR NO PROJETO-PILOTO N.º 1

As tarifas a aplicar durante o período de 1 junho de 2018 até 31 de dezembro de 2018 foram as seguintes:

Figura 7-13 - Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT aos clientes participantes no projeto 1 no ano 2018

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	0,864	0,0284
	Horas de ponta normal	0,752	0,0247
	Contratada	0,754	0,0248
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0235	
	Horas de vazio normal	0,0161	
	Horas de super vazio	0,0161	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0255	
	Recebida	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	2,064	0,0679
	Horas de ponta normal	1,642	0,0539
	Contratada	0,680	0,0224
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0339	
	Horas cheias	0,0279	
	Horas de vazio normal	0,0177	
	Horas de super vazio	0,0175	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0255	
	Recebida	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	3,806	0,1251
	Horas de ponta normal	2,725	0,0896
	Contratada	1,063	0,0349
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0489	
	Horas cheias	0,0412	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0215	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0278	
	Recebida	0,0209	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Fonte: Artigo 13.º, n.º 7, da Diretiva n.º 6/2018.

As tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes participantes no projeto-piloto 1, para o período entre 1 de janeiro de 2019 e 31 de maio de 2019, são as apresentadas nos quadros seguintes:

Figura 7-14 - Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT aos clientes participantes no projeto 1 no ano 2019

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	0,754	0,0248
	Horas de ponta normal	0,656	0,0216
	Contratada	0,684	0,0225
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0270	
	Horas cheias	0,0218	
	Horas de vazio normal	0,0136	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0228	
	Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	1,822	0,0599
	Horas de ponta normal	1,449	0,0476
	Contratada	0,623	0,0205
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0349	
	Horas cheias	0,0261	
	Horas de vazio normal	0,0138	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0228	
	Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de super ponta	3,456	0,1136
	Horas de ponta normal	2,472	0,0813
	Contratada	0,984	0,0324
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0498	
	Horas cheias	0,0386	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0137	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0248	
	Recebida	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Fonte: Ponto I.1 do Anexo da Diretiva ERSE n.º 5/2019, de 18 de janeiro.

7.7 PERÍODOS HORÁRIOS UTILIZADOS NO PROJETO-PILOTO

As figuras seguintes ilustram os mapas de períodos horários aplicados no projeto-piloto ¹¹⁵.

Figura 7-15 - Mapa com novos períodos horários (Norte)

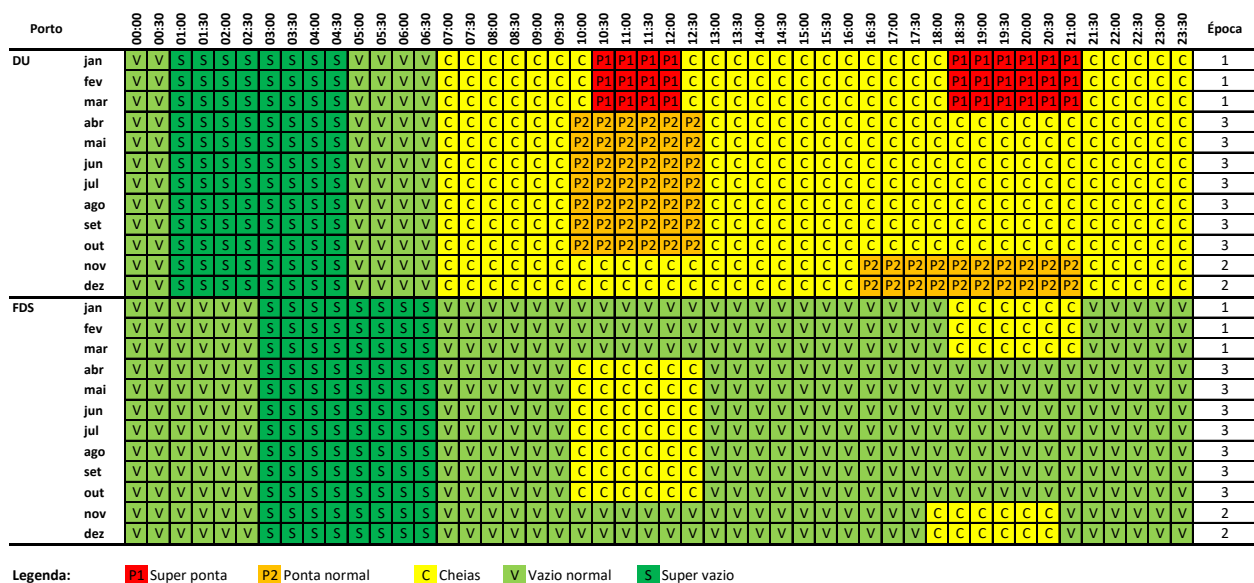
Norte		00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30	Época		
DU	jan	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	1	
	fev	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	1
	mar	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	2
	abr	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	mai	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	jun	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	jul	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	ago	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	set	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	out	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	3
	nov	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	C	C	2
	dez	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	C	C	1
FDS	jan	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	1
	fev	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	1
	mar	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	2
	abr	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3
	mai	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3
	jun	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3	
	jul	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3	
	ago	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3	
	set	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3	
	out	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	3	
	nov	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	2	
	dez	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	1	

Legenda: P1 Super ponta P2 Ponta normal C Cheias V Vazio normal S Super vazio

¹¹⁵ A fonte das figuras seguintes é o capítulo 3.1 do documento «[Projetos-piloto para Aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes e Introdução de Tarifas Dinâmicas em Portugal continental](#)», da ERSE (fevereiro 2018).

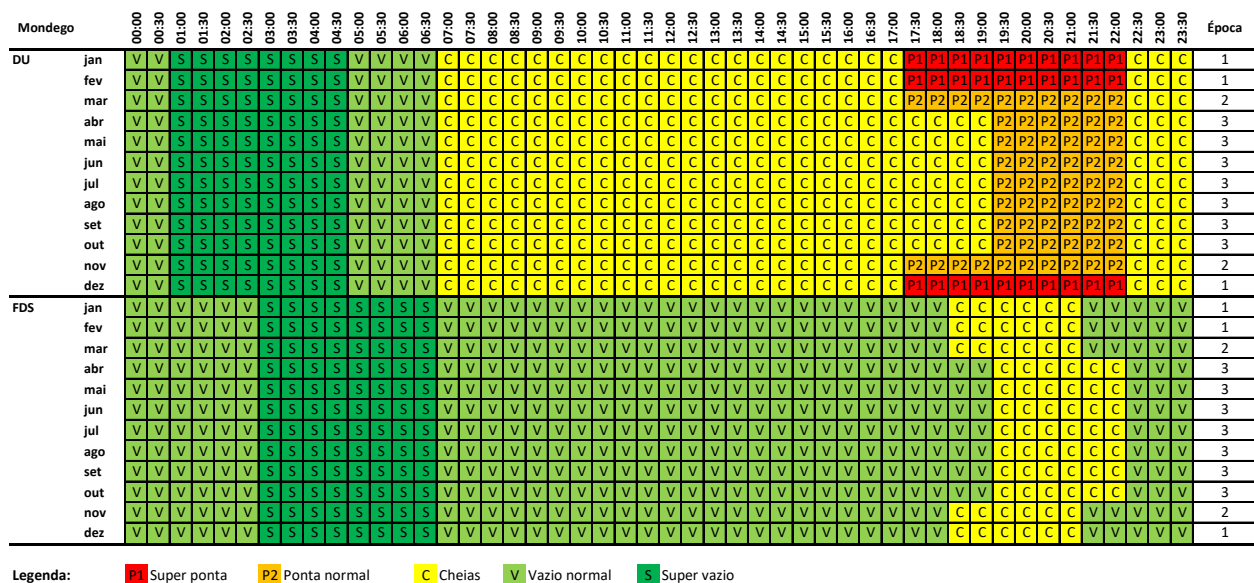
DE ANÁLISE

Figura 7-16 - Mapa com novos períodos horários (Porto)



Legenda: P1 Super ponta P2 Ponta normal C Cheias V Vazio normal S Super vazio

Figura 7-17 - Mapa com novos períodos horários (Mondego)



Legenda: P1 Super ponta P2 Ponta normal C Cheias V Vazio normal S Super vazio

Figura 7-20 - Mapa com novos períodos horários (Sul)

Sul	00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	04:00	04:30	05:00	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30	Época								
DU	jan	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	2					
DU	fev	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	2			
DU	mar	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
DU	abr	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
DU	mai	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
DU	jun	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
DU	jul	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1	
DU	ago	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1	
DU	set	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1	
DU	out	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
DU	nov	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
DU	dez	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3	
FDS	jan	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	2				
FDS	fev	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	2		
FDS	mar	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	abr	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	mai	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	jun	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	jul	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	1		
FDS	ago	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	1		
FDS	set	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	1		
FDS	out	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	nov	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		
FDS	dez	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	V	V	V	V	V	V	V	3		

Legenda: P1 Super ponta P2 Ponta normal C Cheias V Vazio normal S Super vazio