

CONSULTA PÚBLICA 118

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de metodologias para estimação de perfis de consumo de eletricidade e de gás e de metodologias para os perfis de perdas e para o fator de adequação no setor elétrico

SETORES ELÉTRICO E GÁS

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	METODOLOGIAS PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO NA REDE PARA O SETOR ELÉTRICO E PARA O SETOR DO GÁS.....	5
2.1	Enquadramento.....	5
2.2	Propostas recebidas	7
2.2.1	Proposta de metodologia do operador de rede de distribuição em AT e MT (perfis iniciais, setor elétrico).....	7
2.2.2	Proposta de metodologia do gestor global do SEN (perfis finais, setor elétrico).....	9
2.2.3	Proposta de metodologia da entidade responsável pelas previsões (perfis de consumo, setor do gás)	9
2.3	Proposta da ERSE submetida a consulta.....	10
3	METODOLOGIA DE CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS PARA O SETOR ELÉTRICO	13
3.1	Enquadramento.....	13
3.2	Propostas recebidas	14
3.2.1	Proposta de metodologia do Operador da Rede de Transporte.....	14
3.2.2	Proposta de metodologia do operador de rede de distribuição em AT e MT	17
3.3	Proposta da ERSE submetida a consulta.....	20
4	REGRAS DE APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO.....	21
4.1	Enquadramento.....	21
4.2	Proposta do operador de rede de distribuição em AT e MT	22
4.3	Proposta da ERSE submetida a consulta.....	22
	ANEXOS	25
I.	Proposta de metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede elétrica apresentada pelo operador de rede de distribuição em AT e MT	
II.	Proposta de metodologia para estimação dos perfis finais de consumo apresentada pelo gestor global do SEN	
III.	Proposta de metodologia para estimação dos perfis de consumo de gás apresentada pela entidade responsável pelas previsões	
IV.	Proposta de metodologia de construção de perfis de perdas apresentada pelo operador da rede de transporte	
V.	Proposta de metodologia de construção de perfis de perdas apresentada pelo operador de rede de distribuição em AT e MT	
VI.	Proposta de regras de apuramento e imputação do fator de adequação apresentada pelo operador de rede de distribuição em AT e MT	

1 INTRODUÇÃO

O [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, e a [Diretiva \(UE\) 2018/2001](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, impôs à ERSE a produção de nova regulamentação e a adaptação da já existente às mudanças de regime operadas.

Em consequência, a ERSE submeteu a [discussão pública](#) uma proposta de revisão regulamentar do setor elétrico, que versou também, em situações pontuais, sobre matérias respeitantes ao Sistema Nacional de Gás (SNG). O processo de discussão culminou na publicação dos diversos regulamentos em Diário da República, em julho de 2023.

Alguns destes regulamentos preveem a produção de nova regulamentação ou a revisão de regulamentação já existente. É esse o caso do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás ([RRC](#)) e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações ([RARI](#)). Com efeito, e no que releva para a presente consulta:

- o RRC prevê a aprovação pela ERSE de metodologias para estimação de **perfis de consumo e de injeção** na rede para o setor elétrico e para o setor do gás, com base em propostas do operador da rede de distribuição em AT e MT ¹, no caso do setor elétrico, e da entidade responsável pelas previsões (ERP) ², no caso do setor do gás [art.º 385.º];
- o RARI prevê a aprovação pela ERSE de metodologia de construção de **perfis de perdas** para o setor elétrico, com base em propostas dos operadores da rede de transporte e da rede de distribuição em AT e MT [art.º 31.º];
- o RRC prevê a aprovação pela ERSE de novas regras de apuramento e imputação do **fator de adequação**, com base em proposta do operador da rede de distribuição em AT e MT [art.º 217.º].

Se, no caso dos perfis de consumo e de injeção e dos perfis de perdas, a principal motivação subjacente à revisão regulamentar é a simplificação do processo de aprovação anual dos respetivos valores, a par de um

¹ E-REDES, enquanto concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão.

² No âmbito da atividade da Gestão Técnica Global do SNG, desempenhada pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Gás, a REN Gasodutos.

reforço da transparência e da participação dos diversos interessados na elaboração das metodologias que servem de base a essa aprovação, já no que respeita às regras aplicáveis ao fator de adequação essa revisão decorre da própria evolução do setor elétrico, em particular ao nível da digitalização da rede de distribuição em baixa tensão (incluindo a instalação de contadores inteligentes), que possibilita a recolha diária de diagramas de carga, o que, atento o quadro regulamentar em vigor, determina a imputação do fator de adequação a um universo de instalações em acentuado decréscimo ³ (em baixa tensão e não integradas em rede inteligente).

Em cumprimento das citadas disposições regulamentares constantes do RRC e do RARI, os diversos **operadores apresentaram as propostas** devidas nos prazos estabelecidos, o que se regista e valoriza, para mais num contexto de profunda alteração da regulamentação setorial.

A ERSE trabalhou sobre as propostas recebidas e vem agora submeter o resultado desse trabalho a **consulta pública expedita**.

A este propósito cabe referir que a opção pelo procedimento simplificado é justificada por estarem em causa normas complementares ao Regulamento de Relações Comerciais e a aprovação de normas sem impacto direto transversal nos setores (os principais destinatários das normas são os operadores de rede e os comercializadores), mas também pela necessidade de aprovar as metodologias de construção dos perfis de consumo e de perdas antes do final de 2023, de modo a que os operadores possam, nos prazos regulamentares previstos, publicar os perfis para 2024, aplicando as metodologias em consulta.

Por outro lado, a concentração destas matérias num único processo de consulta, tirando partido da sua afinidade e, por conseguinte, da sobreposição dos destinatários respetivos, visa conter o impacte junto dos interessados e da própria ERSE, minimizando dispersão de recursos.

Ainda no âmbito do procedimento adotado, faz-se notar que o presente documento justificativo integra também as propostas apresentadas pelos operadores (em anexo). Deste modo, não apenas se vê reforçada a transparência do procedimento, como, por via de maior nivelamento do conhecimento, se potencia a participação na consulta.

A análise das propostas relativas a cada uma das matérias objeto da consulta e, bem assim, o desenvolvimento das opções da ERSE, encontram-se nos capítulos seguintes deste documento justificativo.

³ Segundo a E-REDES, em julho de 2023, o consumo sujeito à aplicação do fator de adequação representava apenas cerca de 15,8%.

A presente consulta consiste numa **proposta de cinco diretivas da ERSE**, que aprovam, respetivamente, 1) a metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede para o setor elétrico, 2) a metodologia para estimação de perfis de consumo para o setor do gás, 3) a metodologia para construção de perfis de perdas para a Rede Nacional de Transporte do setor elétrico, 4) a metodologia para construção dos perfis de perdas por nível de tensão nas redes de distribuição do setor elétrico e 5) as regras de apuramento e imputação do fator de adequação para o setor elétrico, e é acompanhada do presente documento justificativo.

A consulta decorre desde o dia **20 de novembro** até ao dia **5 de dezembro de 2023**. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados preferencialmente por email ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 118 ou Consulta Pública 118):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE terá em conta os contributos quando elaborar a versão final das diretivas colocadas em consulta. Aquando da aprovação e publicação, a ERSE disponibilizará um relatório onde são identificadas as matérias que venham a suscitar comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

2 METODOLOGIAS PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO NA REDE PARA O SETOR ELÉTRICO E PARA O SETOR DO GÁS

2.1 ENQUADRAMENTO

Quando os equipamentos de medição instalados não permitem a desagregação temporal do consumo ou da injeção na rede em linha com o período considerado para apuramento de carteiras de comercialização, aplicam-se perfis. Os perfis são também aplicáveis nas situações de anomalia de medição ou de leitura. Os valores dos perfis são estimados para cada período (quarto-horário no caso do setor elétrico, diário no caso do setor do gás) e correspondem à proporção, consoante o caso, do consumo ou da injeção anual atribuída a cada um desses períodos.

O quadro regulamentar anterior à revisão operada em 2023 previa que os operadores das redes (no caso do setor elétrico) e o gestor técnico global do SNG (no caso do setor do gás e na qualidade de entidade responsável pelas previsões) enviassem à ERSE, para aprovação, propostas de perfis para o ano seguinte, com base em metodologias que deveriam ser publicadas nas páginas na internet destas entidades.

No caso do setor elétrico, para além de perfis de consumo, a ERSE aprovava anualmente perfis de produção para as instalações de microprodução, miniprodução ou unidades de pequena potência com tecnologia solar fotovoltaica e também perfis de autoconsumo (aplicáveis ao consumo e à injeção na rede de instalações autoconsumidoras).

A ERSE entendeu desejável a introdução de algumas alterações a este enquadramento regulamentar com vista à sua clarificação, mas também para simplificar o respetivo processo de aprovação. Este entendimento foi submetido a consulta pública, validado pelos participantes e refletido no RRC.

Assim, foi harmonizado o período de vigência dos perfis para ambos os setores, adotando o ano civil como referência (até agora, os perfis aplicáveis no setor elétrico vigoravam entre 1 de janeiro e 31 de dezembro e os do gás entre 1 de julho e 30 de junho).

Por outro lado, estabeleceu-se o envio de proposta à ERSE (por parte do operador da rede de distribuição em AT e MT, no caso do setor elétrico, e do gestor técnico global do SNG, no caso do setor do gás), de metodologias para estimação de perfis que, uma vez aprovadas, se constituirão como base para o apuramento anual dos valores dos perfis. Esse apuramento e respetiva publicação anual dos perfis passou

a ser da exclusiva responsabilidade do operador da rede de distribuição em AT e MT, no caso do setor elétrico, e do gestor técnico global do SNG, no caso do setor do gás, sem intervenção direta da ERSE.

Importa recordar que, em ambos os setores, os valores anuais dos perfis são apurados tendo por base a aplicação de metodologias que se encontram publicadas, ainda que, em ambos os casos, essas metodologias não tenham beneficiado do procedimento de aprovação agora instituído.

Deste modo, o foco da intervenção regulatória passa a centrar-se nas regras metodológicas com base nas quais se apuram os valores anuais, não havendo, por defeito, intervenção da ERSE na aplicação dessas regras, nem na publicação desses valores – à ERSE caberá a supervisão da aplicação das metodologias aprovadas e do cumprimento das demais obrigações nesta matéria.

Para além dos ganhos esperados em termos de simplificação do procedimento e encurtamento do prazo dos trabalhos anuais conducentes à publicação dos valores dos perfis, a margem de erro associada à manipulação desses valores (particularmente relevante no caso do setor elétrico, tratando-se de valores quarto-horários) também diminui.

Nos pontos seguintes são sumarizadas as propostas apresentadas à ERSE, para o setor elétrico e para o setor do gás. Estas propostas, como apresentadas à ERSE, encontram-se em anexo ao presente documento, fazendo-se notar que, no caso do setor elétrico, a proposta é dupla, uma vez que contempla o procedimento de revisão intra-anual dos perfis, para efeitos de apuramento dos perfis finais, cuja proposta foi trabalhada pelo gestor global do sistema elétrico, a REN.

Cabe ainda mencionar que o detalhe do quadro regulamentar em vigor, no que respeita aos perfis de consumo e de injeção na rede, consta do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) de cada setor. No caso do setor elétrico, releva o ponto 35 do [GMLDD SE](#) e, no caso do setor do gás, o ponto 24.2.4 do [GMLDD GN](#).

2.2 PROPOSTAS RECEBIDAS

2.2.1 PROPOSTA DE METODOLOGIA DO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT (PERFIS INICIAIS, SETOR ELÉTRICO)

A proposta apresentada pelo operador de rede de distribuição em AT e MT para estimação dos perfis iniciais de consumo e de injeção na rede elétrica é sobreponível com a metodologia que tem vindo a ser utilizada ao longo dos últimos anos para o procedimento de aprovação anual de perfis.

Estabelecem-se 1) perfis de consumo em Baixa Tensão Normal (BTN) para as Classes A, B e C, 2) perfil de consumo de Iluminação Pública (IP), 3) perfil de produção solar fotovoltaica e 4) perfis de consumo e de injeção para instalações de autoconsumo (AC) em BTN: 3 perfis de consumo para as instalações com perfis A, B e C com contrato de venda, 3 perfis de injeção para as instalações com perfis A, B e C com contrato de venda e 3 perfis de consumo para as instalações com perfis A, B e C sem contrato de venda.

Os perfis são estimados para cada período quarto-horário.

PERFIS DE CONSUMO EM BTN

Os perfis de consumo em BTN são elaborados a partir de dados (leituras quarto-horárias) recolhidos de instalações de consumo em BTN ligadas à rede de distribuição em BT explorada pela E-REDES, com base numa amostra aleatória estratificada por setor de atividade (domésticos, hotelaria, indústria, outros), classe de consumo e classe de potência. São utilizados dados dos últimos 10 anos, de modo a atenuar as especificidades de cada ano. A amostra final de instalações é obtida depois de tratamento e validação dos dados.

Os perfis de consumo BTN A, B e C são, de acordo com a metodologia proposta, estimados com base em diversas etapas, que incluem o cálculo do consumo médio quarto-horário para cada ano da amostra, o cálculo da média de consumo para cada período quarto-horário do ano com recurso a fatores de ponderação (em particular, para atenuar o peso dos dados dos anos afetados pela pandemia COVID-19) e a normalização do diagrama de modo a garantir que o somatório dos valores quarto-horários do ano é igual a 1000 (como estabelecido no GMLDD SE). Os valores obtidos são depois sujeitos a ajustamento para suavizar e corrigir irregularidades e descontinuidades (designadamente, na transição entre dias), após o que são arredondados à 7.^a casa decimal e novamente normalizados.

PERFIL DE CONSUMO DE IP

O perfil de consumo de IP é construído com dados populacionais das instalações de consumo de IP ligadas à rede de distribuição em BT explorada pela E-REDES. São utilizados dados (consumo por minuto, hora de ligação e de desligação, por concelho) relativos ao ano civil anterior ao ano de realização do estudo. A amostra final de instalações é obtida depois de tratamento e validação dos dados.

O perfil de consumo de IP obtém-se a partir do consumo quarto-horário da população IP de todos os concelhos. Os valores são depois sujeitos a critérios de arredondamento e de normalização.

PERFIL DE PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

O perfil de produção solar fotovoltaica é elaborado a partir de dados (leituras quarto-horárias) recolhidos de instalações de produção ligadas à rede de distribuição explorada pela E-REDES, com base numa amostra não probabilística. São utilizados dados a partir de outubro de 2015, de modo a atenuar as especificidades de cada ano. A amostra final de instalações é obtida depois de tratamento e validação dos dados.

A metodologia utilizada na estimação do perfil de produção solar fotovoltaica é idêntica à dos perfis de consumo em BTN, resumida acima, com a nuance de, neste caso, estarem em causa apenas os períodos não noturnos (uma vez que nos períodos noturnos a produção solar fotovoltaica é nula) e de ser necessário um ajustamento sazonal.

PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE AUTOCONSUMO EM BTN

Para a construção dos perfis de consumo e de injeção de instalações de autoconsumo (AC) em BTN, as instalações são associadas aos respetivos perfis de consumo em BTN (Classes A, B e C), desagregando a população em dois segmentos, consoante exista ou não contrato de venda de energia à rede (a desagregação justifica-se com base na observação de diferenças significativas dos dois segmentos ao nível da potência instalada das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e dos consumos médios das instalações). A amostra final de instalações é obtida depois de tratamento e validação dos dados.

O perfil esperado para a produção das UPAC tem por base o perfil das instalações de produção solar fotovoltaica, bem como a produção anual esperada em função da potência instalada das UPAC.

Para as instalações com contrato de venda do excedente, considera-se que, em cada período quarto-horário, se o diagrama de produção excede o de consumo, o diferencial é contabilizado no perfil de injeção; no caso contrário, a sua contabilização tem lugar no perfil de consumo.

Os valores são depois sujeitos a critérios de arredondamento e de normalização.

Os perfis de consumo e de injeção de instalações de AC em BTN aplicam-se às instalações de consumo com UPAC integrada.

2.2.2 PROPOSTA DE METODOLOGIA DO GESTOR GLOBAL DO SEN (PERFIS FINAIS, SETOR ELÉTRICO)

O gestor global do SEN propôs a manutenção da metodologia atualmente utilizada, nos termos do ponto 35.2 do GMLDD SE, para efeitos de apuramento dos perfis finais, que consiste na adaptação dos perfis iniciais tendo por base as diferenças entre o Diagrama de Carga de Referência (estimado) e o Diagrama de Carga do Sistema (verificado).

2.2.3 PROPOSTA DE METODOLOGIA DA ENTIDADE RESPONSÁVEL PELAS PREVISÕES (PERFIS DE CONSUMO, SETOR DO GÁS)

A proposta apresentada pela entidade responsável pelas previsões (ERP) para estimação dos perfis de consumo de gás e do consumo médio diário característico de cada perfil é sobreponível com a metodologia que tem vindo a ser utilizada ao longo dos últimos anos para o procedimento de aprovação anual de perfis.

Cabe recordar que essa metodologia resultou do Grupo de Trabalho criado pela [Diretiva n.º 16/2016](#), de 19 de setembro, composto pela REN Gasodutos (ERP), pelos operadores das redes de distribuição de gás (ORD) e pela ERSE, e estabelece a existência de 6 perfis de consumo, com discriminação mensal, diferenciados em função da localização das redes de distribuição: Norte (na qual se incluem as redes de distribuição da Beiragás, da Duriensegás, da REN Portgás e da Sonorgás), Sul (na qual se incluem as redes de distribuição da Dianagás, da Lisboaagás, da Lusitaniagás, da Paxgás, da Setgás e da Tagusgás) e Algarve (na qual se inclui a rede de distribuição da Medigás).

A estrutura de perfis assenta numa repartição das instalações com medição não diária por seis gamas de consumo: 1) P1 para consumos anuais entre 0 e 220 m³, 2) P2 para consumos anuais entre 221 e 500 m³, 3) P3 para consumos anuais entre 501 e 1000 m³, 4) P4 para consumos anuais entre 1001 e 10 000 m³, 5)

P5 para consumos anuais entre 10 001 e 50 000 m³ e 6) P6 para consumos anuais entre 50 001 e 100 000 m³.

A ERP propõe manter a discriminação mensal dos perfis (em cada mês o valor do perfil é igual para todos os dias, incluindo fins de semana, e corresponde à média dos perfis para dias úteis, sábados e domingos).

Com base no consumo diário dos clientes com medição não diária e no número de clientes de cada gama de consumo, obtém-se, para cada rede de distribuição, para cada mês, e para cada gama de consumo, o consumo médio diário. São utilizados dados a partir de 2016, desconsiderando os períodos afetados por fenómenos com impacto significativo no comportamento do consumo, de que é exemplo a pandemia COVID-19.

Os perfis são agrupados em três zonas (Norte, Sul e Algarve) em resultado das semelhanças exibidas pela evolução do consumo nas redes de distribuição que as integram.

Os valores são ainda sujeitos a critérios de calibração e a testes de adequação.

2.3 PROPOSTA DA ERSE SUBMETIDA A CONSULTA

Como se referiu anteriormente, o principal objetivo deste exercício, no caso dos perfis de consumo e de injeção, é a simplificação do processo anual de publicação, com base em metodologia sujeita a consulta.

As propostas apresentadas pelo operador de rede de distribuição em AT e MT para estimação dos perfis iniciais de consumo e de injeção na rede elétrica e pelo gestor global do SEN para os perfis finais, não introduzem alterações face à metodologia que tem sido utilizada ao longo dos últimos anos, e que decorre do estabelecido no RRC e no GMLDD SE.

O mesmo sucede em relação à proposta da ERP relativa à estimação dos perfis de consumo de gás.

Deste modo, a proposta que a ERSE submete a consulta segue de perto as propostas recebidas, procurando ater-se aos seus elementos principais, evitando regulamentar aspetos de maior detalhe metodológico, de modo a garantir alguns graus de liberdade na sua aplicação. Ademais, a proposta integra o quadro de regras relativo aos perfis de consumo, como estabelecido nos GMLDD, concretamente, no caso do setor elétrico, no ponto 35 e, no caso do setor do gás, no ponto 24.2.4, estando assim reunidas as condições para a sua revogação.

Por outro lado, a proposta assume a forma articulada e a formulação de regras jurídicas. A este propósito importa dar nota de que, no que se refere aos perfis de consumo e de injeção, mas também aos perfis de perdas e às regras aplicáveis ao fator de adequação (discutidos mais adiante neste documento), a ERSE entende que as respetivas regras regulamentares devem integrar o RRC e o RARI (ao nível dos princípios gerais) e os GMLDD (ao nível do detalhe). Neste sentido, e sem prejuízo da regulamentação a aprovar no âmbito do presente procedimento de consulta, antecipa-se que, quando forem revistos os GMLDD (o que, no caso do GMLDD SE, se admite poder vir a acontecer ao longo do próximo ano), a mesma deverá ser vertida nesses documentos.

3 METODOLOGIA DE CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS PARA O SETOR ELÉTRICO

3.1 ENQUADRAMENTO

A transmissão de energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores finais é feita através da rede de transporte, em muito alta tensão, e de redes de distribuição, em alta, média e baixa tensão, essencialmente constituídas por linhas, cabos e transformadores. A veiculação de energia ao longo destas redes implica, inevitavelmente, perdas de energia.

O modelo regulatório impõe aos comercializadores a responsabilidade por fornecer a energia de perdas associada aos seus consumos. Para compensar as perdas de energia na rede, os comercializadores de energia elétrica devem conhecer a quantidade de energia adicional que necessitam comprar, em cada período horário, através do mercado organizado ou por contratação bilateral⁴. Esta quantidade de energia é determinada com base nos perfis de perdas aplicados aos valores de energia ativa dos consumos previstos.

Os perfis de perdas são diferenciados por rede, de transporte ou de distribuição, e por nível de tensão e para cada período de 15 minutos. Estes perfis de perdas são construídos em coerência com os fatores de ajustamento para perdas nas redes, aplicáveis por período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio).

No modelo em vigor, previsto no artigo 31.º do RARI, os operadores das redes devem enviar à ERSE propostas de valores dos fatores de ajustamento para perdas por período horário, relativos às suas redes, até 15 de junho de cada ano. Estes valores são sujeitos a análise da ERSE que aprova os fatores de ajustamento e os publica até 15 de dezembro, juntamente com as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte.

No âmbito da Consulta Pública n.º [113](#), a ERSE alterou a mecânica de cálculo e publicitação dos perfis de perdas. Neste sentido, o RARI estabelece que, uma vez aprovados os fatores de ajustamento para perdas, os operadores passem a calcular os perfis de perdas, a publicá-los diretamente nas suas páginas na internet e a enviá-los à ERSE acompanhados dos estudos que os justificam. Os operadores determinam

⁴ Vd. artigo 31.º do RARI, aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho.

estes perfis por aplicação da metodologia prevista no n.º 8 do artigo 31.º do RARI, a partir dos fatores de ajustamento para perdas aprovados pela ERSE.

Para efeitos da aprovação da referida metodologia, inicialmente e sempre que se justifiquem alterações, os operadores devem enviar à ERSE uma proposta de metodologia de construção dos perfis de perdas, para aprovação.

Uma vez que o RARI aprovado em julho de 2023 prevê, pela primeira vez, a aprovação desta metodologia de construção dos perfis de perdas, incumbiu os operadores de apresentarem propostas até 60 dias depois da sua publicação. A ERSE recebeu e analisou as propostas dos operadores e vem agora promover a aprovação da metodologia, através de um processo de consulta. Esta aprovação deverá ocorrer em prazo compatível com a aplicação da metodologia pelos operadores e consequente publicação dos perfis de perdas para 2024, nos prazos previstos. Em concreto, uma vez aprovados os valores dos fatores de ajustamento para perdas, o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam a metodologia aprovada para construção dos perfis de perdas e publicam os perfis até ao dia 31 de dezembro de cada ano.

3.2 PROPOSTAS RECEBIDAS

3.2.1 PROPOSTA DE METODOLOGIA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), submeteu à ERSE, em 28 de setembro de 2023, a sua proposta de metodologia de construção de perfis de perdas para a rede de transporte (em anexo ao presente documento).

No caso da RNT, os perfis de perdas são aplicados à rede de muito alta tensão (MAT), bem como à transformação MAT/AT (aplicável à entrega de energia na rede de distribuição em AT).

Nas considerações iniciais da sua proposta de metodologia, a REN realça que a evolução das perdas de energia na RNT é fortemente influenciada pela repartição da produção entre os vários centros eletroprodutores e pelos trânsitos nas interligações, que variam ao longo do ano e dentro do próprio dia. Além disso, a elevada participação das fontes de energia renovável, de carácter intermitente, no mix de produção, contribui também para a variabilidade das perdas na rede de transporte.

A metodologia proposta pela REN para a construção dos perfis de perdas baseia-se nos fatores de ajustamento para perdas aprovados anualmente pela ERSE, para cada um dos quatro períodos horários (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), de acordo com o ciclo tarifário semanal.

A metodologia resulta da ponderação de dois fatores: 1) os fatores de ajustamentos para perdas, γ_i^{MAT} ou $\gamma_i^{AT/RNT}$, aprovados pela ERSE para cada um dos quatro períodos horários e 2) os fatores de correção, A_m , a aplicar em cada mês e que permitem ajustar o perfil de perdas mensal ao comportamento médio da rede nesse período.

Os fatores de correção são valores normalizados, determinados a partir dos valores médios mensais, apurados em períodos de cinco anos. Os fatores de correção resultam da relação entre as perdas médias em cada mês e as perdas anuais.

Assim, a REN adotou o referido racional para calcular os perfis de perdas resultantes dos fatores de ajustamento aprovados pela ERSE, de acordo com a seguinte formulação.

AJUSTAMENTO PARA PERDAS EM MAT

Sendo γ_i^{MAT} o fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte relativo à rede de MAT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), então:

$$pf_{i,m}^{MAT} = \gamma_i^{MAT} \times A_m \quad (3.1)$$

em que:

$pf_{i,m}^{MAT}$ Fator de perdas corrigido na rede de transporte em MAT no período horário $i = 1, \dots, 4$ e mês $m = 1, \dots, 12$;

γ_i^{MAT} Fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte em MAT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio);

A_m Fator de correção mensal para o mês $m = 1, \dots, 12$.

AJUSTAMENTO PARA PERDAS NA FRONTEIRA EM AT ENTRE A REDE DE TRANSPORTE E A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Sendo $\gamma_i^{AT/RNT}$ o fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte incluindo a transformação MAT/AT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$, então:

$$pf_{i,m}^{AT/RNT} = \gamma_i^{AT/RNT} \times A_m \quad (3.2)$$

em que:

$pf_{i,m}^{AT/RNT}$ Fator de perdas corrigido na rede de transporte incluindo a transformação MAT/AT no período horário $i = 1, \dots, 4$ e mês $m = 1, \dots, 12$;

$\gamma_i^{AT/RNT}$ Fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte incluindo a transformação MAT/AT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio e super vazio);

A_m Fator de correção mensal para o mês $m = 1, \dots, 12$.

A Figura 3-1 apresenta, para cada mês e período horário, os valores dos fatores de perdas corrigidos com agregação mensal, calculados a partir das expressões (3.1) ou (3.2), e os correspondentes valores dos perfis de perdas com discriminação por períodos de 15 minutos.

Figura 3-1 – Exemplo de aplicação da metodologia proposta pela REN

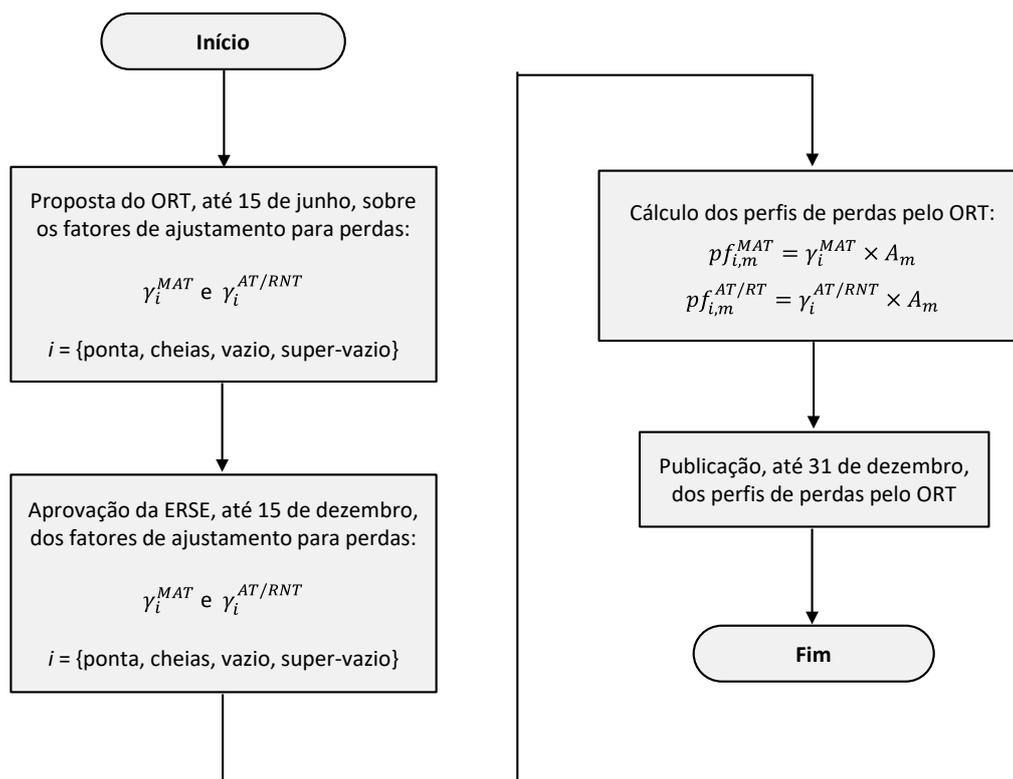
$m \setminus i$	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Perfil de perdas
1	$\gamma_P \times A_1$	$\gamma_C \times A_1$	$\gamma_V \times A_1$	$\gamma_{SV} \times A_1$	
2	$\gamma_P \times A_2$	$\gamma_C \times A_2$	$\gamma_V \times A_2$	$\gamma_{SV} \times A_2$	
3	$\gamma_P \times A_3$	$\gamma_C \times A_3$	$\gamma_V \times A_3$	$\gamma_{SV} \times A_3$	
4	$\gamma_P \times A_4$	$\gamma_C \times A_4$	$\gamma_V \times A_4$	$\gamma_{SV} \times A_4$	
5	$\gamma_P \times A_5$	$\gamma_C \times A_5$	$\gamma_V \times A_5$	$\gamma_{SV} \times A_5$	
6	$\gamma_P \times A_6$	$\gamma_C \times A_6$	$\gamma_V \times A_6$	$\gamma_{SV} \times A_6$	
7	$\gamma_P \times A_7$	$\gamma_C \times A_7$	$\gamma_V \times A_7$	$\gamma_{SV} \times A_7$	
8	$\gamma_P \times A_8$	$\gamma_C \times A_8$	$\gamma_V \times A_8$	$\gamma_{SV} \times A_8$	
9	$\gamma_P \times A_9$	$\gamma_C \times A_9$	$\gamma_V \times A_9$	$\gamma_{SV} \times A_9$	
10	$\gamma_P \times A_{10}$	$\gamma_C \times A_{10}$	$\gamma_V \times A_{10}$	$\gamma_{SV} \times A_{10}$	
11	$\gamma_P \times A_{11}$	$\gamma_C \times A_{11}$	$\gamma_V \times A_{11}$	$\gamma_{SV} \times A_{11}$	
12	$\gamma_P \times A_{12}$	$\gamma_C \times A_{12}$	$\gamma_V \times A_{12}$	$\gamma_{SV} \times A_{12}$	

01/06/2024 00:15 V	$\gamma_V \times A_6$
01/06/2024 00:30 V	$\gamma_V \times A_6$
...	
01/06/2024 02:15 SV	$\gamma_{SV} \times A_6$
01/06/2024 02:30 SV	$\gamma_{SV} \times A_6$
...	
06/06/2024 18:30 C	$\gamma_C \times A_6$
06/06/2024 18:45 C	$\gamma_C \times A_6$
...	
14/06/2024 11:45 P	$\gamma_P \times A_6$
14/06/2024 12:00 P	$\gamma_P \times A_6$
...	
30/06/2024 23:45 V	$\gamma_V \times A_6$

Nestes termos, após a aprovação dos fatores de ajustamento para perdas para o ano seguinte pela ERSE e até 31 de dezembro do ano em curso, a REN deve calcular os perfis de perdas na rede de transporte para o ano seguinte e publicá-los na sua página de internet, juntamente com um documento justificativo que fundamente os perfis calculados. Adicionalmente, deve enviar à ERSE e ao operador da rede de distribuição em MT e AT os perfis de perdas e o documento justificativo publicados.

Em síntese, a Figura 3-2 representa o processo de construção de perfis de perdas na rede de transporte, desde a fase de submissão, pela REN à ERSE, da proposta de fatores de ajustamento para perdas, até à fase de construção e divulgação dos perfis de perdas calculados pela REN.

Figura 3-2 – Processo de construção de perfis de perdas na rede de transporte



3.2.2 PROPOSTA DE METODOLOGIA DO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT

A E-REDES – Distribuição de Eletricidade (E-REDES) submeteu à ERSE, em 26 de setembro de 2023, a sua proposta de metodologia de construção de perfis de perdas para as redes de distribuição de alta, média e baixa tensão (em anexo ao presente documento).

Nesta proposta de metodologia, as perdas totais são modeladas através de uma componente variável, baseada no princípio da distribuição quadrática das perdas⁵, e de uma componente fixa que considera os consumos constantes de equipamentos que integram o sistema elétrico (perdas no ferro dos

⁵ As perdas por Efeito de Joule dependem do quadrado da corrente, i.e. do consumo.

transformadores e consumo dos equipamentos de comando e controlo ou de contagem). A componente fixa captura ainda as perdas ditas comerciais, associadas à energia não medida ou a diferenças de medição.

O efeito da crescente integração de produção distribuída, que impacta significativamente nos trânsitos de energia na rede de distribuição, é incluído na metodologia proposta pela E-REDES através da determinação dos perfis típicos da produção distribuída por nível de tensão.

Para o exercício de determinação dos perfis de perdas, para cada nível de tensão, a partir dos fatores de ajustamento para perdas aprovados pela ERSE, a metodologia deve ter em conta, entre outros, os seguintes dados:

- balanço energético previsional, correspondente ao ano de aplicação dos perfis de perdas;
- diagrama de consumo para os clientes em AT, em MT e em BTE com informação desagregada em períodos quarto-horários, e perfis de consumo para os clientes em BTN e IP;
- perdas de referência na transformação AT/MT e MT/BT, que são contabilizadas no nível de tensão de jusante.

A construção dos perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas é realizada através dos passos descritos em seguida.

Primeiro passo: considerar os fatores de ajustamento para perdas, aprovados pela ERSE, e a previsão de consumos por nível de tensão, para obter as perdas por nível de tensão e por período horário, de acordo com as seguintes equações:

Em BT:

$$p_i^{BT} = \gamma_i^{BT} \cdot E_{consumo,i}^{BT} \quad (3.3)$$

Em MT:

$$p_i^{MT} = \gamma_i^{MT} \cdot E_{saída,i}^{MT} \quad (3.4)$$

$$E_{saída,i}^{MT} = E_{consumo,i}^{MT} + E_{consumo,i}^{BT} \cdot (1 + \gamma_i^{BT}) \quad (3.5)$$

Em AT:

$$p_i^{AT} = \gamma_i^{AT} \cdot E_{saída,i}^{AT} \quad (3.6)$$

$$E_{saída,i}^{AT} = E_{consumo,i}^{AT} + E_{saída,i}^{MT} \cdot (1 + \gamma_i^{MT}) \quad (3.7)$$

em que:

i	Período horário i (ponta, cheias, vazio normal ou super vazio);
p_i^{BT}	Perdas na rede de BT, no período horário i ;
γ_i^{BT}	Fator de ajustamento para perdas da rede de BT, no período horário i ;
$E_{consumo,i}^{BT}$	Consumo dos clientes em BT, no período horário i ;
p_i^{MT}	Perdas na rede de MT, no período horário i ;
γ_i^{MT}	Fator de ajustamento para perdas da rede de MT, no período horário i ;
$E_{saída,i}^{MT}$	Energia de saída da rede de MT, no período horário i , correspondendo ao consumo dos clientes em MT adicionado do consumo dos clientes em BT ajustado para perdas na rede de BT;
$E_{consumo,i}^{MT}$	Consumo dos clientes em MT, no período horário i ;
p_i^{AT}	Perdas na rede de AT, no período horário i ;
γ_i^{AT}	Fator de ajustamento para perdas da rede de AT, no período horário i ;
$E_{saída,i}^{AT}$	Energia de saída da rede de AT, no período horário i , correspondendo ao consumo dos clientes em AT adicionado da energia de saída da rede de MT ajustada para perdas na rede de MT;
$E_{consumo,i}^{AT}$	Consumo dos clientes em AT, no período horário i .

Segundo passo: para cada nível de tensão (AT, MT e BT) e para cada período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), calcular as perdas distribuídas por cada período de 15 minutos do período horário respectivo, proporcionalmente ao quadrado do consumo quarto-horário de acordo com a seguinte equação:

$$p_h^{nt} = \frac{E_h^2}{\sum_i E_h^2} \times p_i^{nt} \quad (3.8)$$

em que:

p_h^{nt} Perdas no nível de tensão nt atribuídas ao intervalo h (15 minutos), em MWh;

E_h Energia saída da rede no nível de tensão respetivo, no intervalo h , em MWh;

p_i^{nt} Perdas no nível de tensão nt , no período horário i .

Terceiro passo: para cada nível de tensão, os perfis de perdas são dados pelo quociente entre as perdas e a energia saída da rede nesse nível de tensão, em cada intervalo de 15 minutos, de acordo com a seguinte equação.

$$pf_h = \frac{p_h}{E_h} \quad (3.9)$$

em que pf_h representa o perfil de perdas no intervalo h .

3.3 PROPOSTA DA ERSE SUBMETIDA A CONSULTA

O principal objetivo da aprovação de uma metodologia para a construção dos perfis de perdas é a transparência do processo anual de cálculo e publicação dos perfis de perdas, com base numa metodologia aprovada e sujeita a consulta.

As propostas apresentadas pelo operador da rede de transporte e pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, para a construção de perfis de perdas para o setor elétrico, cumprem as disposições estabelecidas no RARI (artigos 31.º e 32.º).

Deste modo, a proposta que a ERSE submete a consulta estabelece os princípios e passos a observar na construção dos perfis de perdas, a partir dos coeficientes de ajustamento para perdas, tendo em conta as propostas dos operadores das redes. Por outro lado, as regras para ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição de energia elétrica obedecem às disposições estabelecidas no RARI, pelo que se revoga o ponto 64 do [GMLDD SE](#).

4 REGRAS DE APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO

4.1 ENQUADRAMENTO

O fator de adequação das carteiras de comercialização do setor elétrico, como concretizado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (GMLDD SE), reparte, em cada período quarto-horário, as diferenças entre a energia participante em mercado e as energias (medidas nos pontos de entrega e acrescidas de perdas nas redes) afetas aos vários comercializadores. Atualmente, esta repartição é feita proporcionalmente ao consumo não telecontado das carteiras de comercialização: é, assim, através do fator de adequação que se integram no modelo de apuramento do consumo dessas carteiras as diferenças entre o consumo estimado e perfilado e o consumo real, bem como as diferenças entre os fatores de perdas aplicáveis e as perdas reais (técnicas e comerciais).

O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica ([RSRI](#)) estabelece a obrigação de recolha diária de diagramas de carga para todas as instalações integradas em redes inteligentes [art.º 11.º].

Por seu lado, o RRC determina a consideração do consumo das instalações com recolha diária de diagramas de carga na parcela telecontada (não sujeita a fator de adequação), incluindo as instalações integradas nas redes inteligentes [art.º 218.º].

Assim, à medida que aumenta o universo de instalações integradas nas redes inteligentes, diminui, no mesmo número, o conjunto de instalações às quais se aplica o fator de adequação, sendo que, nos termos da legislação em vigor, todas as instalações de consumo em BTN devem estar integradas em rede inteligente até ao final de 2024 ⁶.

Neste quadro, torna-se necessária a alteração da atual metodologia de cálculo e de imputação do fator de adequação, uma vez que este refletirá, fundamentalmente, o efeito da estimativa das perdas e não o da estimativa do consumo, em cenário de recolha diária generalizada de diagramas de consumo (no qual as estimativas se aplicam apenas em caso de anomalia de medição ou de leitura, correspondendo a situações pontuais).

⁶ Segundo a E-REDES, em setembro de 2023, o consumo sujeito à aplicação do fator de adequação representava apenas cerca de 13,9%.

Deste modo, estabeleceu-se no RRC [art.º 217.º] a obrigação de o operador de rede de distribuição em AT e MT apresentar à ERSE uma proposta de revisão das regras de apuramento e imputação do fator de adequação (como atualmente estabelecidas no ponto 65 do GMLDD SE).

Nos pontos seguintes é sumarizada a proposta apresentada à ERSE pelo operador de rede de distribuição em AT e MT (a proposta, como apresentada à ERSE, encontra-se em anexo ao presente documento), e apresentada a proposta da ERSE que se submete a consulta.

4.2 PROPOSTA DO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT

A proposta apresentada à ERSE pelo operador de rede de distribuição em AT e MT prevê um fator de adequação aplicável ao consumo das instalações de consumo em BT.

Cabe recordar que as regras ainda em vigor determinam a aplicação do fator de adequação ao consumo das instalações de consumo sem recolha diária de diagramas de carga.

Desta forma, reconhecendo que a incerteza associada à estimativa do consumo é cada vez menor, o fator passa a refletir fundamentalmente o efeito da estimativa das perdas, sendo que, de acordo com o operador, 73% das perdas verificadas em 2022 registaram-se na BT.

Por outro lado, constatando que os efeitos do fator de adequação são cada vez menores (porque a energia a reconciliar é igualmente cada vez menor), a proposta defende, justificando, uma metodologia simples e alinhada com a prática, dispensando os níveis de tensão de MT, AT e MAT da sua aplicação.

4.3 PROPOSTA DA ERSE SUBMETIDA A CONSULTA

Como se referiu anteriormente, no caso das regras do fator de adequação, o presente exercício de revisão regulamentar decorre da própria evolução do setor elétrico, uma vez que 1) o fator se aplica às carteiras de consumo não telecontado, 2) o consumo não telecontado está a diminuir muito acentuadamente e 3) as diferenças entre entradas e saídas da rede de distribuição tendem a dever-se mais à componente de perdas e menos a estimativas de consumo.

A proposta apresentada pelo operador de rede de distribuição em AT e MT pretende dar resposta a esta evolução, afetando o consumo das instalações de consumo em BT pelo fator de adequação.

A consideração dos consumos em BT para efeitos de reconciliação entre a energia que entra na rede e a energia das carteiras de comercialização justifica-se por diversas razões.

Desde logo porque, como se referiu anteriormente, a necessidade de reconciliação decorre cada vez mais do efeito das perdas (e, cada vez menos, do efeito da estimativa do consumo) e estas estão concentradas na BT.

Por outro lado, é na BT que se têm vindo a afirmar diversos desenvolvimentos com impacto ao nível da reconciliação. Alguns com magnitude já muito expressiva, de que é exemplo o autoconsumo (não apenas porque impacta nos trânsitos e, portanto, nas perdas, mas também porque a energia excedente não transacionada é internalizada nessas perdas). Outro dos desenvolvimentos com perspectiva de crescimento importante é o caso da resposta da procura, designadamente para prestação de serviços de flexibilidade. Nesse caso, em função de como as mobilizações das instalações de consumo sejam ou não consideradas nas carteiras de comercialização, podem ser introduzidas diferenças entre o consumo real (i.e., energia entrada na rede) e o conjunto do consumo medido e atribuído aos comercializadores (i.e., energia entregue pela rede para comercialização).

A opção por não afetar os consumos dos níveis de tensão superiores (responsáveis por quase 30% das perdas registadas em 2022) traduz uma simplificação na continuidade (uma vez que estes níveis de tensão nunca foram afetados pelo fator de adequação). Deste modo, evita-se o impacto do fator de adequação nas carteiras de comercialização destes consumos (MT, AT e MAT) que, em 2022, representaram 53% do consumo total.

Face ao acima referido, às justificações e aos resultados simulados apresentados pelo operador, a proposta que a ERSE submete a consulta segue de perto a proposta recebida. Ademais, a proposta integra o quadro de regras relativo ao fator de adequação, como estabelecido no GMLDD do setor elétrico, nos pontos 62, 63 e 65, com as necessárias adaptações, estando assim reunidas as condições para a revogação dos referidos pontos do GMLDD.

Por outro lado, a proposta assume a forma articulada e normativa. A este propósito importa dar nota de que, no que se refere às regras aplicáveis ao fator de adequação, mas também aos perfis de consumo e de injeção e aos perfis de perdas (discutidos previamente neste documento), a ERSE entende que as respetivas disposições regulamentares devem integrar o RRC e o RARI (ao nível dos princípios gerais) e os GMLDD (ao nível do detalhe dos procedimentos aplicáveis). Neste sentido, e sem prejuízo da regulamentação a aprovar no âmbito do presente procedimento de consulta, antecipa-se que, quando forem revistos os GMLDD (o

que, no caso do GMLDD SE, se admite poder vir a acontecer ao longo do próximo ano), a mesma deverá ser vertida nesses documentos.

ANEXOS

I. PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO NA REDE ELÉTRICA APRESENTADA PELO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT



Atualização dos perfis de consumo e de injeção

Documento Metodológico

(artigo 385.º do Regulamento de Relações Comerciais)

2023



ÍNDICE

1. Enquadramento.....	3
2. Fonte de dados.....	3
3. Estimação dos perfis.....	4
4. Notas conclusivas	9
5. Referências bibliográficas.....	10

1. Enquadramento

Este documento tem como objetivo central sistematizar a metodologia que será usada no estudo “Atualização dos Perfis BTN, IP, MP e UPAC” (Consórcio Qmetrics GANEC-FEUNL), nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo 385.º do Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás (ERSE, 2023) (artigo 283.º do anterior RRC). Neste sentido, apresentam-se de seguida os principais aspetos metodológicos relativos à estimação dos perfis de consumo energético em Baixa Tensão Normal (BTN) para as Classes A, B e C, do perfil de consumo em Iluminação Pública (IP), do perfil de produção em Microprodução Solar (MP) e dos perfis de consumo e de produção (injeção) para as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) em BTN. Os perfis são estimados para cada período quarto-horário (15 minutos) do dia, pelo que correspondem à proporção do consumo ou produção energética anual que é atribuída a cada quarto-horário de cada dia do ano.

2. Fonte de dados

As fontes de dados utilizadas para as construções dos perfis foram definidas de acordo com as características do consumo (em BTN, IP e UPAC) ou da produção (MP e UPAC) de energia dos locais alimentados pela rede da E-REDES em Portugal Continental.

- **Perfis BTN**

Os perfis são elaborados a partir de dados recolhidos sobre amostras representativas dos locais de consumo em BTN alimentados pela E-REDES em Portugal Continental. Da população de locais de consumo em BTN é extraída uma amostra aleatória estratificada por sector de atividade, classe de consumo, classe de potência e categoria de tarifa.

A determinação dos perfis BTN conta com o fornecimento por parte da E-REDES das seguintes informações:

- 1) Leituras quarto-horárias dos locais amostrados. Estes haviam sido sujeitos a uma campanha de instalação de equipamentos de telecontagem que asseguram à E-REDES o fornecimento de dados de consumo em tempo real. São disponibilizadas leituras quarto-horárias para cada uma das instalações em BTN, em cada ano de dados (definido pelo período entre 1 de outubro de um ano e 30 de setembro do ano seguinte) dos últimos 10 anos (ou seja, nos 10 anos de dados mais recentes até 30 de setembro do ano de realização do estudo; o ano de dados mais recente decorre entre 1 de outubro do ano anterior à realização do estudo e 30 de setembro do ano do estudo). Após a validação e tratamento dos dados recolhidos, é definida a amostra de locais de consumo a considerar para a construção dos perfis em cada ano de dados;
- 2) Consumos médios discriminados não telecontados relativos à população de locais de consumo atendidos pela E-REDES.

- **Perfil IP**

Para a determinação do perfil IP são utilizados os dados populacionais dos locais de consumo IP alimentados pela E-REDES em Portugal Continental, no ano civil anterior ao ano de realização do estudo. Estes dados contêm o consumo por minuto, bem como a hora de início e fim do consumo por parte das instalações IP, por concelho. Estes dados são obtidos com base nas horas de nascer e pôr-do-sol e nos *offsets* definidos pelas Câmaras Municipais.

- **Perfil MP**

Para a determinação do perfil MP, considera-se uma amostra não probabilística da população de locais de produção em Portugal Continental, seleccionada pela E-REDES. Neste estudo são utilizadas leituras quarto-horárias de cada uma das instalações MP amostradas, relativas ao período de 1 de outubro de 2015 a 30 de setembro do ano de realização do estudo. Após a validação e tratamento dos dados recolhidos, é definida a amostra de locais de produção a considerar para a construção do perfil em cada ano de dados (período entre 1 de outubro de um ano e 30 de setembro do ano seguinte; por exemplo, Ano I: 1 de outubro de 2015 a 30 de setembro de 2016).

- **Perfis UPAC**

Para a determinação dos perfis UPAC são utilizados os dados populacionais das instalações UPAC em BTN, alimentadas pela E-REDES em Portugal Continental, no ano civil anterior ao ano de realização do estudo. Estes dados contêm o consumo médio anual (CMA) em kWh de cada instalação, antes de ter o sistema de produção de energia, a potência do sistema de produção de energia instalado, bem como a indicação se existe contrato de venda aprovado para injeção dos excedentes de produção na rede da E-REDES. Após a validação e tratamento dos dados, é definido o conjunto de instalações UPAC a considerar para as construções dos perfis.

3. Estimação dos perfis

De seguida é apresentada a metodologia adotada para a estimação de cada um dos perfis:

- **Perfis BTN**

Os perfis BTN A, BTN B e BTN C, são construídos em seis etapas utilizando os diagramas de carga referidos na secção 2:

- 1) Atribuição de uma referência única a cada dia do ano (código de dia), considerando o tipo de dia (dia útil, sábado e domingo/feriado) e a ordem cronológica. Esta referenciação é realizada em todos os anos de dados da amostra.
- 2) Cálculo dos consumos médios por estrato, a cada quinze minutos para cada dia do ano, em todos os anos de dados. Estes valores são agregados por classe (BTN A, BTN B, BTN C).

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n fe_i \times x_i}{\sum_{i=1}^n fe_i} \quad (\text{Equação 1})$$

Nesta equação, \bar{X} representa o consumo médio por extrato, x_i representa o consumo médio dos clientes na amostra pertencentes ao estrato i , n o número de estratos e fe_i o fator de extrapolação no estrato i (ver Equação 2).

Assim, a extrapolação dos resultados tem em conta o desenho amostral construído a partir dos estratos resultantes do cruzamento das variáveis setor de atividade, classe de consumo e classe de potência e com base nas populações mais recentes disponíveis de locais de consumo em BTN. Os consumos médios apurados para a amostra são extrapolados para as populações de locais de consumo atendidos pela E-REDES, considerando-se os totais populacionais dos estratos correspondentes:

$$fe_i = \frac{N_i}{n_i} \quad (\text{Equação 2})$$

Nesta equação, fe_i representa o fator de extrapolação para o estrato i , N_i o número de locais de consumo na população pertencentes ao estrato i e n_i o número de locais de consumo na amostra pertencentes ao estrato i .

- 3) Cálculo da média dos consumos a cada 15 minutos para cada dia do ano, em todos os anos considerados, por classe de perfil (BTN A, BTN B, BTN C). Para o efeito são considerados os consumos observados num intervalo definido por 10 dias úteis antes a 10 dias úteis depois, 2 sábados antes a 2 sábados depois ou 2 domingos/feriados antes a 2 domingos/feriados depois, do dia em análise consoante se tratasse de um dia útil, um sábado ou um domingo/feriado. Assim, de dia para dia do ano o conjunto de dias considerado para o cálculo da média move-se também progressivamente (média móvel), pelo que se obtém uma média dos consumos a cada 15 minutos que é diferente todos os dias. Este cálculo é realizado para cada classe (BTN A, BTN B e BTN C). É de notar que o intervalo considerado para o cálculo da média em cada tipo de dia aproxima-se do número de dias que ocorrem durante um mês.
- 4) Cálculo da média anual dos consumos a cada 15 minutos por código de dia, em cada classe, utilizando as médias (médias móveis) obtidas na etapa anterior em todos os anos. No cálculo desta média anual podem ser utilizados fatores de ponderação para (i) atenuar o impacto no cálculo do perfil de anos de dados que incluem períodos anómalos e incomuns, como por exemplo o período da pandemia COVID-19, e (ii) beneficiar da utilização de consumos de forma contínua desde outubro de 2011 assegurando uma progressividade face aos perfis anteriores e aos perfis futuros.
- 5) Utilizando o calendário do ano civil para o qual se pretende construir o perfil (ou seja, o ano seguinte ao ano de realização do estudo) e o consumo médio anual por dia do ano, para cada classe é atribuído o respetivo diagrama consoante o dia do ano.
- 6) O diagrama anual foi normalizado, obtendo-se o perfil inicial de cada classe, de forma que a sua soma fosse igual a 1000.

A utilização de médias móveis na etapa 3) tem como objetivo obter uma variação gradual dos perfis ao longo dos dias, evitando descontinuidades na transição de mês para mês na evolução do perfil ao longo do ano.

Os perfis BTN A, BTN B e BTN C obtidos pelo procedimento acima descrito, são sujeitos a alguns ajustamentos de modo a suavizar/corrigir eventuais irregularidades e descontinuidades decorrentes da natureza dos dados.

De modo a suavizar descontinuidades na transição entre diferentes tipos de dias, nomeadamente entre as 23:30 horas de um dia e as 0:30 horas do dia seguinte, aplica-se a este período uma média móvel de cinco pontos calculada a partir dos valores do perfil inicial. Este procedimento é realizado nas transições entre os domingos e as segundas-feiras, as sextas-feiras e os sábados, os sábados e os domingos, bem como para as transições associadas aos feriados, quando estes não coincidem com o domingo (isto é, dia útil-feriado e feriado-dia útil) e ainda nas transições entre os meses. Após o ajuste, o perfil é novamente normalizado, de modo que a soma seja igual a 1000.

É ainda aplicada uma média móvel de três pontos para cada um dos perfis, na sua globalidade, de forma a suavizar as descontinuidades entre os períodos decorrentes da utilização de consumos médios por período na análise. Este ajuste provoca apenas ligeiras alterações aos perfis, obtendo-se um perfil alisado.

Dado que estão a ser utilizados vários anos de dados telecontados, suficientes para capturar o padrão de sazonalidade, não se procede a ajustamentos de sazonalidade adicionais.

Por fim, os perfis são arredondados até à 7ª casa decimal e de seguida é realizada uma normalização para assegurar que a soma dos valores quarto-horários seja igual 1000, obtendo-se, assim, os perfis finais BTN.

- **Perfil IP**

Para estimar o perfil IP é considerado o consumo observado em cada concelho para alimentação de todas as instalações de Iluminação Pública do ano civil anterior ao ano de realização do estudo, bem como o número de minutos que as instalações desse Concelho estiveram ligadas, os quais são obtidos a partir do calendário astronómico (parametrizado para o respetivo Concelho para o ano civil para o qual se pretende construir o perfil) e os valores de *offset* pedidos por cada Câmara Municipal que se encontram em vigor na altura da elaboração deste estudo. Os valores de *offset* correspondem ao período de atraso ou adiantamento às horas de nascer e pôr-do-sol definido pelas Câmaras Municipais.

Assim, para cada concelho, multiplica-se o consumo por minuto pelo número de minutos que as instalações deste concelho estão ligadas em cada 15 minutos, de forma a saber o consumo quarto-horário de cada concelho. Somando depois o consumo de todos os concelhos para cada 15 minutos obtém-se o consumo quarto-horário da população IP. Esses valores são normalizados para que a sua soma seja igual a 1000. Por fim, o perfil é arredondado até à 7ª casa decimal e de seguida é realizada novamente uma normalização para assegurar que a soma dos valores quarto-horários seja igual 1000, obtendo-se, assim, o perfil final IP.

Para IP não é necessário realizar a extrapolação dos resultados nem qualquer ajuste ao perfil dado que estamos a lidar com dados populacionais.

- **Perfil MP**

Para a construção do perfil MP, são utilizados os diagramas de carga referidos na secção 2. A metodologia utilizada na estimação é idêntica à utilizada para os perfis BTN, ou seja, são utilizadas médias móveis para calcular as produções médias a cada 15 minutos por dia do ano, em períodos não noturnos (em períodos noturnos a produção é zero). Em cada dia do ano, os períodos não noturnos encontram-se dentro de um intervalo que vai desde o primeiro período quarto-horário após o mínimo do nascer do sol até ao período quarto-horário que sucede ao máximo do pôr-do-sol (considerando para o mínimo e o máximo os valores dos concelhos nos locais amostrados). Para o perfil MP é considerada a hora solar para atribuir uma referência a cada dia pela respetiva data (dia e mês em cada ano) e a cada período não noturno pelo respetivo período quarto-horário. O intervalo de dias considerado para o cálculo da média móvel é de 15 dias antes a 15 dias depois dessa data (ou seja, sem distinguir entre dia útil, sábado e domingo/feriado).

À semelhança dos perfis BTN, a utilização de médias móveis para estimar o perfil MP tem como objetivo evitar descontinuidades na transição de mês para mês na evolução do perfil ao longo do ano, dado que se obtém uma média de produção a cada 15 minutos que é diferente todos os dias. O intervalo de 15 dias considerado para o cálculo da média em cada dia aproxima-se do número de dias que ocorrem durante um mês.

Uma vez que na amostra a frequência relativa do número de clientes em cada classe de potência é geralmente diferente daquela que se encontra na população, é realizada a extrapolação dos resultados para a população utilizando a classe de potência como variável de estratificação. Assim, esta extrapolação permite obter uma melhor representação relativa das diferentes classes de potência no perfil estimado. Para a extrapolação são agregadas as duas primeiras classes de potência (≤ 2 kVA e > 2 a ≤ 3 kVA), devido ao número reduzido de clientes

amostrados. Os consumos médios apurados para a amostra são extrapolados para as populações de locais de produção atendidos pela E-REDES, considerando-se os totais populacionais dos estratos correspondentes (ver Equação 2). É importante realçar que devido à natureza não probabilística da amostragem (ver secção 2), o perfil MP estimado corresponde apenas aos locais de produção MP selecionados pela E-REDES, não sendo por isso representativo da população de clientes de Portugal Continental.

De modo análogo aos perfis BTN, para o perfil MP é aplicada a média móvel de três pontos de forma a suavizar as discontinuidades entre os períodos decorrentes da utilização de produção média por período na análise, considerando apenas os períodos não noturnos. No entanto, ao contrário dos perfis BTN, é necessário realizar um ajustamento sazonal ao novo perfil devido às limitações da amostra de Microprodução no que respeita à sua dimensão e localização geográfica. Para o efeito opta-se por utilizar o perfil publicado em 2014 como ponto de partida para este ajuste de sazonalidade, sendo o mesmo realizado de acordo com os seguintes passos:

- 1) Cálculo da média mensal do perfil atualizado para o ano de 2014 com base no perfil publicado em 2013, normalizado pelo valor do mês com maior consumo;
- 2) Cálculo da média mensal do perfil não ajustado utilizado em 2014 (com base numa amostra relativa ao período de janeiro de 2011 a setembro de 2013), normalizada pelo valor do mês com maior consumo;
- 3) Cálculo da média mensal do perfil baseado nos dados de consumo de outubro de 2015 a setembro do ano de realização do estudo, normalizada pelo valor do mês com maior consumo;
- 4) Cálculo, para cada mês, de um fator de ajustamento, atribuindo um peso de 1 aos valores calculados em 1), de 3 aos valores calculados em 2) e de 2 aos valores calculados em 3). Neste procedimento é obtido um fator de ajustamento sazonal mensal que é diferente para cada mês do ano;
- 5) Cálculo de um fator de ajustamento sazonal diário, que corresponde a uma média ponderada do fator de ajustamento mensal consoante a posição de cada dia no mês: se o dia pertence à primeira metade do mês, é calculada uma média do fator mensal desse mês com o fator mensal do mês anterior, ponderada pela posição desse dia no número de dias da primeira metade do mês; se o dia pertence à segunda metade do mês, é calculada uma média do fator mensal desse mês com o fator mensal do mês seguinte, ponderada pela posição desse dia no número de dias da segunda metade do mês. No caso de o dia pertencer ao ponto médio do mês, o fator de ajustamento sazonal diário corresponde fator de ajustamento sazonal mensal. Neste procedimento é obtido um fator de ajustamento sazonal que é diferente para cada dia do ano;
- 6) Aplicação do fator de ajustamento sazonal diário aos valores médios de produção a cada 15 minutos. Ou seja, é realizado o primeiro ajuste sazonal aos dados. Estes valores são depois normalizados de forma que a sua soma seja 1000;
- 7) Soma diária dos valores obtidos após a etapa anterior;
- 8) Cálculo de um fator de alisamento diário, que corresponde ao cálculo consecutivo de duas médias móveis da soma diária anterior. Assim, numa primeira fase é calculada a média móvel para cada dia do ano das somas diárias obtidas em 7), considerando um intervalo de dias definido por 31 dias antes até 31 dias depois desse dia. Numa segunda fase, é calculada para cada dia uma média móvel dos valores médios obtidos na fase anterior, considerando o mesmo intervalo de dias. Estes novos valores médios são divididos pela soma mensal do perfil antes do primeiro ajustamento sazonal. Neste procedimento é obtido um fator de alisamento que é diferente para cada dia do ano;
- 9) Aplicação do fator de alisamento diário aos valores obtidos em 6). Estes valores são depois normalizados de forma que a sua soma seja 1000.
- 10) Por fim, o perfil é arredondado até à 7ª casa decimal e de seguida é realizada novamente uma normalização para assegurar que a soma dos valores quarto-horários seja igual 1000, obtendo-se, assim, o perfil final MP.

Uma vez que o perfil MP representa o comportamento de uma população solar é apresentada a comparação entre um perfil típico MP e a distribuição da radiação solar (Gráfico 3.1).

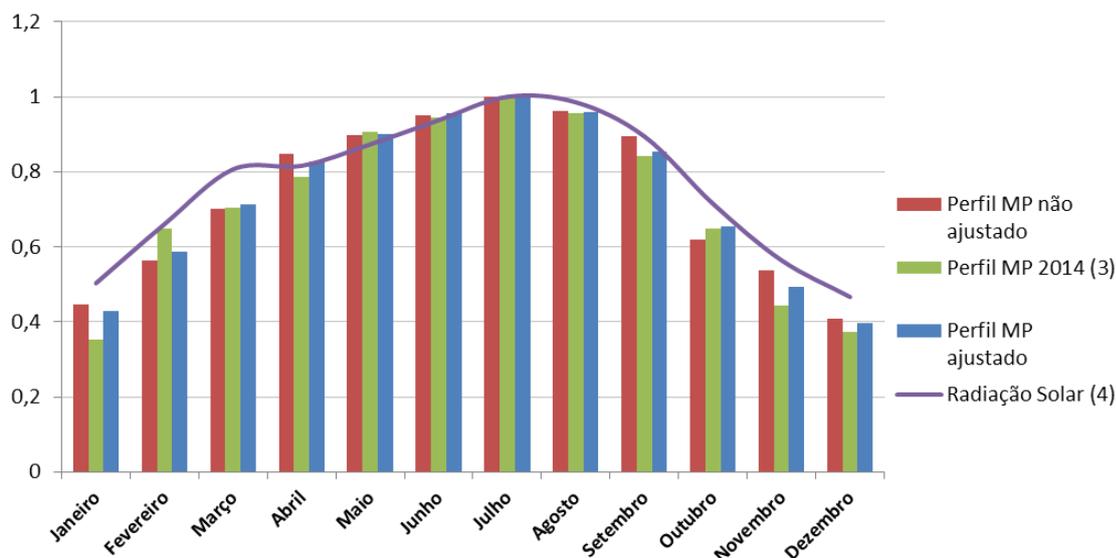


Gráfico 3.1 Evolução do perfil publicado em 2014 ⁽³⁾, perfil médio não ajustado ^(1;2), do perfil médio ajustado MP por mês ^(1;2) e da radiação solar⁽⁴⁾. Notas: ⁽¹⁾ Os perfis apresentados foram construídos com base em dados de consumo quarto horários, de uma amostra de clientes MP; ⁽²⁾ A média apresentada mensalmente diz respeito à média, do valor de um perfil típico MP a cada quarto de hora, do respetivo mês, normalizado pelo valor máximo da média mensal ao longo do ano; ⁽³⁾ Perfil construído para 2014 com base no perfil publicado para 2013 e nos dados telecontados; ⁽⁴⁾ Soma da radiação solar global quarto horária num plano fixo (W/m2). Radiação solar da cidade de Lisboa estimada com o PVGIS (ver Dados de Radiação Solar - https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html).

• Perfis UPAC

Nos termos do nº 37 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (ERSE, 2016), são aplicados perfis de consumo e de produção em instalações UPAC sem registos de consumo em períodos de 15 minutos, utilizando as metodologias definidas para BTN. A estimativa dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos pode ser feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de telecontagem ou dos consumos obtidos por estimativa, e do perfil final aplicável.

Com o objectivo de estimar os perfis UPAC, as instalações são associadas aos respectivos perfis de consumo em BTN (Classes A, B e C), desagregando a população em dois segmentos: instalações com contrato de venda de energia; instalações sem contrato de venda de energia. Esta segmentação decorre das seguintes observações, que geralmente ocorrem em cada estudo: (1) as potências das unidades de produção são diferentes entre os dois tipos de instalações; (2) os consumos médios observados nos dois segmentos são significativamente diferentes entre si e do consumo médio observado nas instalações BTN.

Assim são estimados 9 perfis UPAC:

- 3 perfis de consumo solicitado à rede para as instalações com perfis A, B e C e com contrato de venda;
- 3 perfis de injeção de energia na rede para as instalações com perfis A, B e C e com contrato de venda;
- 3 perfis de consumo solicitado à rede para as instalações com perfis A, B e C e sem contrato de venda.

Para perfilar os consumos médios por segmento, é considerado o perfil BTN Classe C, por ser aquele que considera maior volume de consumo em horas em que não ocorre produção solar, ajustando a sazonalidade de cada instalação com contrato de venda conforme os respetivos perfis de consumo estimados para BTN Classes A, B ou C.

Para determinar o perfil esperado para a produção é tida em conta a experiência existente com as instalações MP, considerando o seu perfil estimado para MP, bem como a produção anual esperada para a potência instalada.

Após a criação dos perfis de consumo e produção para cada um dos segmentos considerados (perfis A, B e C, com e sem contrato de venda), são determinados os trânsitos de energia no ponto de fronteira da instalação com a rede de distribuição, a partir do qual são desenvolvidos os perfis de consumo solicitado à rede e de injeção, de acordo com o seguinte:

$$TRAS_i^{P,G} = DCON_i^{P,G} - DPROD_i^{P,G}$$

Nesta equação:

$TRAS_i^{P,G}$ representa o trânsito de energia na fronteira de instalação de perfil P e segmento G (com ou sem contrato de venda) com a rede de distribuição no período de 15 minutos i associado ao perfil P;
 $DCON_i^{P,G}$ representa o diagrama de consumo de energia da instalação de perfil P e segmento G (com ou sem contrato de venda) com a rede de distribuição no período de 15 minutos i associado ao perfil P;
 $DPROD_i^{P,G}$ representa o diagrama de produção de energia da instalação de perfil P e segmento G (com ou sem contrato de venda) com a rede de distribuição no período de 15 minutos i associado ao perfil P.

No que diz respeito às instalações com contrato de venda considera-se que, em cada período de 15 minutos, i, para valores de $TRAS_i^{P,G} \geq 0$ o trânsito de energia é contabilizado para o perfil de consumo solicitado à rede. Caso o trânsito de energia assuma valores $TRAS_i^{P,G} < 0$, os valores serão contabilizados no perfil de injeção.

Assim, obtêm-se os diagramas de consumo e produção para instalações com UPAC (segmentados para instalações com e sem contrato de venda) a partir dos quais se constroem os perfis UPAC. No final, os perfis são arredondados até à 7ª casa decimal e de seguida é realizada uma normalização para assegurar que a soma dos valores quarto-horários seja igual 1000, de modo a obter os perfis finais UPAC.

4. Notas conclusivas

Neste documento é reportada a metodologia que será utilizada no estudo “Atualização dos Perfis BTN, IP, MP e UPAC” (Consórcio Qmetrics GANEC-FEUNL), para estimação dos perfis BTN (Classes A, B e C), IP, MP e UPAC.

Os perfis BTN e MP são construídos com base em dados de consumo (BTN) ou dados de produção (MP) telecontados de uma amostra dos clientes BTN e MP de Portugal Continental. A utilização de médias de vários anos de dados telecontados para construção destes perfis permite atenuar as diferenças específicas de cada ano. O perfil construído desta forma consegue capturar de forma mais robusta a evolução típica do padrão de consumo num ano. No caso do perfil IP, o perfil é construído com dados populacionais. Para a construção dos perfis UPAC, as instalações UPAC são associadas aos respetivos perfis de consumo em BTN (Classes A, B e C), desagregando a população em dois segmentos: instalações com contrato de venda de energia; instalações sem contrato de venda de energia.

Para cada perfil BTN, o consumo em BTN em cada dia do ano é calculado com uma média móvel com o objetivo de obter uma variação gradual do perfil ao longo dos dias, evitando descontinuidades nas transições entre meses na evolução anual do perfil. No caso do perfil MP, também é calculada uma média móvel para estimar a produção MP em cada dia do ano e evitar descontinuidades na evolução do perfil de mês para mês.

5. Referências bibliográficas

1. Consórcio: Qmetrics - Serviços de Consultadoria em Gestão de Informação, Lda e Gabinete de Análise Económica (GANEC) da Faculdade de Economia da Universidade Nova de Lisboa (FEUNL). Atualização dos Perfis BTN, IP, MP e UPAC.
2. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2023). Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás
3. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2016). Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

II. PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DOS PERFIS FINAIS DE CONSUMO APRESENTADA PELO GESTOR GLOBAL DO SEN



Proposta

Metodologia de apuramento dos Perfis Finais de consumo e de Injeção

Regulamento de Relações Comerciais

(Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho de 2023)

Direção Gestão do Sistema
Operação de Mercado
Contagem

ÍNDICE

REGISTO DE REVISÕES DO DOCUMENTO	2
1. INTRODUÇÃO.....	3
2. OBJECTIVOS	3
3. PROPOSTA.....	3

REGISTO DE REVISÕES DO DOCUMENTO			
Edição	Data	Autor	Principais Alterações
V01	2023/08	OGGS-OM-Contagem	Documento inicial

1. INTRODUÇÃO

As instalações de clientes ou de produção que não disponham de equipamentos de medição com registo de energia com discriminação quarto-horária, aplicam-se perfis de consumo e de injeção (produção) aos valores totais medidos ou estimados para obtenção de diagramas com discriminação quarto-horária.

Os perfis de consumo e de injeção podem também ser aplicáveis nas situações de anomalia de medição ou de leitura.

A metodologia de aplicação de perfis está regulamentada pelo atual Guia de Mediação, Leitura e Disponibilização de Dados.

De acordo com o novo Regulamento de Relações Comerciais (RRC) o operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão deve enviar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no prazo máximo de 30 dias após a entrada em vigor do referido Regulamento, propostas de metodologia para estimação de perfis de consumo e, se aplicável, de injeção na rede, bem como as metodologias para revisão intra-anual dos perfis, para efeitos de apuramento dos perfis finais.

Cabe à ERSE a aprovação das metodologias previstas, ouvindo previamente as entidades às quais se aplicam.

2. OBJECTIVOS

É objetivo deste documento propor a metodologia a utilizar para a realização da revisão intra-anual dos perfis, para efeitos de apuramento dos perfis finais.

Os perfis finais são obtidos através da adaptação dos perfis iniciais, tendo por base as variações entre o Diagrama de Carga de Referência (Estimado) e o Diagrama de Carga do Sistema (Verificado), visando minimizar os desacertos eventualmente criados por flutuações de carga devidas a fatores imprevisíveis tais como a temperatura e a luminosidade.

3. PROPOSTA

Entende-se que a atual metodologia utilizada, e até evidências em contrário, encontra-se atualizada e adequada, possibilitando minimizar os efeitos imprevisíveis de variações de temperatura cada vez mais frequentes por efeito das alterações climáticas.

A metodologia utilizada provou também estar adequada na minimização de outros efeitos exógenos, tais como contração do consumo por efeitos da pandemia ou pelo aumento do preço das diversas formas de energia.

Propõe-se que os perfis finais continuem a ser calculados e publicados mensalmente pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) na sua página de internet, por intermédio da adaptação dos perfis iniciais, através das variações mensais entre o Diagrama de Carga de Referência (Estimado) e o Diagrama de Carga do Sistema (Verificado), por intermédio do resultado obtido por aplicação da seguinte expressão:

$$P_{m,d,h}^f = P_{m,d,h}^0 \times \frac{D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}}{DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}$$

Em que:

$P_{m,d,h}^f$ Valor do Perfil Final para o mês m , dia d e período de 15 minutos h ;

$P_{m,d,h}^0$ Valor do Perfil Inicial, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$D_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga do Sistema, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$DR_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga de Referência, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

Os perfis finais assim obtidos deixam de ser perfis normalizados (o somatório de todos os valores de 15 minutos para o respetivo ano é diferente de 1000), o que não obsta à sua aplicação para obtenção dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos.

O cálculo dos perfis finais para um determinado mês é efetuado pelo ORT, que os publica na sua página na internet até 5 dias de calendário após o final desse mês, mantendo essa informação disponível durante, pelo menos, doze meses. O perfil final pode ser sujeito a revisão no prazo de 30 dias após a primeira publicação.

III. PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DOS PERFIS DE CONSUMO DE GÁS APRESENTADA PELA ENTIDADE RESPONSÁVEL PELAS PREVISÕES

Proposta de metodologia de estimação dos perfis de consumo de gás

ENTIDADE RESPONSÁVEL PELAS PREVISÕES

Agosto 2023

De acordo com o disposto no nº3 do art.º 385 do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o operador da Rede de Transporte de Gás, na qualidade de Entidade Responsável pelas Previsões, apresenta, para aprovação pela ERSE, a proposta de metodologia para estimação de perfis de consumo de gás a aplicar a instalações que não disponham de equipamentos de medição com registo diário.

A aplicação de perfis permite para clientes de gás a respetiva discriminação de consumos diários, sendo também aplicáveis em situações de anomalia de medição ou de leitura. São ainda utilizados pela Entidade Responsável pelas Previsões, no processo de repartição pelos agentes de mercado das previsões de consumo das carteiras relativas aos clientes com medição não diária.

A presente proposta explicita a metodologia a aplicar anualmente na estimação dos perfis de consumo, bem como do consumo médio diário característico de cada perfil a considerar.

ESTIMAÇÃO DE PERFIS

Para efeitos de aplicação de perfis, e de modo a permitir uma correta adequação, as instalações com consumos que não dispõem de equipamentos de medição com registo diário, são repartidas em várias categorias, correspondentes a perfis diferentes, de acordo com o seu nível de consumo anual.

A presente metodologia assenta numa estrutura de perfis semelhante à utilizada atualmente, com repartição dos clientes com medição não diária por seis categorias que correspondem às gamas de consumo anual do quadro seguinte:

P1	P2	P3	P4	P5	P6
(0 a 220 m ³)	(221 a 500 m ³)	(501 a 1000 m ³)	(1001 a 10 000 m ³)	(10 001 a 50 000 m ³)	(50 001 a 100 000 m ³)

Para cada uma destas categorias pretende-se obter os respetivos perfis de consumo com discriminação mensal.

A repartição dos clientes pelas seis categorias de consumo e com uma discriminação mensal, tem-se mostrado uma solução equilibrada, com resultados adequados e com a vantagem de estar já implementada nos sistemas dos vários operadores intervenientes no mercado.

O estudo para a definição dos perfis é elaborado tomando como ponto de partida, para cada rede de distribuição, o consumo diário associado à totalidade dos clientes com medição não diária, bem como o número de clientes existentes em cada perfil.

O processo utilizado consiste, para cada rede de distribuição, na determinação dos consumos médios diários associados a cada perfil, para um determinado mês, que conduzam ao menor erro possível na estimação do consumo total respetivo. A metodologia utilizada pode ser resumida do modo seguinte:

p_{im}	$i = 1, 2, \dots, 6$	consumo diário característico dos clientes do perfil i no mês m
c_{di}	$i = 1, 2, \dots, 6$	nº de clientes do perfil i no dia d
k_d		consumo corrigido de temperatura dos clientes MND no dia d
$m =$	$mês_1$	
$d_1 = data_1$		$c_{d_1 1} p_{11} + c_{d_1 2} p_{21} + \dots + c_{d_1 6} p_{61} = k_{d_1}$
$d_2 = data_2$		$c_{d_2 1} p_{11} + c_{d_2 2} p_{21} + \dots + c_{d_2 6} p_{61} = k_{d_2}$
\vdots	\vdots	\vdots
Os p_{im} são determinados através da minimização dos resíduos do sistema de equações inconsistente associado ao mês m , utilizando um algoritmo de gradiente reduzido		

1 Informação histórica utilizada na estimação dos perfis

Consumo total diário dos clientes com medição não diária por GRMS – Obtidos a partir das contagens disponíveis na REN, por GRMS, por diferença entre a energia veiculada em cada GRMS e o somatório dos clientes com medição diária abastecidos a partir da mesma GRMS. Os valores dos clientes com medição diária são fornecidos individualmente e diariamente pelo operador da rede de distribuição respetivo.

Assim, para cada GRMS:

$$CMND_i = Ctot_i - CMD_i$$

Onde:

CMND_i – Consumo total dos clientes com medição não diária abastecidos a partir da GRMS_i

Ctot_i – consumo total abastecido a partir da GRMS_i

CMD_i – consumo total dos clientes com medição diária abastecidos a partir da GRMS_i

Desta forma, os consumos relativos à totalidade dos clientes com medição não diária abastecidos a partir de cada GRMS são valores reais apenas afetados de eventuais erros de medição.

Para o processo de estimação dos perfis, estes valores são agregados por ORD. A utilização alternativa dos valores dos consumos fornecidos pelos ORDs não se revela adequada devido ao processo de repartição diário das leituras reais dos contadores e por isso não são tidos em conta na fase de estimativa.

Aos consumos determinados desta forma é posteriormente aplicado um filtro de temperatura, evitando o ruído introduzido pela temperatura, que é significativo, nomeadamente em amostras relativamente reduzidas como as utilizadas nestas estimativas. Assim, os perfis estabelecidos referem-se sempre a condições médias de temperatura.

Carteiras repartidas por perfil para cada ORD – Obtidas a partir da informação fornecida diariamente pelos Operadores das Redes de Distribuição, referidas aos perfis com os níveis de consumo previamente definidos.

Dimensão das amostras utilizadas na estimação – Os perfis de consumo traduzem a modelação do consumo, ao longo do ano, para cada um dos seis grupos de consumidores considerados para cada Rede de Distribuição.

Na prática, a estimação de novos perfis, não se alterando o modelo utilizado, acompanha a evolução dos hábitos de consumo que possam alterar o perfil anual. Desta forma, o período a utilizar na amostra não poderá ser demasiado grande de modo a captar adequadamente o comportamento atual dos consumidores, nem poderá ser demasiado reduzido de modo a ser determinado por fenómenos temporários que afetem o comportamento dos consumidores. Por razões técnicas a amostra tem igualmente que ter uma dimensão suficiente que permita o desempenho adequado do processo de estimação.

Com a experiência dos estudos elaborados desde 2016, entende-se que a estimação dos perfis deverá ser efetuada com a informação mais recente referente, pelo menos, a um período de três anos. Embora à partida a informação mais recente deva ser utilizada, deverá ser tida em conta a existência de fenómenos que possam perturbar significativamente o comportamento habitual dos consumidores, de que são exemplos a recente pandemia, ou variações anormais e prolongadas no tempo, dos preços do gás. Nestes casos não há qualquer vantagem em tentar voltar a estimar os perfis, sendo preferível manter os anteriores, determinados em condições estáveis ou, pelo menos, utilizar dados menos recentes.

2 Agregação de Redes de Distribuição

À partida a estimação dos perfis é efetuada por rede de distribuição. Na prática verifica-se que não há vantagem em tratar separadamente todas as redes de distribuição, sendo possível agrupá-las quando os perfis respetivos têm características semelhantes. Desde 2016 os perfis têm sido agrupados em 3 zonas, Norte, Sul e Algarve podendo o número de zonas ou a composição respetiva ser alterada no caso de se identificar uma repartição diferente com melhor desempenho. A definição dos perfis é acompanhada pela composição de cada uma das zonas.

Na fase de estimação dos perfis poderão os dados ser agrupados previamente por zonas, melhorando a consistência da amostra, se for possível dessa forma melhorar igualmente o desempenho.

3 Estimação dia útil/fim de semana

O comportamento dos consumidores é diferente nos dias úteis e aos fins de semana. Por essa razão poderiam, em princípio, os perfis serem estimados separadamente para dias úteis, sábados e domingos.

A estimação para os dias úteis é mais eficaz devido à dimensão das amostras, sendo mais difícil para os sábados e domingos. Em caso de se revelar mais favorável, a estimativa pode ser efetuada apenas para os dias úteis e depois estender o resultado aos sábados e domingos de acordo com a relação de consumos entre estes dias e os dias úteis, conhecida a partir de estudos anteriores.

Obtêm-se assim perfis de consumo diferentes para dias úteis, sábados e domingos. No entanto, tem-se optado pela utilização de perfis únicos com discriminação mensal, sem explicitação, portanto dos sábados e domingos. Este perfil único corresponde para cada mês à média dos perfis para dias úteis, sábados e domingos de acordo com o calendário real respetivo. Este aspeto provoca alguma degradação no desempenho do modelo, mas tem a vantagem de não obrigar a alterações nos sistemas dos ORDs e Comercializadores.

4 Calibração do nível de consumo

Embora os valores da faturação real, fornecidos pelos ORDs não sejam tidos em conta na fase de estimação, podem ser utilizados para calibrar o nível de consumo característico de cada perfil, obtido inicialmente através do estudo efetuado. Para esse efeito, os valores fornecidos pelos ORDs são corrigidos do efeito da temperatura e, para cada zona e para cada perfil, são ainda ajustados de forma proporcional aos valores de consumo reais obtidos pela diferença entre os valores medidos pela REN nas GRMS e os consumos dos Clientes com Medição Diária.

A partir destes valores, procede-se à calibração dos resultados obtidos no estudo inicial dos perfis, de modo a igualar o nível de consumo médio de cada perfil obtido no estudo realizado, aos valores médios fornecidos pelos ORD para cada zona e cada perfil, após as correções indicadas. Deste modo, sem alterar os perfis das curvas anuais, calibra-se o modelo a partir dos níveis de consumo reais para cada zona e perfil registados pelos ORDs. Este processo, não degradando o desempenho do modelo, permite ter em conta os consumos médios implícitos na informação registada pelos ORDs para cada zona e perfil.

5 Validação de novos perfis

Para verificar a adequação, os perfis estimados pelos processos descritos anteriormente, são testados com os dados reais mais recentes, disponíveis para um período não inferior a 2 anos e tal como na seleção da amostra para a estimação, evitando períodos em que possa ter havido perturbações temporárias que tenham afetado significativamente o comportamento dos consumidores. O objetivo é comparar o desempenho dos parâmetros em vigor com a nova estimativa, adotando os novos valores sempre que se obtenham melhores resultados.

Este processo consiste em comparar o consumo dos clientes com medição não diária, para cada zona, estimados com recurso aos perfis, com os valores reais determinados como descrito no ponto 1, após aplicação de filtro de temperatura. Em geral, serão comparados, pelo menos, os erros médios diários e os erros médios absolutos, para cada perfil e para cada zona.

Poderá ainda ser aplicada a mesma metodologia, individualmente para cada ORD, permitindo validar a repartição dos ORDs pelas zonas respetivas e identificando eventuais melhorias com alterações nas repartições que possam ser efetuadas.

No caso de identificação de melhor desempenho são então propostos novos perfis. No caso de não se identificarem melhorias em alguma das zonas mantêm-se os perfis anteriores, apenas com correção do efeito de calendário tal como referido no ponto 3.

IV. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS APRESENTADA PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Proposta de metodologia de estimação dos Perfis de Perdas na Rede de Transporte

Setembro 2023

De acordo com o disposto no nº10 do art.º 31 do Regulamento do Acesso à Rede e às Interligações do Setor Elétrico (RARI), o operador da Rede de Transporte, apresenta, para aprovação pela ERSE, a proposta de metodologia de construção dos perfis de perdas, tendo em conta os fatores de ajustamento aprovados em cada ano pela ERSE, após proposta submetida igualmente pelo operador da Rede de Transporte.

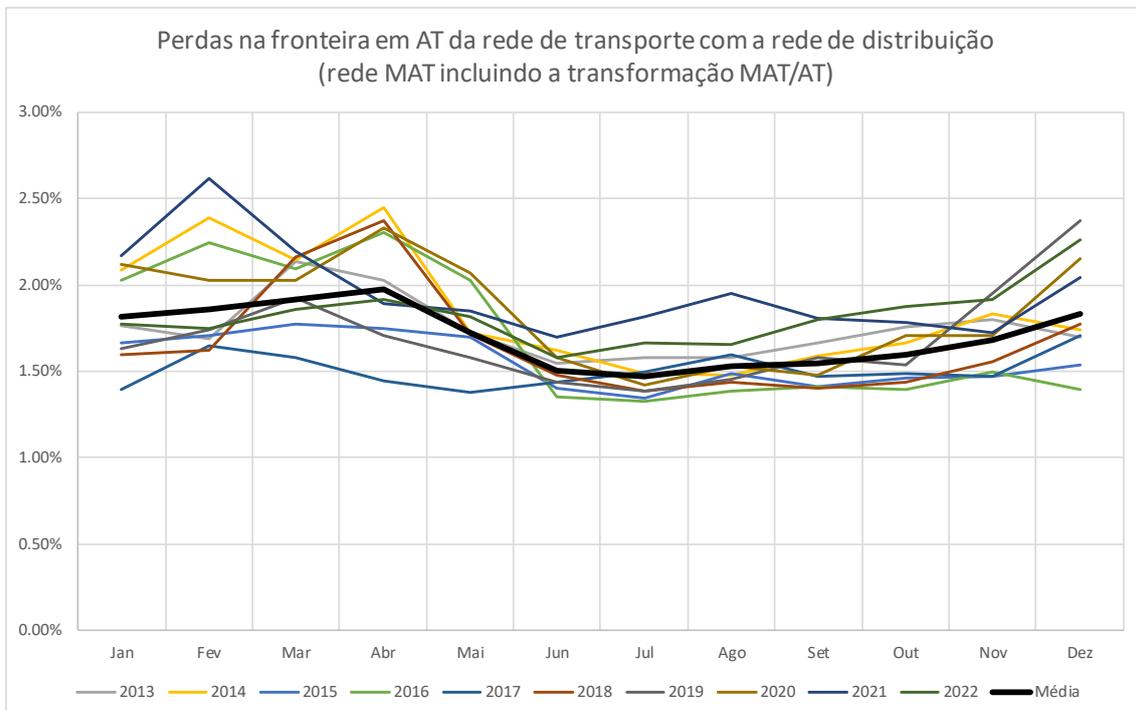
ESTIMAÇÃO DOS PERFIS

A estimação dos perfis de perdas baseia-se nos fatores de ajustamento aprovados pela ERSE, na sequência de proposta enviada anualmente pelo operador de rede, para aplicação no ano seguinte. Os fatores de ajustamento correspondem aos valores médios anuais a aplicar à energia consumida em cada um dos quatro períodos *Vazio*, *Super Vazio*, *Cheias* e *Ponta*, de acordo com o ciclo tarifário semanal.

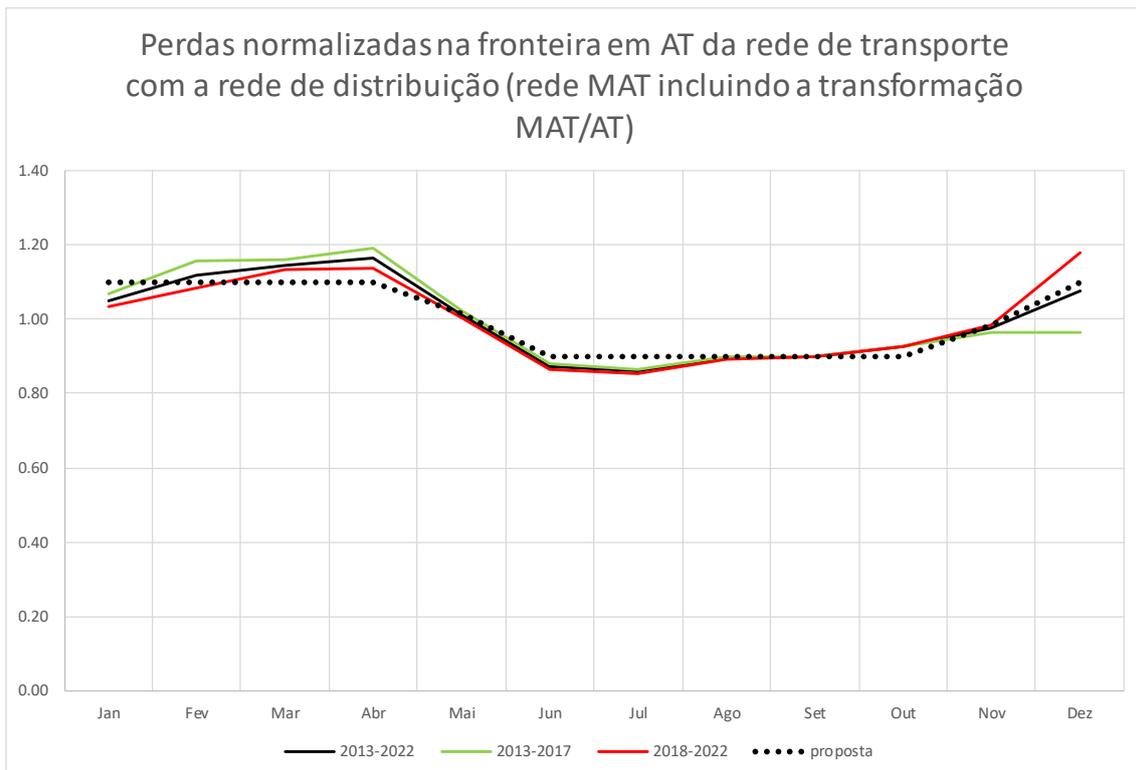
Os perfis de perdas reais na rede de transporte dependem fortemente da repartição da produção e dos trânsitos na interligação, que variam de forma imprevisível tanto ao longo do ano, como dentro do próprio dia. Esta característica tem-se acentuado nos últimos anos devido ao aumento da penetração de energias renováveis de carácter intermitente, principalmente eólica. Ainda assim, em termos médios, continua a verificar-se alguma tendência de perdas mais elevadas no período de inverno e mais reduzidas no período de verão, acompanhando os perfis do consumo e de produção hidráulica, apesar da irregularidade dos regimes hidrológicos.

Desta forma, embora em cada instante as perdas apresentem um carácter fortemente aleatório, é possível em termos médios reduzir o erro dos perfis, não os aplicando diretamente ao calendário do ano em causa, mas introduzindo alguma modulação ao longo do ano.

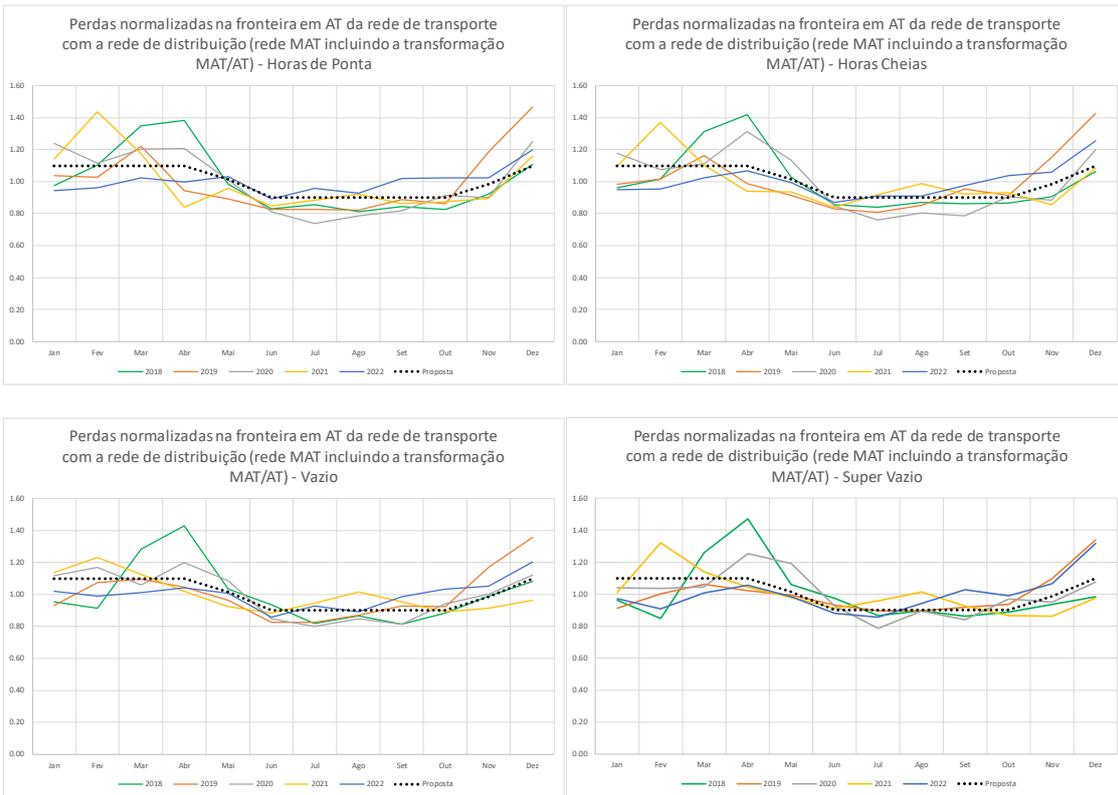
O gráfico seguinte mostra a evolução real das perdas na rede de transporte (incluindo a transformação MAT/AT) em valores médios mensais ao longo dos últimos 10 anos.



Apesar da dispersão relativamente elevada, devida aos fatores referidos, está evidenciada alguma tendência que justifica a proposta apresentada. O segundo gráfico apresenta a mesma informação, mas agrupada em períodos de 5 anos, representando, para cada mês a relação entre as perdas verificadas nesse mês e as perdas anuais.



A linha pontuada corresponde, de acordo com esta metodologia e neste exemplo, à curva proposta para modelação ao longo do ano seguinte, a aplicar aos fatores de ajustamento aprovados previamente. A mesma análise, efetuada em relação a cada um dos quatro períodos tarifários separadamente revela o mesmo comportamento, não se justificando por isso, a aplicação de correções diferenciadas em função do período tarifário, como se mostra nos gráficos seguintes:



Apesar da dispersão de valores, este perfil, representando valores médios, mostra alguma estabilidade ao longo dos anos, revelando-se uma alternativa adequada à aplicação direta dos fatores de ajustamento. Para assegurar a adequação da modulação proposta, propõe-se, para cada exercício anual, a estimação de novos valores, ou validação dos anteriores, por análise da série de valores disponíveis mais recente, não inferior a 5 anos.

Desta forma, os perfis de perdas resultantes correspondem aos fatores de ajustamento aprovados anualmente pela ERSE, modulados de acordo com a formulação seguinte:

Ajustamento para perdas em MAT

Sendo f_{MAT_i} o fator de ajustamento anual na rede de transporte relativo à rede MAT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (vazio, super vazio, cheias e ponta), então

$$p_{MAT_{im}} = f_{MAT_i} \times A_m$$

onde

$p_{MAT_{im}}$ é o fator de perdas na rede de transporte relativo à rede MAT no período horário $i = 1, \dots, 4$ e mês $m = 1, \dots, 12$

e

A_m é o ajustamento mensal para o mês $m = 1, \dots, 12$

No exemplo considerado, os fatores de correção a aplicar em cada mês seriam os seguintes:

m	A_m
1	1,10
2	1,10
3	1,10
4	1,10
5	1,00
6	0,90
7	0,90
8	0,90
9	0,90
10	0,90
11	1,00
12	1,10

Ajustamento para perdas na fronteira em AT da rede de transporte com a rede de distribuição

Se f_{AT/RT_i} o fator de ajustamento anual na rede de transporte relativo à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$, então

$$p_{AT/RT_{im}} = f_{AT/RT_i} \times A_m$$

onde

$p_{AT/RT_{im}}$ é o fator de perdas na rede de transporte relativo à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT no período horário $i = 1, \dots, 4$ e mês $m = 1, \dots, 12$

e

A_m é o ajustamento mensal para o mês $m = 1, \dots, 12$

No exemplo considerado, os fatores de correção a aplicar em cada mês seriam os seguintes:

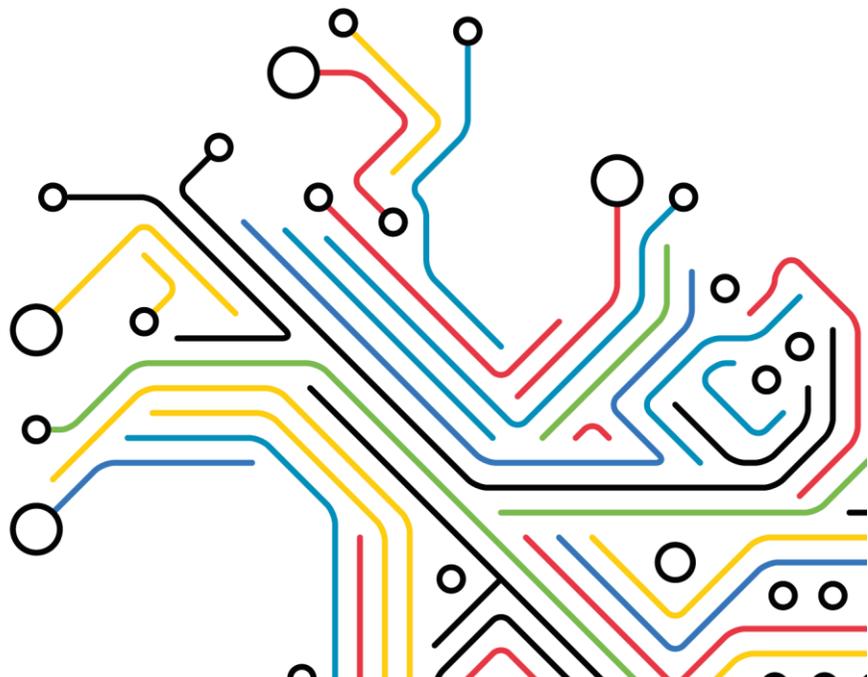
m	A_m
1	1,10
2	1,10
3	1,10
4	1,10
5	1,00
6	0,90
7	0,90
8	0,90
9	0,90
10	0,90
11	1,00
12	1,10

V. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS APRESENTADA PELO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT



Metodologia para determinação de Perfis de Perdas e de Fatores de Ajustamento para Perdas

Setembro 2023





Controlo Documental

Identificação Documento

Nome Projeto	
Ordem Interna	
Título Documento	Metodologia para determinação de Perfis de Perdas e de Fatores de Ajustamento para Perdas
Nome do Ficheiro	Metodologia_Perfis_Perdas

Controlo Versões

Edição	Revisão	Data	Descrição	Revisor
Versão v1		01.09.2023	Base	J. Nuno Fidalgo
Versão v2		05.09.2023	Revisão	João Saraiva

Responsável pelo Documento

Nome	Contacto
J. Nuno Fidalgo	jfidalgo@inesctec.pt
José Rui Ferreira	jrf@fe.up.pt
João Paulo Saraiva	jsaraiva@fe.up.pt

Lista de Distribuição

Entidade	Nome
E-REDES	Anderson Soares
E-REDES	Manuel Henrique Alves
E-REDES	Sérgio Ferreira Gonçalves





Índice

1	Enquadramento e objetivos.....	5
2	Princípios e pressupostos.....	5
3	Metodologia.....	6
3.1	Dados.....	6
3.2	Passos principais.....	7
3.3	Determinação dos fatores de ajustamento para perdas.....	13
3.4	Determinação de perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas.....	15
4	Síntese e conclusões.....	18
5	Referências.....	20

1 Enquadramento e objetivos

Este documento visa satisfazer o ponto 10 do artigo 31º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) publicado em julho de 2023 que estipula que “Os operadores das redes de transporte e de distribuição em AT e MT apresentam à ERSE proposta justificada de metodologia de construção dos perfis de perdas...” [1].

Neste sentido, este documento começa por apresentar os princípios e os pressupostos considerados, a partir dos quais foi concebida a metodologia para determinação dos perfis de perdas. Segue-se a descrição do algoritmo utilizado e dos resultados esperados por aplicação do mesmo.

2 Princípios e pressupostos

A abordagem proposta é baseada no pressuposto de que os perfis de perdas podem ser decompostos em duas componentes: magnitude e distribuição.

1. Magnitude – representa a percentagem de perdas esperada em cada nível de tensão. A Tabela 2.1 apresenta valores ilustrativos a título de exemplo.

Tabela 2.1 – Valores de referência das perdas (em percentagem da carga)

BT	MT	AT
10.1%	4.02%	1.44%

2. Distribuição (ou forma) – método distribuição das perdas ao longo do tempo. Dada a natureza quadrática das perdas, assume-se que deve ser considerada uma distribuição proporcional ao quadrado do diagrama de consumo em cada intervalo de 15 min. Isto significa que é necessário dispor dos diagramas típicos de consumo em cada nível de tensão. Assume-se que as eventuais alterações do diagrama de carga induzidas por alterações tarifárias, pelo crescimento da produção distribuída, ou ainda por novas cargas (e.g. veículos elétricos) não invalidam o princípio da distribuição quadrática.

Assume-se naturalmente que existem meios para caracterizar estas duas componentes e que os dados necessários são atualizados de forma regular.

No caso da componente Magnitude, pressupõe-se que os montantes globais de perdas, assim como os valores de perdas por nível de tensão são representativos e, obtidos por estudos de perdas em redes típicas, considerando diagramas reais e/ou típicos de consumo, os efeitos da produção distribuída, inclusão ou não de perdas não técnicas, e de outros fatores com potencial impacto nas perdas. A inclusão de outros efeitos com eventual impacto nestes montantes (e.g. recuperação de energia nos programas combate à fraude) resultará sempre na alteração dos valores de referência (Tabela 2.1).



No caso da componente Distribuição, considera-se que os diagramas de consumo disponibilizados são representativos do universo de consumidores a caracterizar. Do mesmo modo, também é necessário dispor de projeções de consumo por tipo de consumidor (MAT, AT, MT, BTE, BT e IP)¹ para o ano seguinte. Tanto os diagramas típicos como as projeções de consumo devem ser suficientemente precisos para permitir uma construção dos perfis de perdas adequados².

O nível de tensão BT incorpora os consumidores dos tipos BTN, BTE e IP. Na determinação de perdas na BT, os consumidores do tipo BTE, apenas são afetados das perdas relativas aos transformadores, dada a frequente proximidade destes consumidores aos postos de transformação (PT). O mesmo se aplica às redes de IP (Iluminação Pública), uma vez que a contagem de energia, neste caso, já engloba as perdas nas linhas (a contagem é geralmente realizada no PT).

3 Metodologia

3.1 Dados

A aplicação da metodologia proposta na Secção 3.2 para o ano de 2024 é baseada nos seguintes dados:

1. Balanço energético previsional para 2024;
2. Perdas de referência nas linhas e nos transformadores para os diferentes níveis de tensão (MAT, AT, MT e BT);
3. Perfis de consumo dos diferentes tipos de consumidores (MAT, AT, MT, BTE, BTN e IP) adotados em 2023;
4. Diagramas de consumo MAT, AT, MT e BTE para os anos de 2011 a 2022³;
5. Informação sobre ciclos horários (Ponta, Cheia, Vazio e Super-vazio), nos períodos tarifários legais de Inverno e de Verão;
6. Informação sobre os feriados a considerar no ano de 2024.
7. Valores base de perdas em MAT e RNT/AT (REN);
8. Informação sobre os resultados das iniciativas de combate à fraude, nomeadamente a estimativa recuperação de energia para 2024.

¹ O consumo MAT não é considerado na construção dos perfis de perdas relativos à rede de distribuição.

² A experiência tem mostrado que, tanto os diagramas típicos como as projeções de consumo, têm proporcionado resultados de qualidade na aplicação dos perfis de perdas em mercado.

³ No caso de BTE estão disponíveis os dados a partir de 2018.

3.2 Passos principais

A determinação dos perfis de perdas é realizada com base nos seguintes passos principais:

1. Estimação dos diagramas médios representativos de cada tipo de consumidor para o ano em causa;
2. Agregação de consumos segundo o nível de tensão (BT, MT e AT) e determinação dos perfis anuais de consumo, considerando naturalmente a sua adaptação ao calendário do ano em causa. Na BT, serão considerados separadamente os perfis de consumo BTN, BTE e IP;
3. Determinação de perfis de consumo adaptados ao calendário do ano em causa, a partir de diagramas típicos mensais (dia útil, Sábado e Domingo). Substituição do perfil de consumo em dias feriados pelo perfil do Domingo do mês correspondente;
4. Determinação dum perfil único BT (necessário para cálculo das perdas), tendo em consideração a representatividade de cada grupo (consumo associado a cada perfil) no universo da BT. Segundo requisito da ERSE, deve existir um perfil de perdas único para toda a BT, a ser aplicado a todos os consumidores BT, independentemente do perfil de consumo a que pertencem;
5. Classificação de cada intervalo (15 min) do ano segundo o tipo de período horário (Pontas, Cheias, Vazio ou Super-vazio);
6. Determinação do perfil de perdas MAT e do perfil de perdas AT/RNT a partir dos valores médios de perdas por período horário - esta informação tem sido disponibilizada pela REN;
7. Determinação dos perfis de perdas a partir dos perfis de consumo, das perdas base e do balanço de energia estimado. Para cada nível de tensão, as perdas serão distribuídas, pelo diagrama global anual respetivo, proporcionalmente ao quadrado do consumo quarto-horário de acordo com (1).

$$p(h) = \frac{E^2(h)}{\sum_{m,d,h} E^2(h)} \cdot p_b \cdot \sum_{m,d,h} E(h) \quad (1)$$

Nesta expressão:

$p(h)$ – perdas (MWh) atribuídas ao intervalo h (15 min);

p_b – perdas de referência (%) consideradas no nível de tensão em análise;

$E(h)$ – consumo (MWh) no intervalo h ;

Note-se que $\sum_{m,d,h} E(h)$ representa o consumo total do diagrama sob análise e o produto $p_b \cdot \sum_{m,d,h} E(h)$ representa as perdas totais (MWh) que serão distribuídas em cada intervalo do diagrama tendo em conta a proporção $\frac{E^2(h)}{\sum_{m,d,h} E^2(h)}$.

No nível BT, $E(h)$ engloba todos os consumidores dos tipos BTN, BTE e IP. No nível MT, $E(h)$ agrupa todos os consumidores MT, bem como os consumos BT afetados das respetivas perdas. No nível AT, $E(h)$ inclui os consumidores do tipo AT e os consumos MT e BT afetados das respetivas perdas.

Finalmente, para cada nível de tensão, os perfis de perdas são dados pelo quociente entre as perdas e o consumo em cada intervalo de 15 min, tendo em conta a expressão (2).

$$Pf_p(h) = \frac{p(h)}{E(h)} \quad (2)$$



Nesta expressão $Pf_p(h)$ representa o perfil de perdas no intervalo h .

Nos perfis de perdas, os valores em cada intervalo de 15 min indicam a percentagem do consumo a associar a cada tipo de consumidor, de modo avaliar a energia necessária para suprir a carga em questão incluindo as perdas associadas a esse nível de tensão. Assim, assumindo a referência MAT, resultam as expressões seguintes:

$$E_e^{MAT}(h) = E_c^{MAT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{MAT}(h)) \quad (3)$$

$$E_e^{AT}(h) = E_c^{AT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{AT/RNT}(h)) \quad (4)$$

$$E_e^{MT}(h) = E_c^{MT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{MT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{AT/RNT}(h)) \quad (5)$$

$$E_e^{BT}(h) = E_c^{BT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{BT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{MT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \cdot (1 + Pf_p^{AT/RNT}(h)) \quad (6)$$

em que:

$E_e^{MAT}(h)$ – Energia a injetar na MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MAT}(h)$, no intervalo h ⁴;

$E_e^{AT}(h)$ – Energia a injetar na MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{AT}(h)$, no intervalo h ;

$E_e^{MT}(h)$ – Energia a injetar na MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MT}(h)$, no intervalo h ;

$E_e^{BT}(h)$ – Energia a injetar na MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{BT}(h)$, no intervalo h ;

$Pf_p^{MAT}(h)$ - Perfil de perdas MAT no intervalo h (para consumidores MAT) – representa as perdas na rede MAT⁵;

$Pf_p^{AT/RNT}(h)$ - Perfil de perdas MAT no intervalo h (para consumidores AT, MT e BT) – representa as perdas nos transformadores MAT/AT;

$Pf_p^{AT}(h)$ - Perfil de perdas AT no intervalo h ;

$Pf_p^{MT}(h)$ - Perfil de perdas MT no intervalo h ;

$Pf_p^{BT}(h)$ - Perfil de perdas BT no intervalo h ;

⁴ Os perfis de perdas encontram-se definidos numa base de 15 min. Nestas expressões, h representa qualquer destes intervalos.

⁵ Os perfis Pf_p^{MAT} e $Pf_p^{AT/RNT}$ são propostos pela REN.



3.2.1 Inclusão de um termo de perdas fixas

Alguns equipamentos do sistema elétrico de energia apresentam consumos constantes, e que são independentes do nível de consumo. Estão nestas condições as perdas no ferro dos transformadores e o consumo dos equipamentos de contagem e dos fusíveis.

A partir da estimativa do montante de perdas fixas (p_{fixa} , em MWh) fornecida pelo ORD, e das perdas globais $p_b \cdot \sum_{m,d,h} E(h)$, determina-se a parte variável p_{var} :

$$p_{var} = p_b \cdot \sum_{m,d,h} E(h) - p_{fixa} \quad (7)$$

A componente quarto-horária das perdas fixas obtém-se, dividindo o total de perdas fixas pelo número de intervalos a considerar: 35040, para anos comuns e 35136 para ano bissexto). Por exemplo para 2024 (ano bissexto) seria:

$$p_{fixa}(h) = p_{fixa} / 35136 \quad (8)$$

A fase seguinte consiste na distribuição quadrática da componente variável das perdas (p_{var}), seguindo o mesmo processo descrito na secção anterior.

$$p_{var}(h) = \frac{E^2(h)}{\sum_{m,d,h} E^2(h)} \cdot p_{var} \quad (9)$$

As perdas totais em cada intervalo obtêm-se pela adição das duas componentes (10).

$$p(h) = p_{fixa}(h) + p_{var}(h) \quad (10)$$

Finalmente, para cada nível de tensão, os perfis de perdas são dados pelo quociente entre as perdas e o consumo em cada intervalo de 15 min:

$$Pf_p(h) = \frac{p(h)}{E(h)} \quad (11)$$

em que $Pf_p(h)$ representa o perfil de perdas no intervalo h .

3.2.2 Inclusão do efeito da produção distribuída

A produção distribuída (PD) instalada no sistema tem aumentado e espera-se que continue a crescer, o que terá o efeito de alterar os trânsitos de energia na rede de distribuição, caracterizados em termos médios pelos perfis de consumo. Nesta abordagem, o impacto da produção distribuída considera-se a partir das alterações que provoca nestes perfis.

Pressupostos considerados na metodologia:

- Estando a maioria da PD na AT ligada diretamente às subestações MAT/AT, o seu efeito predominante será na MAT, o que é irrelevante para a caracterização dos diagramas de consumo típicos da distribuição.
- Os maiores produtores MT estão ligados nas subestações AT/MT. Assim, o efeito da PD MT deverá ser contabilizado na AT.



- A PD BT encontra-se tipicamente nos locais de consumo, pelo que o seu efeito deverá ser contabilizado nos perfis da BT considerando valores líquidos entre consumo e produção ao nível dos consumos.

A inclusão do efeito da PD pode ser efetiva a partir dos passos:

1. Determinação dos perfis típicos da PD por nível de tensão.
2. Determinação do diagrama de carga por nível de tensão (passos 1 a 3 da secção 3.2).
3. Subtração do diagrama da PD ao diagrama de carga respetivo. No caso da BT, o diagrama da microprodução será subtraído ao diagrama de consumo da BT.
4. Os novos diagramas de consumo serão depois utilizados tal como os originais (passos 5 a 7 da secção 3.2).

3.2.3 Exemplo ilustrativo

Nesta secção pretende-se ilustrar o processo de cálculo dos perfis de perdas, através de dois exemplos simplificados.

3.2.3.1 Caso 1

Diagrama de consumo: com 12 intervalos (coluna Consumo na

Tabela 3.1), sendo o consumo total nos 12 intervalos de 18.18 MWh (valor a negrito na última linha).

Perdas de referência: 9.0%.

Critério de alocação de perdas: considera-se, neste primeiro exemplo, que o termo fixo de perdas é desprezável, sendo as perdas globais dadas pelo produto das perdas de referência pelo consumo total:

$$9.0\% \times 18.18 = 1.64 \text{ MWh} \quad (12)$$

O passo seguinte será distribuir este montante de forma proporcional ao quadrado do consumo A coluna Consumo² na

Tabela 3.1 apresenta o quadrado do consumo em cada intervalo de tempo. As perdas atribuídas a cada intervalo são então dadas pela distribuição quadrática; por exemplo, para o primeiro intervalo vem:

$$\frac{2.02}{30.16} \times 1.64 = 0.1094 \text{ MWh} \quad (13)$$

Para cálculo do perfil de perdas basta calcular a relação entre as perdas atribuídas e o consumo em cada intervalo; para o primeiro intervalo do exemplo, vem:

$$\frac{0.1094}{1.42} = 0.0770 \quad (14)$$

Tabela 3.1 – Exemplo para ilustração da construção do perfil de perdas não considerando a componente fixa de perdas

h	Consumo (MWh)	Consumo ² (MWh) ²	Perdas (MWh)	Perfil perdas
1	1.42	2.02	0.1094	0.0770
2	1.35	1.82	0.0989	0.0732
3	0.87	0.76	0.0411	0.0472
4	0.75	0.56	0.0305	0.0407
5	0.92	0.85	0.0459	0.0499
6	1.56	2.43	0.1320	0.0846
7	1.88	3.53	0.1917	0.1020
8	1.64	2.69	0.1459	0.0890
9	1.51	2.28	0.1237	0.0819
10	2.10	4.41	0.2392	0.1139
11	2.28	5.20	0.2820	0.1237
12	1.90	3.61	0.1958	0.1031
	18.18	30.16	1.64	

Na aplicação prática, esta distribuição é realizada para todo o ano em intervalos de 15 min, o que significa que cerca de existirão cerca de 35000 intervalos. Por outro lado, o diagrama de consumos ao longo do ano deve ter em conta os efeitos de calendário: sazonalidade (mês do ano), tipo de dia (dia útil, sábado ou domingo ou feriados). No entanto, o processo de distribuição de perdas e de construção dos perfis é realizado de modo análogo ao aqui exemplificado.

3.2.3.2 Caso 2

Este segundo exemplo é semelhante ao anterior, mas considera que as perdas são representadas por um termo fixo, independente do consumo, e por um termo variável.

Diagrama de consumo: com 12 intervalos (coluna Consumo na Tabela 3.2), sendo o consumo total nos 12 intervalos de 18.18 MWh.

Perdas de referência:

Perdas totais – estimadas em 9% do consumo, tal como no Caso 1, isto é 1.64 MWh;

Termo fixo: 0.364 MWh, que neste exemplo corresponde a cerca de 2% do consumo total;

Termo variável: perdas totais menos as perdas fixas: $1.64 - 0.364 = 1.273$ MWh, cerca de 7% do consumo total.

Critério de alocação de perdas: considera-se, neste segundo exemplo, que o termo fixo de perdas é igual para todos os intervalos, o que resulta em $0.364/12=0.00303$ MWh, tal como indica a coluna pfixa na Tabela 3.2). O termo variável das perdas considera a distribuição quadrática, tal como no caso anterior. Por exemplo, para o primeiro intervalo vem (coluna pvar na Tabela 3.2):

$$\frac{2.02}{30.16} \times 1.273 = 0.085 \text{ MWh} \quad (15)$$

A fase seguinte consiste em adicionar os termos fixo e variável de cada intervalo para estimar as perdas totais (coluna perdas_v2 na Tabela 3.2). Finalmente, este valor é dividido pelo consumo para determinar o perfil de perdas.

Tabela 3.2 – Obtenção do perfil de perdas considerando a componente fixa de perdas

h	Consumo (MWh)	Consumo ² (MWh) ²	pfixa (MWh)	pvar (MWh)	perdas_v2 (MWh)	Perfil perdas v2
1	1.42	2.02	0.0303	0.085	0.115	0.081
2	1.35	1.82	0.0303	0.077	0.107	0.079
3	0.87	0.76	0.0303	0.032	0.062	0.072
4	0.75	0.56	0.0303	0.024	0.054	0.072
5	0.92	0.85	0.0303	0.036	0.066	0.072
6	1.56	2.43	0.0303	0.103	0.133	0.085
7	1.88	3.53	0.0303	0.149	0.179	0.095
8	1.64	2.69	0.0303	0.113	0.144	0.088
9	1.51	2.28	0.0303	0.096	0.127	0.084
10	2.10	4.41	0.0303	0.186	0.216	0.103
11	2.28	5.20	0.0303	0.219	0.250	0.109
12	1.90	3.61	0.0303	0.152	0.183	0.096
	18.18	30.16	0.364	1.273		

A Fig. 1 apresenta o diagrama de consumo dos exemplos apresentados, assim como os perfis de perdas derivados nos dois casos analisados. Nesta Figura o consumo está referido ao eixo da esquerda, enquanto os perfis de perdas estão referidos ao eixo da direita. Note-se que os perfis de perdas apresentam maior variação relativa do que o consumo, o que é de esperar, dada a proporcionalidade quadrática. Nota-se também que a segunda versão dos perfis de perdas apresenta menor variação relativa que a primeira, uma vez que inclui um termo fixo. Os estudos desenvolvidos em [2] concluem que esta hipótese (consideração do termo fixo de perdas) permite melhor representatividade dos perfis de perdas.

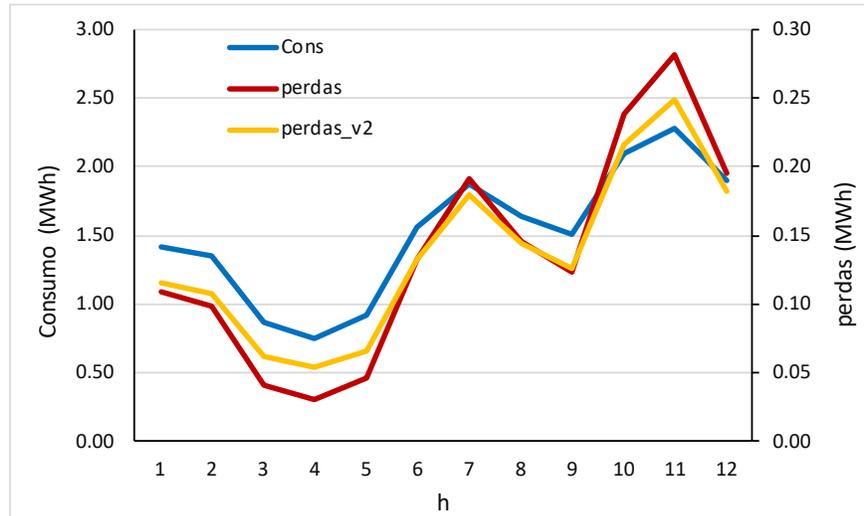


Fig. 1 – Diagrama de consumo e perfis de perdas

3.3 Determinação dos fatores de ajustamento para perdas

Os fatores de ajustamento para perdas serão determinados com base no seguinte conjunto de procedimentos:

1. Obtenção dos diagramas anuais de consumo (energia de saída) por cada nível de tensão:
 - Para a BT, corresponde a multiplicar o perfil de consumo BT pelo consumo total anual BT;
 - Para a MT, corresponde a multiplicar o perfil de consumo MT pelo consumo total anual MT e adicionar o consumo BT afetado das perdas BT;
 - Para a AT, corresponde a multiplicar o perfil de consumo AT pelo consumo total anual AT e adicionar o consumo MT afetado das perdas MT;
2. Obtenção dos diagramas anuais da energia de entrada por cada nível de tensão. Este passo corresponde a considerar o diagrama de consumo de cada nível de tensão afetado das respetivas perdas;
3. Cálculo das energias anuais de entrada e de saída para cada nível de tensão (BT, MT e AT) e por período horário (Ponta, Cheia, Vazio e Super-vazio):
 - Classificação de cada intervalo de 15 min dos diagramas determinados nos pontos anteriores num dos períodos horários (Ponta, Cheia, Vazio e Super-vazio);
 - Agregação de energias de entrada para cada nível de tensão e para cada período horário;
 - Agregação de energias de saída para cada nível de tensão e para cada período horário;

- As perdas em cada nível de tensão e período horário são determinadas pela diferença entre as respectivas energias de entrada e de saída.
4. Para cada nível de tensão, determinar o quociente entre as perdas e o consumo, para cada período horário. Esta relação define os fatores de ajustamento para perdas.

3.3.1 Exemplo ilustrativo

3.3.1.1 Caso 3

A título ilustrativo recorre-se novamente ao Caso 1, ao qual se acrescenta uma classificação de períodos horários, tal como mostra a Tabela 3.3. Neste exemplo foram considerados três períodos horários designados por V, C e P e que estão representados na Tabela 3.3 por cores diferentes.

Notas:

- Recorre-se ao Caso 1 por ser mais simples. Para o Caso 2, o procedimento seria em tudo semelhante.
- Os períodos horários considerados neste exemplo foram definidos de forma simplista, pretendendo apenas ilustrar o processo.

Para determinar os fatores de ajustamento para perdas, começa-se por calcular o consumo total e as perdas totais em cada período horário. As colunas ConsumoPH e PerdasPH da Tabela 3.4 mostram o consumo total e as perdas totais em cada período horário.

O passo seguinte consiste no cálculo dos fatores de ajustamento para perdas, os quais resultam do quociente entre PerdasPH e ConsumoPH, tal como mostra a última coluna desta tabela.

Tabela 3.3 – Reprodução do Caso 1, agora com períodos horários

Período horário	h	Consumo (MWh)	Consumo ² (MWh) ²	Perdas (MWh)	Perfil perdas
V	1	1.42	2.02	0.1094	0.0770
V	2	1.35	1.82	0.0989	0.0732
V	3	0.87	0.76	0.0411	0.0472
V	4	0.75	0.56	0.0305	0.0407
V	5	0.92	0.85	0.0459	0.0499
V	6	1.56	2.43	0.1320	0.0846
C	7	1.88	3.53	0.1917	0.1020
C	8	1.64	2.69	0.1459	0.0890
C	9	1.51	2.28	0.1237	0.0819
P	10	2.10	4.41	0.2392	0.1139
P	11	2.28	5.20	0.2820	0.1237
p	12	1.90	3.61	0.1958	0.1031
		18.18	30.16	1.64	

Tabela 3.4 – Ilustração do cálculo dos fatores de ajustamento para perdas

Período horário	h	ConsumoPH (MWh)	PerdasPH (MWh)	fatores de ajust para perdas
V	1-6	6.8700	0.4578	0.0666
C	7-9	5.0300	0.4613	0.0917
P	10-12	6.2800	0.7171	0.1142
		18.18	1.64	

Embora se trate de um exemplo simples, os resultados são ilustrativos, correspondendo o menor fator de ajustamento para perdas ao período horário com menor consumo médio. Por sua vez, o período de maior consumo médio está associado ao fator de ajustamento mais elevado, tal como seria de esperar.

Note-se que o procedimento de base adotado para determinação dos fatores de ajustamento é muito semelhante ao utilizado para construção dos perfis de perdas, o que resulta num conjunto de fatores de ajustamento coerente com os perfis de perdas.

3.4 Determinação de perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas

O ponto 10 do artigo 31º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI), publicado em julho de 2023, estipula que “Os operadores das redes de transporte e de distribuição em AT e MT apresentam à ERSE proposta justificada de metodologia de construção dos perfis de perdas, nos termos do presente artigo, a partir dos fatores de ajustamento para perdas aprovados...”.

A construção dos perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas pode ser realizada através dos seguintes passos:

1. Com base nos fatores de ajustamento propostos e na previsão de consumos por nível de tensão, estimar as perdas por nível de tensão e por período horário:

$$p^{BT}(ph) = fp^{BT}(ph) \cdot E_c^{BT}(ph) \quad (16)$$

$$p^{MT}(ph) = fp^{MT}(ph) \cdot E_s^{MT}(ph) \quad (17)$$

$$E_s^{MT}(ph) = E_c^{MT}(ph) + E_c^{BT}(ph) \cdot (1 + fp^{BT}(ph)) \quad (18)$$

$$p^{AT}(ph) = fp^{AT}(ph) \cdot E_s^{AT}(ph) \quad (19)$$

$$E_s^{AT}(ph) = E_c^{AT}(ph) + E_s^{MT}(ph) \cdot (1 + fp^{MT}(ph)) \quad (20)$$

em que:

ph – período horário (Ponta, Cheia, Vazio ou Super-Vazio)

$p^{BT}(ph)$ – Perdas na BT no período horário ph



$f_p^{BT}(ph)$ – Fator de ajustamento para perdas da BT no período horário ph

$E_c^{BT}(ph)$ – Consumo BT no período horário ph

$p^{MT}(ph)$ – Perdas na MT no período horário ph

$f_p^{MT}(ph)$ – Fator de ajustamento para perdas da MT no período horário ph

$E_s^{MT}(ph)$ – Energia de saída da MT no período horário ph. Corresponde ao consumo MT adicionado do consumo BT afetado de perdas (tal como especifica a eq. (18)).

$E_c^{MT}(ph)$ – Consumo MT no período horário ph

$f_p^{AT}(ph)$ – Fator de ajustamento para perdas da AT no período horário ph

$E_s^{AT}(ph)$ – Energia de saída da AT no período horário ph. Corresponde ao consumo AT adicionado da energia de saída da MT afetada de perdas (tal como especifica a eq. (20)).

$E_c^{AT}(ph)$ – Consumo AT no período horário ph

2. Para cada nível de tensão e para cada período horário, as perdas serão distribuídas pelo período horário respetivo, proporcionalmente ao quadrado do consumo quarto-horário de acordo com (21).

$$p(h) = \frac{E^2(h)}{\sum_{ph} E^2(h)} \cdot p^{NT}(ph) \quad (21)$$

Nesta expressão:

$p(h)$ – perdas (MWh) atribuídas ao intervalo h (15 min)

$E(h)$ – consumo (MWh) no intervalo h

$p^{NT}(ph)$ – Perdas no nível de tensão NT no período horário ph

Note-se que a expressão (21) é semelhante à expressão (1), no sentido em que ambas utilizam o princípio da distribuição quadrática. No entanto, em (1), a distribuição das perdas é realizada para todo o diagrama de consumo de cada nível de tensão, enquanto em (21) esta distribuição é realizada por cada período horário.

Finalmente, para cada nível de tensão, os perfis de perdas são dados pelo quociente entre as perdas e o consumo em cada intervalo de 15 min, tendo em conta a expressão (22).

$$Pf_p(h) = \frac{p(h)}{E(h)} \quad (22)$$

Os perfis de perdas assim obtidos ficam consistentes com os fatores de ajustamento estipulados inicialmente.

3.4.1 Exemplo ilustrativo

3.4.1.1 Caso 4

Partindo do exemplo apresentado na secção 3.3.1, considera-se o mesmo diagrama de consumo e os mesmos períodos horários. A Tabela 3.5 reproduz no lado esquerdo os consumos por período horário, tal como anteriormente na Tabela 3.4. No lado direito são apresentados os fatores de ajustamento considerados neste exemplo. Note-se que são propositadamente diferentes dos que foram apresentados na Tabela 3.4 para efeitos de ilustração. Apesar disso, as perdas globais são exatamente as mesmas (1.636 MW).

Tabela 3.5 – Dados considerados neste exemplo

Período horário	h	Consumo (MWh)	fatores de ajust para perdas estipulados	Perdas (MWh)
V	1-6	6.8700	0.0650	0.447
C	7-9	5.0300	0.0990	0.498
P	10-12	6.2800	0.1101	0.692
		18.18		1.636

A Tabela 3.6 ilustra o processo de obtenção dos perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas.

A Fig. 2 permite comparar o perfil de perdas obtido a partir dos fatores de ajustamento com o perfil de perdas original (Caso 1, Fig. 1). As diferenças observadas devem-se à consideração de fatores de ajustamento um pouco diferentes dos anteriores; considerando os mesmos fatores, os perfis resultantes são praticamente coincidentes.

Tabela 3.6 – Ilustração do cálculo dos perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas

Período horário	Consumo	Consumo ² (MWh) ²	Soma dos quadrados por período	Perdas (MWh)	Perdas (MWh)	Perfil perdas
V	1.42	2.02	8.438	0.447	0.1067	0.0751
V	1.35	1.82			0.0964	0.0714
V	0.87	0.76			0.0401	0.0460
V	0.75	0.56			0.0298	0.0397
V	0.92	0.85			0.0448	0.0487
V	1.56	2.43			0.1288	0.0826
C	1.88	3.53	8.504	0.498	0.2070	0.1101
C	1.64	2.69			0.1575	0.0960
C	1.51	2.28			0.1335	0.0884
P	2.10	4.41	13.218	0.692	0.2308	0.1099
P	2.28	5.20			0.2720	0.1193
p	1.90	3.61			0.1889	0.0994
	18.18				1.636	

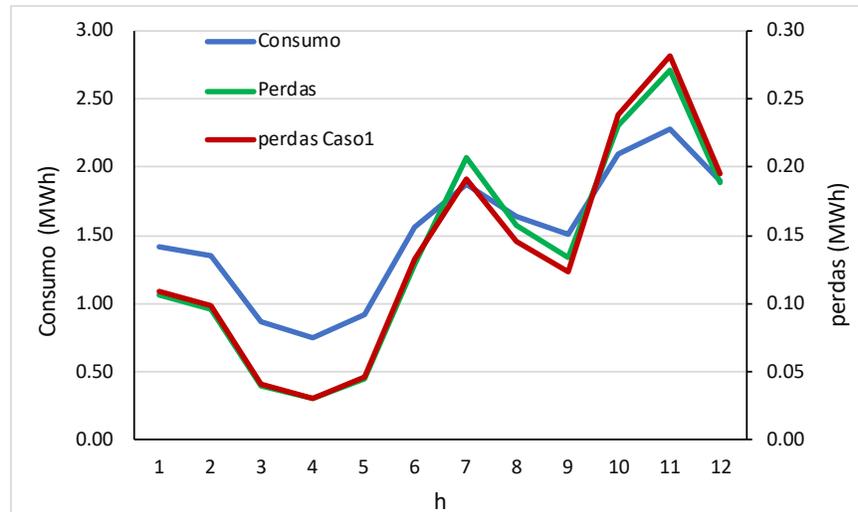


Fig. 2 – Diagrama de consumo e perfis de perdas

3.4.1.2 Comentários

A metodologia proposta nas secções 3.2 e 3.3 advoga a determinação de perfis de perdas e de fatores de ajustamento para perdas com uma base comum: distribuição quadrática de perdas com base nos diagramas de consumo estimados para o ano seguinte.

O novo RARI não estabelece princípios para a determinação dos fatores de ajustamento, admitindo-se que os fatores a ser aprovados possam vir a ser estabelecidos de forma independente dos perfis de consumo e da distribuição quadrática de perdas. Neste caso, chama-se a atenção para o facto de se poderem obter perfis de perdas que não sejam completamente coerentes com os perfis de consumo. Se os fatores de ajustamento a ser aprovados forem pouco diferentes dos inicialmente propostos considera-se que este problema terá uma expressão reduzida.

4 Síntese e conclusões

A metodologia proposta é baseada no pressuposto que os perfis de perdas podem ser decompostos em duas componentes: Magnitude e Distribuição. A componente Magnitude caracteriza basicamente as perdas típicas esperadas em cada nível de tensão. A componente Distribuição indica como varia o perfil de perdas em cada intervalo de 15 min ao longo do ano. A abordagem proposta neste documento é baseada no princípio da distribuição quadrática das perdas, aplicada ao termo variável das perdas,



podendo o termo fixo de perdas ser ou não considerado. As conclusões dos estudos reportados em [2] indicam que a consideração do termo fixo de perdas permite obter uma melhor representatividade dos perfis de perdas.

Tal como se ilustra na descrição da abordagem e nos exemplos apresentados, tanto os perfis de perdas como os fatores de ajustamento para perdas são baseado neste princípio (distribuição quadrática). A determinação de qualquer destas grandezas passa pela obtenção do diagrama de consumo, pela distribuição quadrática das perdas e pelo cálculo do quociente entre perdas e consumo. Deste modo, garante-se a coerência entre os perfis de perdas e os fatores de ajustamento para perdas. A diferença essencial reside na escala temporal adotada nesta última operação: na determinação dos perfis de perdas este quociente é realizado para cada intervalo; no caso dos fatores de ajustamento, o quociente é realizado para cada período horário.

Este documento também propõe uma metodologia para determinar os perfis de perdas a partir dos fatores de ajustamento para perdas. Note-se que, caso os fatores não tenham sido determinados com base nos preceitos estabelecidos, poderão ser obtidos perfis de perdas menos ajustados aos perfis de consumo.



5 Referências

- [1] ERSE, “Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações -RARI - Setor Elétrico”, julho de 2023. http://www.erse.pt/media/1s3htdaa/rari_reg818_2023.pdf
- [2] José Nuno Fidalgo, João Paulo Saraiva, “Determinação de Perfis de Perdas e de Fatores de Ajustamento para Perdas para 2024”, Relatório técnico, INESC TEC, Junho, 2023.

VI. PROPOSTA DE REGRAS DE APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO APRESENTADA PELO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT



**PROPOSTA DE REVISÃO DAS REGRAS DE APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO
FACTOR DE ADEQUAÇÃO**

(ARTIGO 217.º DO RRC)

Outubro de 2023

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	PROPOSTA DA E-REDES	2
2.1	Evolução do Processo de Reconciliação	2
2.2	Determinação de Critérios para a Construção de uma Proposta	2
2.2.1	Evolução da energia a reconciliar pelo Fator de Adequação	3
2.2.2	Peso das perdas estimadas para cada segmento	5
2.2.3	Efeito do autoconsumo na evolução das perdas nas redes	5
2.2.4	Conclusões	6
2.3	Construção da Metodologia.....	6
2.3.1	Resultados	8

1 ENQUADRAMENTO

O n.º 5 do artigo 217.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) dispõe que as diferenças entre a energia entrada na RESP e as energias afetas aos vários comercializadores são distribuídas de forma proporcional à energia da carteira de cada comercializador, através de um fator de adequação.

Por sua vez, o n.º 6 do mesmo artigo estabelece que o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) deve apresentar à ERSE, no prazo máximo de 90 dias após a entrada em vigor do RRC, uma proposta de revisão das regras de apuramento e imputação do fator de adequação, como atualmente estabelecidas no ponto 65 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD).

Dando seguimento a esta disposição, a E-REDES submete à apreciação da ERSE a presente proposta de revisão das regras de apuramento e imputação do fator de adequação.

2 PROPOSTA DA E-REDES

2.1 EVOLUÇÃO DO PROCESSO DE RECONCILIAÇÃO

A metodologia atualmente em vigor prevê a imputação das diferenças entre a energia entrada na RESP e as energias afetadas aos vários comercializadores às instalações BTN que não se encontrem integradas em redes inteligentes.

Entretanto, com o decorrer do plano de integração de instalações em redes inteligentes da E-REDES, aprovado pelo Governo através da Portaria n.º /2022 e com término previsto para o final de 2024, o universo de instalações BTN não integradas em redes inteligentes tem vindo a diminuir de forma significativa.

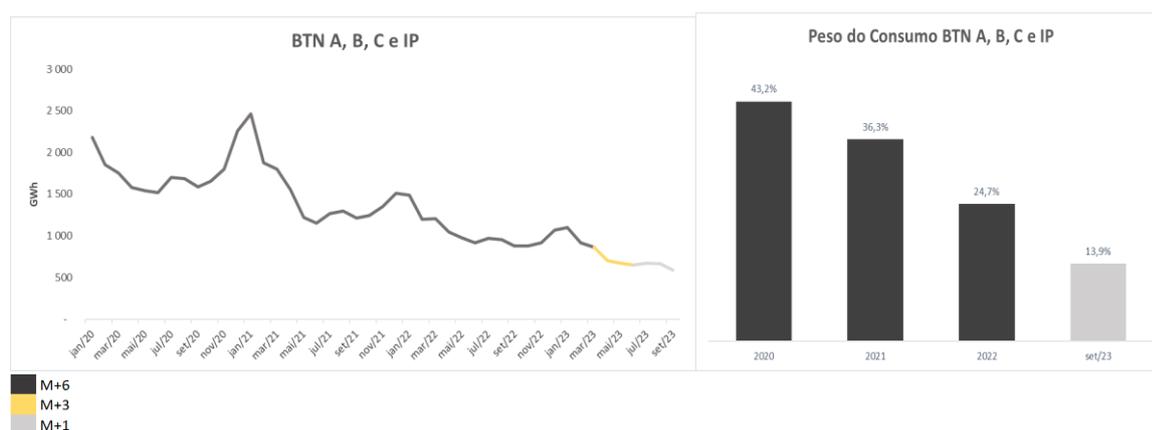


Figura 1 – Evolução da proporção de consumo telecontado na BTN.

Neste contexto, a continuação da aplicação da atual metodologia a um universo decrescente de instalações potenciará uma repartição desproporcionada do valor de energia a reconciliar pelas carteiras de comercialização que apresentem maior preponderância deste tipo de instalações, tornando-se cada vez menos sustentável.

Por outro lado, o aumento do número de instalações BTN integradas em redes inteligentes proporciona um maior rigor na distribuição quarto-horária do consumo de energia elétrica, o que tem como benefício uma tendência de redução do volume de energia a reconciliar, fará com que o fator de adequação tenderá a refletir, fundamentalmente, o efeito da estimativa das perdas.

2.2 DETERMINAÇÃO DE CRITÉRIOS PARA A CONSTRUÇÃO DE UMA PROPOSTA

Os efeitos observados da evolução das redes inteligentes, detalhados no ponto anterior, abrem a possibilidade de uma solução que se baseie na estimativa de perdas calculadas para cada segmento de consumo, com base nos respetivos fatores de ajustamento.

No entanto, é necessário avaliar os efeitos de uma solução que passaria a incluir a aplicação do fator de adequação nos segmentos de níveis de tensão superiores, visto que representaria uma disrupção significativa face às práticas em vigor no Setor Elétrico desde a formação do Mercado Liberalizado, podendo introduzir efeitos inesperados e difíceis de prever no comportamento das carteiras de consumo dos clientes empresariais em Muito Alta, Alta e Média Tensão, que passariam a ter de ser acutelados pelos Comercializadores do Setor Elétrico (CSE) nos seus modelos de previsão.

Neste contexto, será importante avaliar outras soluções metodológicas que possam endereçar as dificuldades identificadas, mas que minimizem as disrupções e imprevisibilidades na forma como os CSE avaliam as suas carteiras de clientes.

2.2.1 Evolução da energia a reconciliar pelo Fator de Adequação

O volume da energia a reconciliar pelo fator de adequação é afetado por vários efeitos, que podem ser agrupados em dois grandes grupos: determinação das perdas e do consumo.

O volume de energia de perdas verificadas nas redes de transporte e distribuição é estimado com base em fatores de ajustamento quarto-horários, diferenciados por nível de tensão, revistos anualmente com base no melhor conhecimento sobre as suas causas e a sua relação com o consumo.

Considera-se como melhor forma de avaliação da qualidade das estimativas, determinadas pelos fatores de ajustamento, a análise do seu valor médio numa janela móvel de 12 meses de períodos já fechados em M+6 e M+3, visto permitir minimizar as incertezas associadas à perfilagem dos consumos não telecontados e quantidade de estimativas.

Como se poderá observar no gráfico seguinte, o valor daquele indicador é consistentemente muito próximo do seu valor ideal 1, isto apesar do volume de energia não telecontada ser cada vez menor, originando um alargamento da amplitude dos valores do fator de adequação, o que torna a atual metodologia cada vez menos sustentável.

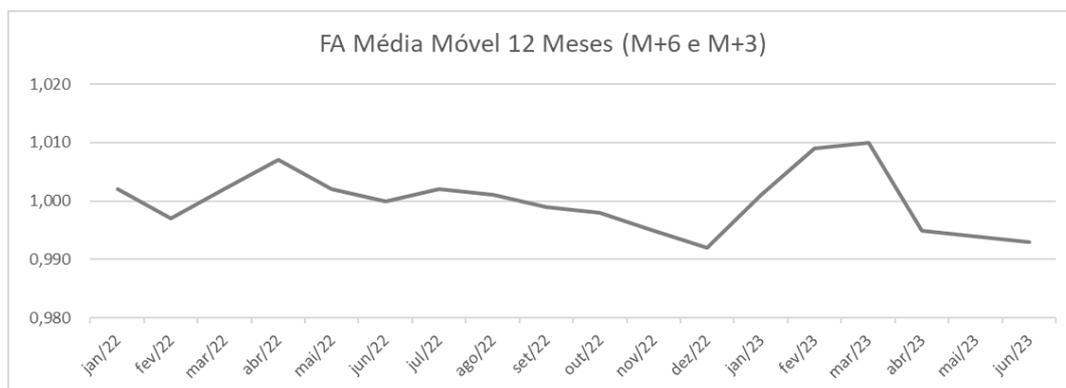


Figura 2 – Média móvel de 12 meses dos fatores de ajustamento.

Este facto, que atesta a qualidade dos fatores de ajustamento de perdas, corrobora que os maiores efeitos que se observam em cada quarto de hora tendem a anular-se ao longo do tempo, apesar de depender, obviamente, das características das diferentes carteiras de consumo.

Do gráfico acima, observa-se uma tendência de diminuição do valor médio do fator de adequação, que resulta de um número cada vez maior de quartos de hora cuja energia a reconciliar é negativa, nomeadamente em horas diurnas e com maior expressão nos meses de maior exposição solar, o que estará relacionado com a energia injetada por instalações com produção para autoconsumo que optaram por não transacionar os seus excedentes, algo que será explorado mais à frente.

Em relação aos efeitos relacionados com a determinação do consumo, este pode ser ainda caracterizado por estimativas devido a ausência de dados reais e por incertezas na

distribuição pelos vários quartos-hora do consumo, determinado com base em leituras acumuladoras.

Qualquer um daqueles efeitos que originam incertezas têm cada vez menor expressão, fruto da expansão das redes inteligentes, dado que existe a recolha por telecontagem dos diagramas de carga quarto-horários de cada uma das instalações.

Este, cada vez maior, rigor na caracterização do consumo de energia elétrica propicia um valor cada vez menor de energia a reconciliar, e reforça a tendência dos valores do fator de adequação nos diferentes quartos-hora se aproximarem do seu valor ideal 1.

O gráfico abaixo mostra o valor máximo e mínimo do valor da energia a reconciliar em cada um dos dias deste janeiro de 2022 e julho de 2023.

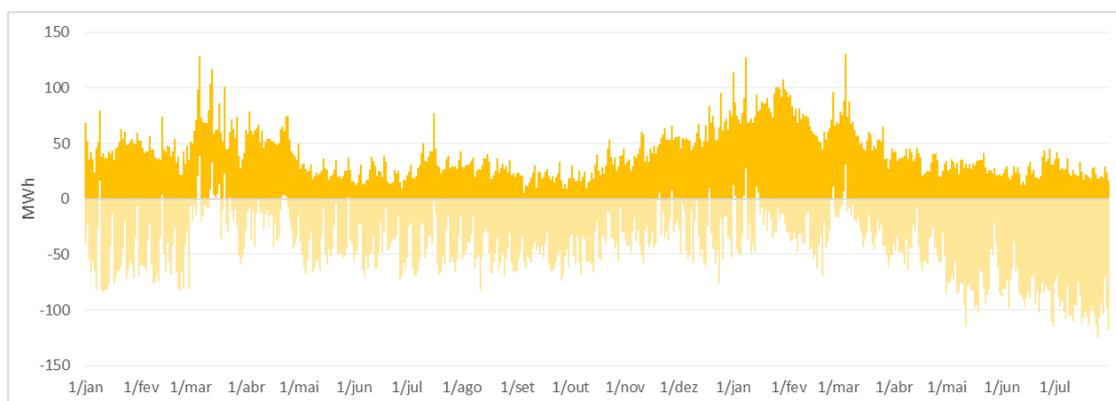


Figura 3 – Valores máximo e mínimo do valor da energia a reconciliar entre janeiro e julho de 2022.

Para se retirar do gráfico acima a tendência de redução da energia a reconciliar por força da expansão das redes inteligentes, é necessário isolar cada um dos efeitos que a afetam. Para este propósito, recorreu-se à análise da sua série temporal de registos em intervalos de tempo regulares, com vista à decomposição dos seus três componentes: tendência, sazonalidade e resíduo. Nesta análise, foram agregados os valores da energia a reconciliar semanalmente, e ao retirar a componente sazonal e residual à série temporal original, obtemos a tendência, que é ilustrada nos gráficos abaixo.

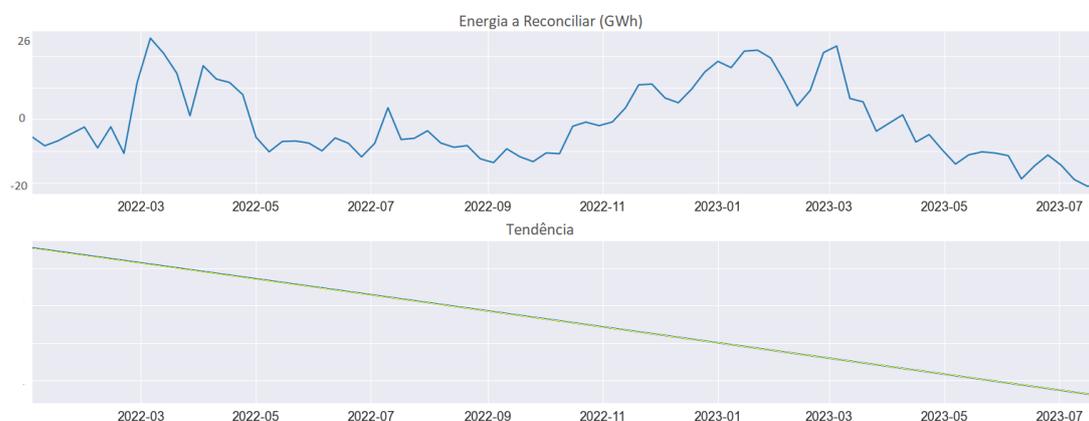


Figura 4 – Valores agregados da energia a reconciliar e respetiva curva de tendência.

A tendência da energia a reconciliar apresenta uma diminuição linear, significando que a incerteza sobre a determinação dos consumos quarto-horário está a diminuir.

2.2.2 Peso das perdas estimadas para cada segmento

No âmbito do Processo de Reconciliação, onde o cálculo do fator de adequação se insere, os consumos registados em cada ponto de entrega são referidos ao nível de tensão MAT, o que é concretizado com a introdução de uma estimativa de perdas para cada segmento de consumo, recorrendo aos respetivos Fatores de Ajustamento.

Para uma adequada avaliação de uma metodologia baseada no valor de perdas, importa fazer uma avaliação do valor desta energia de perdas introduzidas em cada nível de tensão, o que pode ser observado no gráfico abaixo.

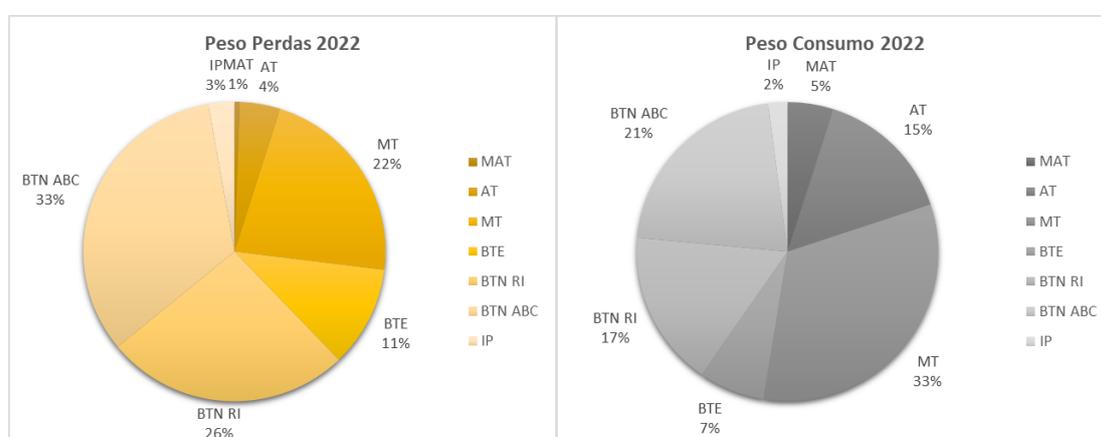


Figura 5 – Proporção de perdas e de consumo por nível de tensão.

Verifica-se que, apesar dos segmentos ligados em MAT, AT e MT representarem 53% do consumo total, contribuem apenas para 27% das perdas.

2.2.3 Efeito do autoconsumo na evolução das perdas nas redes

A rápida expansão da produção para autoconsumo tem introduzido novas dinâmicas nas redes de distribuição de energia elétrica, incluindo nas suas perdas.

Uma delas é a disrupção das relações causa-efeito entre o consumo e as perdas que origina, criando desafios na atualização dos perfis de perdas/fatores de ajustamento.

A outra, resulta do crescente volume de energia que é injetado por aquelas instalações sem que sejam transacionados, causando uma aparente redução das perdas durante as horas diurnas em resultado da prevalência da tecnologia de produção fotovoltaica, com ainda maior expressão nos dias em que o consumo é naturalmente mais reduzido, nomeadamente, fim de semana e feriados.

Em resultado disso, não podemos desconsiderar este efeito numa proposta de alteração da metodologia de aplicação do Fator de Adequação.

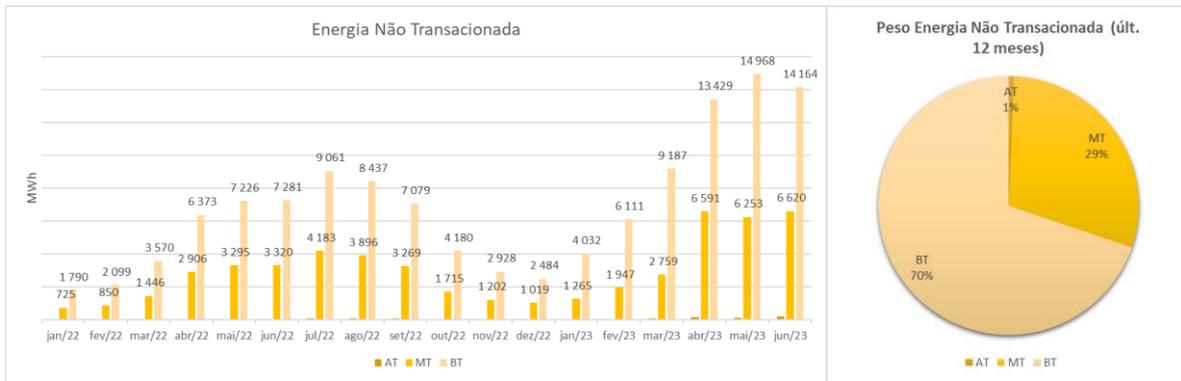


Figura 6 – Evolução da distribuição da energia não transacionada por nível de tensão.

Como seria de esperar, dada a muito maior quantidade de instalações com produção para autoconsumo com potência instalada de produção mais reduzida, logo com níveis de injeção que não propiciam retornos económicos significativos, principalmente tendo em consideração a complexidade do processo de contratação de venda de excedentes, 70% da energia injetada em que o titular optou por não transacionar através dos mecanismos disponíveis ocorre nas redes em Baixa Tensão.

2.2.4 Conclusões

Apesar de, conceptualmente, poder fazer sentido uma metodologia baseada em perdas em que todos os segmentos de consumo seriam afetados pelo fator de adequação, independentemente do seu nível de tensão, os efeitos estudados acima demonstram que os efeitos práticos do fator de adequação são cada vez menores e mais focados nos segmentos de consumo em Baixa Tensão, nomeadamente numa solução baseada no volume de perdas.

Em resultado disso, considera-se poderem existir bases para a construção de uma metodologia simples, em linha com a atual e que não introduza uma disrupção daquilo que tem sido a evolução histórica deste processo.

2.3 CONSTRUÇÃO DA METODOLOGIA

Com base no descrito anteriormente, os efeitos observados no atual processo apontam para uma solução em que o fator de adequação atue sobre toda a Baixa Tensão, com base nos seus consumos com perdas, que é a mesma solução adotada no início deste processo aquando da implementação do Mercado Liberalizado, com claras vantagens na sua simplicidade e continuidade do que já existe. Em concreto, esta abordagem traduz-se no modelo exposto abaixo:

$$FA = \frac{(DGM + PRE) - (MAT + AT + MT)}{(BTE + BTN RI + BTN A + BTN B + BTN C + IP)}$$

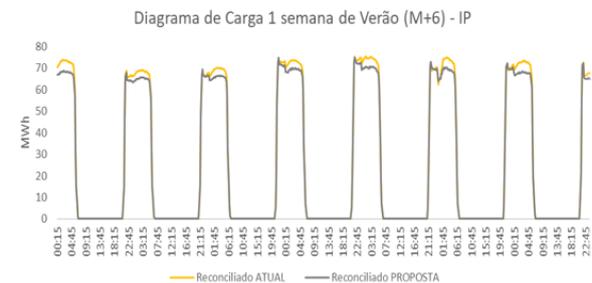
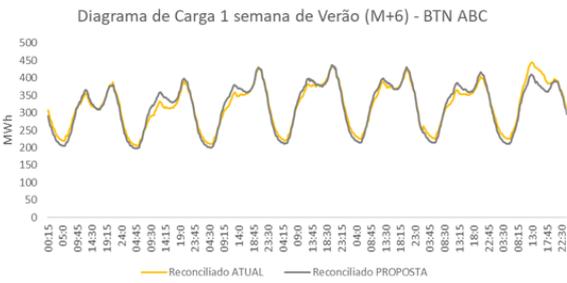
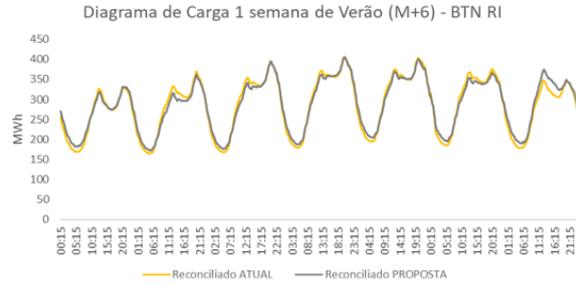
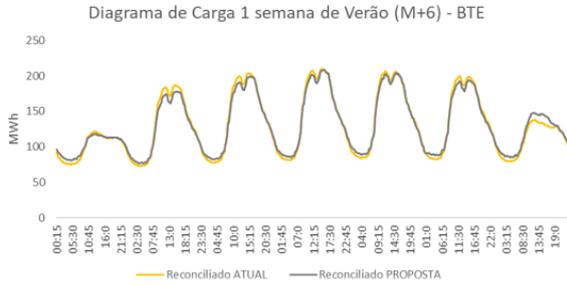
$$\text{Consumo CSE}_i = MAT_i + AT_i + MT_i + (BTE_i + BTN RI_i + BTN A_i + BTN B_i + BTN C_i + IP_i) \times FA$$

Em que:

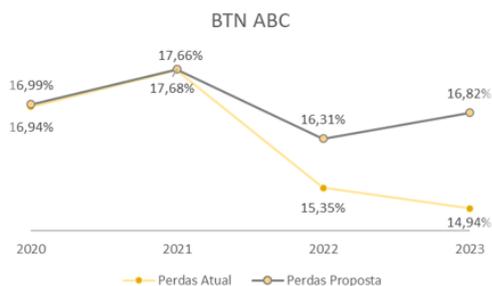
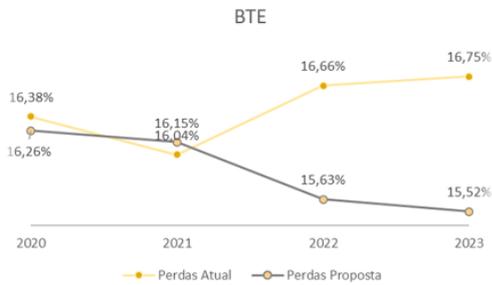
- Consumo CSE_i, corresponde à energia elétrica ativa de consumo a atribuir a cada comercializador i
- MAT, AT, MT, BTE, BTN RI, correspondem ao consumo agregado destes segmentos de consumo telecontados com recolha de diagramas de carga, referidos à emissão com a aplicação dos respetivos Fatores de Ajustamento. Restringido ao CSE i caso esteja associado a este índice;
- IP, corresponde ao consumo agregado deste segmento de consumo telecontado com recolha de leituras e perfilado recorrendo ao Perfil de Consumo IP, referido à emissão com a aplicação do Fator de Ajustamento BT. Restringido ao CSE i caso esteja associado a este índice;
- BTN A, B e C, correspondem ao consumo agregado destes segmentos de consumo BTN não telecontados com obtenção local de leituras, perfilados recorrendo aos respetivos perfis de consumo, referidos à emissão com a aplicação do Fator de Ajustamento BT. Restringido ao CSE i caso esteja associado a este índice.

2.3.1 Resultados

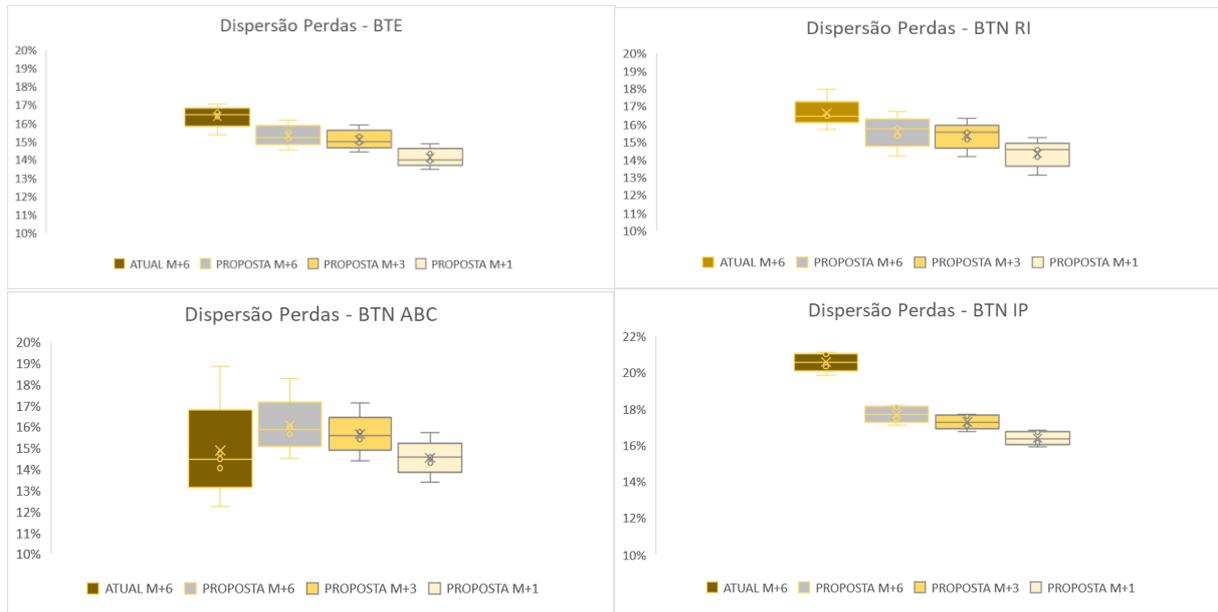
2.3.1.1 Amostra comparativa das curvas reconciliadas dos segmentos de consumo publicadas e caso esta proposta de metodologia estivesse em vigor



2.3.1.2 Implicação no valor das perdas percebidas nos diferentes segmentos de consumo com a aplicação da proposta



2.3.1.3 Dispersão das perdas percebidas pelos diferentes CSE com consumidores dos segmentos envolvidos nas suas carteiras com a aplicação da proposta nos diferentes fechos, com comparação do fecho M+6 com a metodologia atual (dados 2022 nos fechos M)



ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

