

CONSULTA PÚBLICA 118

RELATÓRIO

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	ENQUADRAMENTO	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS	5
2.1	Comentários relativos à proposta de metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção para o setor elétrico	5
2.2	Comentários relativos à proposta de metodologia para estimação de perfis para o setor do gás	8
2.3	Comentários relativos à proposta de metodologia para construção de perfis de perdas na rede de transporte e nas redes de distribuição do setor elétrico	9
2.4	Comentários relativos à proposta de metodologia para apuramento e imputação do fator de adequação no setor elétrico	11

1 ENQUADRAMENTO

A ERSE submeteu a [discussão pública](#) (Consulta Pública n.º 118) uma proposta de metodologias 1) para estimação de perfis de consumo e de injeção para o setor elétrico, 2) para estimação de perfis de consumo para o setor do gás, 3) para construção de perfis de perdas na rede de transporte e nas redes de distribuição do setor elétrico e 4) para apuramento e imputação do fator de adequação no setor elétrico.

As metodologias a aprovar estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais¹ - art.º 385.º, sobre os perfis de consumo e de injeção, de eletricidade e de gás, e art.º 217.º, sobre o fator de adequação – e no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações² – art.º 31.º, sobre os perfis de perdas. Para o efeito, a ERSE recebeu dos operadores das redes propostas de metodologias para cada matéria.

As metodologias em discussão aplicam-se em Portugal continental, nomeadamente no processo de construção de carteiras de consumo para participação nos mercados grossistas de gás e de eletricidade.

A PROPOSTA DAS METODOLOGIAS PARA CONSTRUÇÃO DE PERFIS NÃO DIFERE DAS ATUAIS

No caso dos perfis de consumo e de injeção e dos perfis de perdas, a principal motivação para a proposta foi a simplificação dos processos de aprovação anual dos respetivos valores, a par de um reforço da transparência e da participação dos diversos interessados na elaboração das metodologias que servem de base a essa aprovação.

Nesta medida, a proposta apresentada pela ERSE seguiu de muito perto as propostas dos operadores que, por seu lado, traduziam as metodologias que têm vindo a ser utilizadas ao longo dos últimos anos.

Assim, uma vez aprovadas, as metodologias de construção de perfis de consumo e injeção e de perfis de perdas constituir-se-ão como fundamento para o apuramento anual dos valores dos perfis por parte dos respetivos operadores, sem intervenção direta da ERSE, a quem caberá a supervisão da aplicação das metodologias aprovadas e do cumprimento das demais obrigações nesta matéria.

¹ RRC - Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

² RARI - Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho.

O FATOR DE ADEQUAÇÃO DEVE APLICAR-SE A TODO O CONSUMO EM BT

No respeitante às regras de imputação do fator de adequação, a proposta da CP n.º 118 previa um fator de adequação aplicável ao consumo das instalações de consumo em BT (recorde-se que as regras até agora em vigor determinavam 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 (até ao final de 2024 todas as instalações em BTN deverão estar integradas em rede inteligente, com recolha diária de diagramas de carga), o fator de adequação passa a refletir fundamentalmente o efeito do erro de estimativa das perdas, muito concentradas na BT. Acresce que fenómenos como o excedente de autoconsumo não vendido (que reduz as perdas totais) ou a alteração das perdas por via da participação ativa da procura têm efeitos, sobretudo, nas perdas em BT, e também impactam na energia a reconciliar.

PROCEDIMENTO DE CONSULTA PÚBLICA

A consulta pública decorreu entre os dias 20 de novembro e 5 de dezembro de 2023, justificando-se a opção por um prazo mais reduzido, de 15 dias contínuos, por estarem em causa normas complementares ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) sem impacto direto transversal nos setores, 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 submetidas a consulta.

As matérias cobertas pelas metodologias propostas apresentam óbvia afinidade, num contexto de disponibilização de dados e, particularmente, para efeitos de apuramento das carteiras de comercialização, daí a sua concentração num único processo de consulta.

Foi dado conhecimento da consulta ao Conselho Consultivo da ERSE (CC), à Direção-Geral de Energia e Geologia e ao Governo.

Para além do Parecer do Conselho Consultivo da ERSE, foram recebidos contributos das seguintes entidades:

- Coopérnico;
- E-REDES;

- EDP;
- EDP Comercial;
- Floene;
- Galp;
- SU Eletricidade.

Os contributos recebidos e não assinalados como confidenciais são publicados pela ERSE na sua página de internet. Estes contributos foram ponderados na decisão final da ERSE. O presente relatório da consulta apresenta a ponderação da ERSE e justifica a decisão tomada.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No geral, os contributos recebidos na consulta pública expressaram concordância com a proposta apresentada pela ERSE.

Neste ponto discutem-se os comentários específicos recebidos, organizados em função de cada uma das metodologias propostas.

2.1 COMENTÁRIOS RELATIVOS À PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CC, tal como a Coopérnico, considera que os perfis de autoconsumo (com ou sem venda de excedentes) ainda parecem desfasados dos perfis reais, sugerindo a introdução de melhorias futuras na metodologia de estimação, por forma a garantir melhor adequabilidade.

Por outro lado, CC e Coopérnico referem que os perfis devem evoluir no sentido de melhor acomodar os “novos tipos de consumidores”, na presença de sistemas de armazenamento e de veículos elétricos, recomendando uma futura revisão da metodologia para estimação de perfis de consumo e injeção que acomode estas melhorias. Na mesma linha, a EDP entende que, face às alterações que vão sendo introduzidas no mercado, nomeadamente uma maior penetração de geração renovável distribuída, participação da procura em serviços de flexibilidade, sistemas de armazenamento, mobilidade elétrica e autoconsumo, as metodologias para a estimação de perfis de consumo/injeção devem ser acompanhadas, de forma a proceder às alterações que permitam otimizar os resultados alcançados.

A Coopérnico sugere que seja avaliado o impacte da localização geográfica nos perfis de consumo, em particular nos casos em que existem UPAC. Também neste âmbito, a EDP propõe que, para a determinação do perfil de produção solar fotovoltaica, e dada a discrepância de exposição solar verificada em Portugal, se considerem três zonas distintas (Norte, Sul e Algarve) para assegurar perfis de produção mais aproximados à realidade.

A Coopérnico apela também à promoção de uma aceleração e melhoria das comunicações entre comercializadores e operador de rede de distribuição, para que o recurso aos perfis na emissão de

faturação dos clientes com tarifário indexado ou dinâmico seja cada vez menor. Assinala, por último, a importância de aumentar o nível de informação dos consumidores, de modo a melhor circunstanciar o recurso a perfis para faturação em cenário de redes inteligentes.

Finalmente, a EDP sugere que, no período utilizado para estimação dos perfis de consumo, não se desconsiderem as alterações no consumo introduzidas pela pandemia Covid-19, uma vez que a pandemia trouxe consigo fenómenos que continuarão a influenciar os hábitos de consumo (e.g., o caso da adoção do teletrabalho).

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A mensagem mais importante a passar em termos de perfis de consumo e de injeção é a seguinte: até ao final de 2024 todas as instalações (consumo, produção, armazenamento) terão condições técnicas para recolha diária de diagramas de carga. O recurso a perfis nesse quadro só deverá ter lugar em situações excecionais de ocorrência de anomalia de medição ou de leitura. Deste modo, como regra geral, o apuramento de dados nos vários horizontes temporais, e desde logo em d+1, é baseado em diagramas de carga. Esta situação, na prática, significa a generalização de condições há muito estabelecidas para os níveis de tensão e de fornecimento mais elevados, para os quais o recurso a perfis é muito pontual (para MAT e AT não há sequer perfis aprovados).

Outro aspeto fundamental é a ausência de relação entre os valores dos perfis e a magnitude do consumo ou da injeção totais a desagregar. Efetivamente, os perfis desagregam no tempo um valor total que é específico/diferente para cada instalação. Através dos perfis esse valor total é distribuído por períodos quarto-horários. Este aspeto é particularmente relevante quando se discutem desagregações geográficas, sejam de perfis de consumo, sejam de perfis de injeção. No caso da produção solar fotovoltaica, é sabido que a exposição solar [kWh/m²] é distinta ao longo do território, sendo maior no Sul e no interior do país. Tal não significa que a distribuição da produção total não seja semelhante. O mesmo, aliás, sucede com o consumo, que é também influenciado por variáveis como a temperatura e a luminosidade, sem que isso determine a adoção de perfis de consumo distintos em função da localização geográfica das instalações.

Em 2018 a ERSE solicitou à E-REDES (então EDP Distribuição) a realização de um estudo para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN. Nesse estudo (realizado pela QMetrics) foram consideradas diversas variáveis de caracterização das instalações: consumo, potência contratada, tarifa, ciclo horário, tipo de alimentação (monofásica/trifásica), tipo de instalação (doméstica, não doméstica, etc.), tipo de local

de consumo (habitação, hospital, etc.), tipo de prédio (coletivo, unifamiliar), data de instalação, data de início do contrato, CAE/setor industrial e, também, localização geográfica.

De uma forma muito sintética, as principais conclusões do estudo foram as seguintes: 1) os resultados obtidos não geraram evidência suficiente que suportasse a substituição das atuais classes A, B e C, 2) embora tenha sido possível determinar uma segmentação alternativa que reduzia ligeiramente os desvios relativamente às atuais classes, os ganhos não eram significativos, acrescendo ainda a necessidade de considerar os custos associados às alterações necessárias para implementação dessa segmentação, 3) a implementação dessa segmentação alternativa resultaria numa subdivisão das atuais classes em segmentos de menor dimensão amostral e 4) a repetição deste estudo nos próximos anos permitirá avaliar a adequação das classes atuais à evolução dos perfis de consumo dos clientes.

Passados cinco anos, nos próprios termos das conclusões acima elencadas, constatando-se a evolução registada no setor, ao nível de novos sistemas, instalações e regimes, e indo ao encontro dos comentários apresentados nesta consulta, importa visitar o trabalho desenvolvido em 2018, de uma forma mais ampla, não circunscrita aos perfis de consumo.

Acresce que, como estabelecido no RRC, os operadores das redes devem apresentar à ERSE, até ao final de abril de 2024, propostas para a revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, sendo intenção da ERSE integrar no Guia, nesse processo de revisão, as diretivas que agora se aprovam, naturalmente no quadro de um processo de consulta pública que colocará a discussão diversas matérias e também, portanto, a metodologia para apuramento de perfis de consumo e de injeção.

Deste modo, a ERSE introduziu no articulado o dever do operador de rede em MT e AT atualizar, em prazo compatível com o envio de proposta de revisão do Guia, o estudo para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN, integrando agora desenvolvimentos recentes como o armazenamento ou a mobilidade elétrica, mas também a dimensão de injeção na rede.

Por último, em relação ao comentário da EDP relativamente à não desconsideração das alterações no consumo introduzidas pela pandemia Covid-19, nos termos do art.º 4.º da proposta de diretiva submetida a consulta, faz-se notar que a redação adotada remete para a atenuação de fenómenos de natureza transitória com impacto significativo. A calibração dessa atenuação e a destrição entre o que se assume como transitório ou como permanente tem lugar no quadro da aplicação concreta da metodologia por parte do operador.

2.2 COMENTÁRIOS RELATIVOS À PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS PARA O SETOR DO GÁS

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A Floene refere que a injeção de gases renováveis no futuro, poderá gerar a necessidade de ajuste e adequação dos perfis de consumo tendo em consideração a injeção desses gases renováveis, especialmente no que respeita ao critério geográfico.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A injeção de gases (renováveis) na RPG não altera, por si só, o perfil de consumo das instalações, com exceção da injeção ao abrigo do regime de autoconsumo, como estabelecido na legislação.

Por outro lado, nos termos estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás, as instalações de produção devem ser lidas remotamente e com periodicidade intradiária (no caso de instalações ligadas à RNTG) ou diária (no caso de instalações ligadas às redes de distribuição). Neste quadro, a eventual adoção de perfis de injeção serviria, fundamentalmente, o propósito de estimativa de injeção em cenário de anomalia de medição ou de leitura.

Em todo o caso, cabe referir que o Regulamento de Relações Comerciais prevê o dever da ERP apresentar propostas de alteração justificadas às metodologias para estimação de perfis sempre que o considerar oportuno, ou se forem necessárias para o cumprimento da regulamentação aplicável ou ainda por solicitação da ERSE.

Importará, assim, acompanhar o desenvolvimento concreto desta nova realidade e, na medida do que se revelar útil, proporcional e necessário, refletir esse desenvolvimento também ao nível desta metodologia.

PUBLICAÇÃO DOS PERFIS DE CONSUMO DE GÁS PARA O SEGUNDO SEMESTRE DE 2024

Apesar de não terem sido recebidos comentários relativos à operacionalização da publicação dos perfis de consumo de gás para 2024, a ERSE entendeu necessário clarificar agora no articulado o procedimento esperado por parte da ERP.

Tendo ficado estabelecida no RRC a publicação de perfis de consumo de gás para vigorarem em cada ano civil e estando já publicados esses valores para o 1.º semestre de 2024 (na lógica anterior de perfis a aplicar entre julho e junho do ano seguinte), por questões de previsibilidade e de eventual tomada de decisão por parte dos agentes com base nos valores já publicados, estabelece-se o princípio de não alteração desses valores. Assim, nos termos do novo n.º 4 do art.º 7.º da diretiva relativa aos perfis de consumo de gás, a ERP deve publicar os valores dos perfis aplicáveis no segundo semestre de 2024, sem alterar os valores já aprovados e publicados para o primeiro semestre de 2024, ao abrigo da Diretiva n.º 15/2023, de 27 de julho. Nestes termos, não se revela crítico o cumprimento pela ERP do prazo de 15 de dezembro de 2023 para publicação dos perfis relativos ao 2.º semestre de 2024 (uma vez que os do 1.º semestre de 2024 já estão publicados), devendo, contudo, essa publicação ter lugar de forma tempestiva, de molde a permitir aos agentes a integração da informação nos seus sistemas.

2.3 COMENTÁRIOS RELATIVOS À PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS NA REDE DE TRANSPORTE E NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A Galp sugere que os perfis de perdas sejam publicados até ao dia 15 de dezembro de cada ano, em vez da data de 31 de dezembro apresentada nas propostas de diretivas submetidas a consulta pública, à semelhança do que é feito para os perfis de consumo de gás e de eletricidade.

A Galp fundamenta a alteração da data para 15 de dezembro com o facto de, sendo os perfis de perdas um elemento necessário para os processos de construção de preços e faturação, os comercializadores não terem tempo suficiente para integrarem esta informação nos seus sistemas comerciais. De acordo com esta entidade, este facto é particularmente relevante para as ofertas dinâmicas e indexadas que, na maioria dos casos, incorporam este fator nas suas fórmulas.

A EDP refere que com a revogação do ponto 64 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, aprovado pela Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, deixa de constar a responsabilidade da ERSE em publicar anualmente os fatores de ajustamento para perdas em formato de perfis de perdas. Deste modo, esta entidade considera que as propostas de diretivas relativas às metodologias de construção de perfis de perdas na rede de transporte e nas redes de distribuição ficam desalinhasadas com o disposto do número 7 do artigo 31.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) em vigor, onde é

referido que “7- Após análise das propostas dos operadores das redes, a ERSE aprova e publica os valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário, juntamente com as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte”.

Nesse sentido, a EDP sugere que as referidas diretivas prevejam também a responsabilidade da ERSE em publicar anualmente os fatores de ajustamento para perdas em formato de perfis de perdas.

O CC recomenda a inclusão de critérios de arredondamento para a aplicação dos perfis de perdas. Adicionalmente, o CC considera que se deveria reequacionar a utilização do atual ciclo tarifário como base da definição dos perfis de perdas na rede de transporte.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Sobre o comentário da Galp, a ERSE recorda que os fatores de ajustamento para perdas são publicados em 15 de dezembro nos documentos que aprovam as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte. Assim, após a publicação dos fatores de ajustamento para perdas, os operadores das redes constroem os perfis por aplicação das metodologias agora aprovadas que publicam, no limite, até ao dia 31 de dezembro.

Relativamente ao comentário da EDP, a ERSE entende que as diretivas relativas às metodologias de construção de perfis de perdas na rede de transporte e nas redes de distribuição estão harmonizadas com o disposto no número 7 do artigo 31.º do RARI em vigor. Se, por um lado, o referido artigo do RARI prevê que a ERSE aprova e publica os valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário, sendo apresentados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o ano seguinte, por outro lado, as diretivas relativas aos perfis de perdas determinam que cabe aos operadores das redes de transporte e de distribuição em MT e AT publicar anualmente os perfis de perdas, por nível de tensão e período quarto-horário, construídos através da aplicação das metodologias aprovadas, e também o seu envio à ERSE. Contudo, a obrigatoriedade da sua publicação é responsabilidade dos operadores das redes.

A ERSE acolheu o comentário do CC sobre a inclusão de critérios de arredondamento para a aplicação dos perfis de perdas, tendo adicionado em cada uma das diretivas relativas às metodologias de construção de perfis de perdas um novo número indicando que os valores quarto-horários dos perfis de perdas devem ser arredondados até à sétima casa decimal.

Finalmente, a ERSE toma boa nota do comentário relativo à utilização do atual ciclo tarifário como base da definição dos perfis de perdas na rede de transporte, podendo rever-se no futuro a metodologia agora aprovada.

2.4 COMENTÁRIOS RELATIVOS À PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A SU Eletricidade (CUR) refere que a sua carteira é maioritariamente composta por instalações em BT e, nessa medida, significativamente impactada pelo fator de adequação. Segundo a SU Eletricidade, em média, o fator de adequação apresenta valores próximos de 1, contudo, quando analisado de forma horária, pode apresentar valores com impacto significativo no perfil e volume de energia a considerar nas carteiras.

Adicionalmente, o CC, tal como a SU Eletricidade, solicita clarificação quanto à inclusão da energia emitida por produtores de energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis com potência de ligação atribuída até 1 MW no Diagrama de Geração de Mercado (DGM).

A SU Eletricidade sugere a inclusão dos excedentes de autoconsumo não transacionados na parcela relativa à injeção na rede, permitindo a sua contabilização no valor a atribuir à energia ativa entregue à RESP.

O CC sugere que, após a integração da totalidade das instalações BTN em redes inteligentes, a metodologia seja reavaliada, com vista a ponderar os impactos de um eventual alargamento do fator de adequação a outros níveis de tensão.

É também entendimento do CC que é necessário clarificar que a parcela de energia consumida pelos centros electroprodutores na realização de compensação síncrona, contabilizada em perdas nas redes, não se encontra incluída no cálculo do DGM neste novo modelo em consulta.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A atual mecânica de imputação do fator de adequação aos consumos não telecontados (i.e., BTN não integrada em rede inteligente) não é sustentável e, já hoje, impacta sobremaneira nas carteiras que integram estes consumos.

O fator de adequação visa conciliar o consumo das carteiras de comercialização com as injeções na rede. Em cenário de recolha generalizada de diagramas de carga em d+1, essas diferenças respeitam, maioritariamente, à estimativa de perdas que afeta os consumos medidos. Essas perdas, de natureza técnica e de natureza comercial, ocorrem em larga medida na BT, sendo desta forma justificada a proposta apresentada.

A ERSE encontra-se naturalmente disponível para reavaliar a metodologia que agora se aprova (desde logo no quadro de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico), mas, e em relação à ponderação do alargamento da base de incidência do fator de adequação, através da consideração dos níveis de tensão superiores, recorda o que o ORD MT e AT refere na proposta que apresentou para este efeito:

«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 acautelados 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.»

Em relação à questão suscitada pela SU Eletricidade acerca da variabilidade quarto-horária do fator de adequação, importa sublinhar que se antevê uma diminuição muito significativa com a aplicação da metodologia proposta, como se ilustra na figura seguinte retirada da proposta apresentada pelo operador de rede em MT e AT.

Figura 1 – Evolução do fator de adequação



- Dados desde Jan/18 até Jul/23
- Registo quarto-horário

Fonte: E-REDES

Em relação à questão da consideração da energia emitida por produtores de energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis com potência de ligação atribuída até 1 MW no Diagrama de Geração de Mercado (DGM), como formulado no art.º 4.º da proposta submetida a consulta, cabe referir que, para efeitos de apuramento do fator de adequação, se deve considerar toda a produção transacionada e, portanto, também a identificada pelo CC e pela SU Eletricidade. Importa ainda fazer uma menção específica ao regime de autoconsumo para clarificar que, quer o excedente não transacionado (aspeto analisado em maior detalhe adiante), quer a energia partilhada, não são consideradas no DGM.

Esta questão do CC e da SU Eletricidade, contudo, no entender da ERSE, poderá derivar da designação adotada no articulado (DGM). Efetivamente, o DGM tem um enquadramento regulamentar próprio, como estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, abrangendo a produção participante no referencial do mercado grossista, cabendo ao operador da rede de transporte (REN) o seu apuramento e disponibilização. Naturalmente, o operador da rede de transporte não tem visibilidade sobre a pequena produção, ao contrário do que sucede com o operador de rede de distribuição. O cálculo do fator de adequação faz intervir toda a produção e, nesta medida, a designação adotada pode ser, de facto, fonte de dúvida. Por esta razão, a ERSE alterou o articulado passando a designar a produção por Diagrama de Geração (DG).

No que respeita à consideração dos excedentes não transacionados de autoconsumo no cálculo do fator de adequação, importa recordar que 1) nos termos estabelecidos no Regulamento do Autoconsumo (RAC),

o excedente não transacionado é considerado, para todos os efeitos, dentro do perímetro das perdas da rede e 2) o cálculo do fator de adequação considera o consumo ajustado para perdas. É, portanto, através da aplicação do ajustamento para perdas aos consumos que os excedentes não transacionados de autoconsumo são internalizados no modelo.

Por último, a ERSE acolheu o comentário do CC em relação à consideração da energia consumida para a prestação do serviço de compensação síncrona no âmbito do apuramento do fator de adequação.

É importante mencionar que os consumos a descontar às injeções na RESP devem ser apenas os que não integrem uma carteira de comercialização (exatamente para evitar que as injeções necessárias para a sua satisfação sejam reconciliadas através das carteiras de comercialização). Este princípio é afirmado agora de maneira mais clara na redação adotada no articulado e abrange as situações particulares existentes, como é o caso do armazenamento (concretamente, o consumo para bombagem) e a compensação síncrona.

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

