

**Comentários da EDA à proposta da ERSE,  
referente à:**

***Consulta Pública 61.ª - Proposta de Revisão  
Regulamentar do Setor Elétrico e do  
Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor  
Elétrico e do Setor do Gás Natural***

## Índice

	Pág.
1. INTRODUÇÃO.....	3
1. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO .....	4
3. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS.....	8
4. REGULAMENTO TARIFÁRIO.....	9
4. REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES .....	13

## **1. Introdução**

Relativamente à proposta da ERSE de maio de 2017, sobre a 61.<sup>a</sup> Consulta Pública - Proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural, consideramos relevante destacar os seguintes aspetos que, em nosso entender, deverão motivar a reapreciação daqueles documentos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, atendendo aos argumentos expostos, que julgamos traduzir uma correta e justa visão sobre os mesmos.

## 1. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

### a) Regulamento conjunto para os setores elétrico e do gás natural

A proposta de revisão do RQS funde os regulamentos dos setores do gás e eletricidade num único documento. Dada a existência, no continente, de propostas comerciais duais, e verificando-se, em traços gerais, princípios semelhantes no que respeita ao relacionamento comercial de ambos setores, compreende-se unificação dos documentos.

Salienta-se, porém, a disparidade entre setores no que respeita à qualidade de serviço técnica, nas suas diversas dimensões.

Assim, no sentido de tornar este regulamento mais simples na sua interpretação, a EDA sugere que a redação deste atente ao que existe de comum entre setores e separe as componentes técnicas, por secções ou tomos.

### b) Artigo 67º

O Artigo 67 do Regulamento da Qualidade de Serviço, no que se refere aos registos do cliente, refere:

*“As informações recolhidas por sistemas de registo e medida da qualidade de serviço instalados pelos clientes podem constituir meio de prova nas reclamações, desde que os equipamentos estejam devidamente selados e calibrados por entidade competente, nos termos da legislação aplicável.”*

Com o intuito de clarificar o âmbito de responsabilidade de todos os intervenientes consideramos que a ERSE deverá rever o conteúdo do Art.º 67, propondo a seguinte redação:

As informações recolhidas por sistemas de registo e medida da qualidade de serviço instalados pelos clientes podem constituir meio de prova nas reclamações, desde que os equipamentos estejam devidamente selados pelo operador de rede e sujeitos a procedimento de verificação de conformidade dos equipamentos de Qualidade de Onda de Tensão, com a norma IEC 61000-4-30 Classe A por entidade competente, nos termos da legislação aplicável.

**c) PROCEDIMENTO N.º 4 - Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto**

A proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE, prevê no caso do PROCEDIMENTO N.º 4 INFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO, que:

*“Tendo como objetivo permitir que a ERSE disponha de informação num prazo mais curto sobre os incidentes de grande impacto, propõe-se a introdução do envio de um relatório preliminar no prazo de 2 dias. A informação a reportar à ERSE será necessariamente mais resumida e provisória.”*

Concordamos com o envio de informação sobre incidentes de grande impacto antes de decorridos os 20 dias, designadamente para poder habilitar a ERSE a responder a questões da comunicação social, clientes, consumidores e responsáveis políticos. Porém, consideramos que a ERSE deverá compatibilizar as exigências do seu reporte de informação com a capacidade dos operadores em preparar relatórios, mesmo que provisórios, neste caso sobre Incidentes de Grande Impacto, propondo-se que se considere o seguinte:

Deverá ser enviada informação preliminar indicativa, até 4 dias a partir da data de início do incidente a que se refere o IGI, contendo: a causa/origem indicativa do número de clientes afetados, zona afetada, data de início. Admite-se desta forma ficar mais claro o que se pretende e que essa pretensão não vai colidir com o desenrolar da operação de reposição do fornecimento de energia elétrica quando em presença de incidentes mais longos na extensão da rede atingida e no tempo da sua duração.

Caso se confirme a condição de IGI, no prazo de 20 dias a partir da data terminal do incidente, deverá ser enviado um relatório final.

**d) Artigo 12.º - Definição de interrupção**

A proposta de revisão do RQS acrescenta no Artigo 12º, Definição de interrupção, o ponto b) onde se pretende estabelecer a metodologia de apuramento de tempo de interrupção. A redação proposta é a seguinte:

*“b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se o tempo decorrido desde o início da primeira ação de corte até ao início do período de continuidade do abastecimento com duração superior a 10 minutos.”*

Esta metodologia não está conforme com os métodos de cálculo em vigor, que foram alvo de processo iterativo com a ERSE ao longo dos últimos anos, implica alterações ao nível dos sistemas em exploração e irá criar uma barreira ao nível do acompanhamento de valores históricos de indicadores gerais e individuais.

Assim, a EDA propõe que este ponto do Artigo 12º tenha o seguinte conteúdo:

*“b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se a soma dos tempos parciais de interrupção efetiva até ao início do período de continuidade do abastecimento com duração superior a 10 minutos.”*

#### **e) Realização de auditorias relativas à qualidade de serviço**

O número 4 do Artigo 68.º do RQS atualmente em vigor prevê a realização de auditorias consecutivas, com intervalos não superiores a 2 anos.

Nas páginas 96 e 97 do documento justificativo da proposta de alteração dos RQS dos Setores Elétrico e do Gás Natural, pode concluir-se que a periodicidade das auditorias externas à totalidade das obrigações a cumprir pelos operadores das redes será substituída por auditorias temáticas, e, em vez do período máximo de 2 anos entre duas Auditorias consecutivas, serão elaborados planos anuais das auditorias externas temáticas a realizar.

Se por um lado em vez de auditorias à totalidade das obrigações a cumprir pelos operadores, teremos auditorias temáticas, de âmbito mais reduzido e supostamente mais breves de realizar, facilitando aos serviços do Operador a implementação de um número menor de ações de melhoria a realizar, por outro, em vez dos 2 anos, teremos “Planos Anuais de Auditoria”, que implicam a redução do período da realização das auditorias de 2 para 1 ano.

Parece-nos que o esforço para garantir a execução de alteração de processos, programas informáticos e implementação de planos de melhoria em menos do que 2 ou 3 semestres será excessivo, não descorando ainda o tempo necessário para preparação de cadernos de encargos, sujeitos a prévia aprovação da ERSE,

consultas, avaliação de propostas e adjudicação das auditorias externas temáticas, pelo que se conclui pela necessidade de uma melhor ponderação relativamente ao período de tempo entre auditorias.

Atendendo ao exposto sugerimos que a ERSE reconsidere a manutenção da periodicidade atualmente em vigor, para a realização de auditorias (*“Entre quaisquer duas auditorias consecutivas à mesma entidade não devem decorrer mais de dois anos”*), dado antevermos que a realização de auditorias anuais, mesmo temáticas, será de difícil execução.

### 3. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

#### a) Artigo 204º

Através do Art.º 204, ponto 5 da proposta de revisão do Regulamento das Relações Comerciais, é referido que:

*”Quando haja lugar à construção de elementos de ligação por parte dos operadores das redes de distribuição, o prazo de construção deve ser inferior ou igual a 30 dias úteis para as ligações em BT e inferior ou igual a 90 dias úteis para as ligações em MT.”*

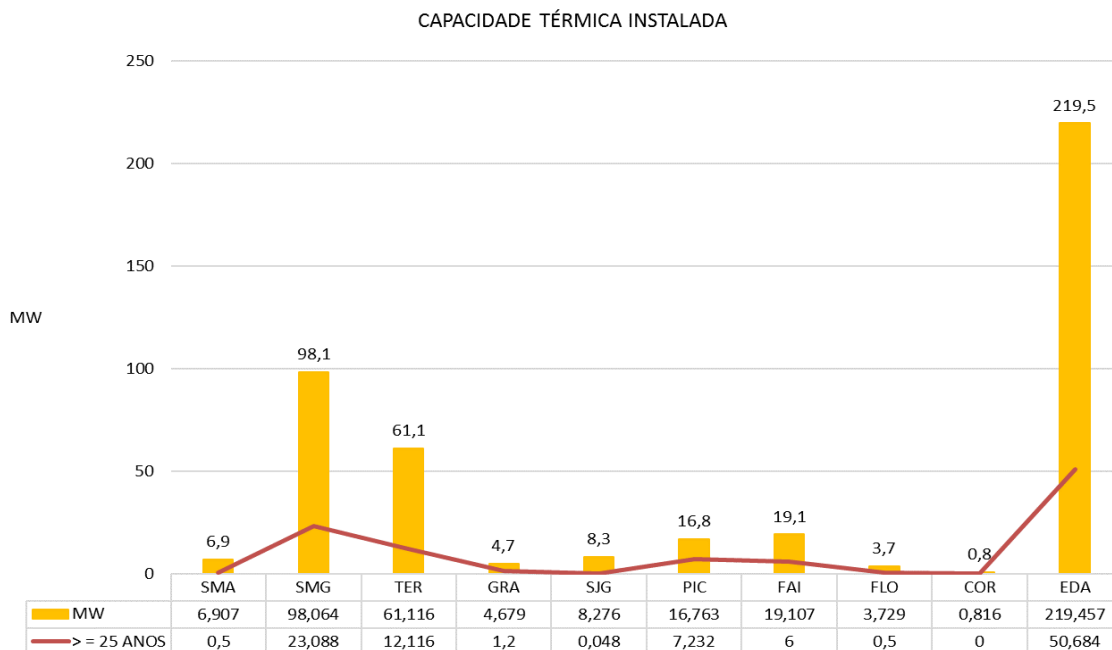
Propõe-se que seja analisada a possibilidade de perante ligações MT aquele prazo possa ser alargado pois o tempo necessário para a consulta a fornecedores, adjudicação, aprovisionamento e construção facilmente ultrapassará o prazo referido. No caso dos Açores esta questão ganha maior relevância pois há que considerar o tempo necessário para o transporte marítimo entre o continente e a primeira ilha e ainda, entre essa e a ilha de destino final.



## 4. REGULAMENTO TARIFÁRIO

### a) Benefícios quanto ao prolongamento da vida útil do imobilizado

Verifica-se que cerca de 23% da capacidade térmica instalada (50,7 MW), a que correspondem cerca de 33 milhões de euros apresentam uma idade > ou = a 25 anos, conforme figura a seguir apresentada;



Destaca-se que a EDA não dispõe de qualquer incentivo regulamentar ao prolongamento da vida útil do imobilizado, situação que em nosso entendimento, deverá revista pela ERSE.

### b) Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas

Julgamos que o objetivo da ERSE relativamente aos PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS seria incentivar a redução das variações do consumo durante as 24 horas do dia de forma a diminuir os custos da produção térmica (consumo de fuelóleo

e custos de manutenção) adiando investimentos e aumentando a integração de energias renováveis na rede.

Como a Região Autónoma dos Açores é constituída por ilhas isoladas que, ao contrário do Continente, não permitem a exportação da energia renovável em excesso ou importação quando esta é deficitária, uma nova estrutura tarifária que tenha por objetivo promover um equilíbrio mais eficiente entre a oferta e procura nos Açores deve ter presente a necessidade de estimular a procura entre as 1h30 e as 5h30 e o de incentivar a redução do consumo entre as 18h00 e as 21h00 e entre as 10h00 e as 13h00 (especialmente no verão). É tão importante introduzir mecanismos de gestão do diagrama de carga para as pontas como para o vazio.

A introdução de uma estrutura tarifária que tenha presente os períodos horários atrás referidos contribuirá para alisar o diagrama de cargas, diminuindo o número de paragens e arranques das unidades térmicas ao serviço durante o dia, reduzindo deste modo os custos associados com combustíveis e manutenção. Cada vez que uma unidade térmica entra ao serviço são precisos cerca de 30 minutos de funcionamento sem carga, aumentando os custos com o combustível. Por outro lado, o movimento de paragens e arranques de unidades térmicas com elevada frequência aumenta o desgaste das máquinas e os custos com a sua manutenção, reduz o tempo de vida útil e antecipa as necessidades de investimento para manter o parque térmico que, note-se, é o único garante do sistema elétrico de cada ilha.

Alterações ao tarifário existente devem ter as seguintes características;

- A. Ser de fácil entendimento por parte dos clientes;
- B. Permitir períodos de tarifas constantes com pelo menos três horas de forma a facilitar o planeamento dos consumos por parte dos clientes e de quem opera as unidades térmicas;
- C. Incentivar os consumos das horas de ponta (18h00 -21h00 e de 10h00 – 13h00) para as horas do vazio (1h30 – 5h30).

Por outro lado, e por uma questão de equidade do sistema de uniformidade do tarifário elétrico **congratulo-nos com a introdução, já no próximo período regulatório, da opção do ciclo semanal para todos os consumidores BTN da Região Autónoma dos Açores.**

**c) Artigo 102.º - Proveitos da Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA**

É do entendimento da EDA, S.A. que o âmbito da expressão n.º 70 deverá ser alargado ao acerto provisório, no ano  $t$ , do custo de capital relativo ao ano  $t-1$ , ainda que exista, nesta última matéria, uma seção específica de explanação (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo 132.º, página 187).

Acresce, igualmente, a necessidade de, em matéria de custo com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, a fórmula n.º 70, referente aos proveitos permitidos da AEEGS, dever ser atualizada com esta variável. Por conseguinte, à metodologia de apuramento do ajustamento anual, sugere-se a subtração da parcela respeitante ao CO<sub>2</sub>, no ponto 6 do mesmo artigo 102.º, indo ao encontro do raciocínio anteriormente referido. Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da AEEGS.

**d) Artigo 105.º - Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA**

Entende-se que o âmbito da expressão n.º 79 deverá ser alargado ao acerto provisório, no ano  $t$ , do custo de capital relativo ao ano  $t-1$ , ainda que exista, nesta última matéria, uma seção específica de explanação (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo n.º 132, página 187). Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da DEE.

**e) Artigo 106.º - Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA**

Neste contexto, cabe-nos referir que o âmbito da expressão n.º 82 deverá ser alargado ao acerto provisório, no ano t, do custo de capital relativo ao ano t-1, ainda que exista, nesta última matéria, uma seção específica de explanação (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo nº 132, página 187). Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da CEE.

**f) Convergência Tarifária**

A ERSE manifesta intenção de proceder a um aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF por forma a garantir variações tarifárias nas Regiões Autónomas semelhantes às de Portugal continental. Esta alteração tem impacto nos artigos 149º e 150º, neste último acrescentando no ponto 5 que:

*"...deve garantir uma variação tarifária harmonizada com Portugal continental".*

A EDA questiona como se materializa esta alteração pois a mesma não tem reflexo nas expressões de apuramento das tarifas. Por outro lado, questiona se a inserção de mais uma restrição para a resolução deste problema não poderá constituir-se como um entrave ao processo de convergência. Acresce o facto de que a variação tarifária harmonizada com Portugal continental corresponde a um exercício de estimativa, dependente dos perfis de consumo, que pode não ter aderência à realidade. Face ao exposto, entendemos que se justifica que este mesmo exercício, de análise da variação tarifária harmonizada com Portugal continental, seja efetuado para os valores reais, devendo ser objeto de análise e publicação no documento anual de TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS.

## 4. REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES

### a) Artigo 21.º-A

Propõe-se que o título do Artigo 21.º-A seja alterado de “*Informação a prestar pelos operadores das redes para efeitos de monitorização do acesso às redes*”, para:

“*Informação a prestar pelos operadores das redes para efeitos de acesso às redes*”, uma vez que os pontos 3, 4 e 7 não estão relacionados com a monitorização, mas com a informação a prestar aos requisitantes.

Note-se que o artigo anterior (atual Artigo 21.º) é designado como “*Informação a prestar para efeitos de acesso às interligações*”, que também exige a prestação de informação à ERSE.

### b) Artigo 21.º-A, ponto 1

No ponto 1 do Artigo 21.º-A não é claro qual a potência que está a ser referida (potência instalada pelos produtores; potência requisitada pelos clientes?).

A referência poderia ser um valor igual ou superior a 2 MVA, à semelhança do Capítulo IX “*Ligações às redes*” do Regulamento de Relações Comerciais (Secção II “*Ligação de instalações consumidoras e aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA*”).

Não é claro se todos os pontos do referido artigo são referentes ao ponto 1, ou seja, ao “*acesso à rede de produtores ou de clientes acima de 2 MVA*”. Também não é indicado o período a que é relativa a informação a prestar pelos operadores à ERSE (ano civil anterior?), anualmente até 31 de março (ponto 2 do Artigo 21.º-A), pelo que se sugere que estes aspetos sejam devidamente clarificados.

Relativamente ao ponto 3 do Artigo 21.º-A, consideramos no que se refere ao pagamento de encargos de comparticipação na rede, que seja analisada a possibilidade de aplicação às instalações consumidoras com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA um modelo semelhante ao aplicável a instalações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA que passaria pela aplicação de um valor a aprovar pela ERSE (em €/kVA requisitado).

**c) Artigo 25.º, número 7**

Na proposta de alteração do número 7 do Artigo 25.º é referido que os operadores das redes das Regiões Autónomas, a cada 3 anos, devem apresentar um documento relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos próximos 3 anos. No entanto, não é indicado o ano inicial, de referência.

No documento justificativo da proposta de alteração do RARI é afirmado que esse documento deve ser enviado até 15 de junho do ano anterior ao início de cada período regulatório.

Por outro lado, na revisão do Regulamento Tarifário é proposta a alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos.

Consideramos que deverá existir uma articulação entre o RARI e o RT, relativamente ao conteúdo do número 7, do Artigo 25.º do RARI, designadamente, o ano de início do envio da informação relativa aos projetos de investimento, assim como o número de anos de abrangência da informação.

**d) Artigo 25.º-B número 4**

Propomos que a informação prevista no número 4 do Artigo 25.º-B seja enviada à ERSE a 15 de junho, na mesma data da informação relativa ao Artigo 25.º. Este fato permitirá à EDA gerir melhor os seus recursos, que são limitados face às crescentes exigências de obrigações de prestação de informação à ERSE.

**e) Artigo 25.º-A**

Consideramos que o Artigo 25.º-A Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço, não deva ser aplicado às Regiões Autónomas, uma vez que em micro-redes isoladas é difícil garantir níveis de qualidade de serviço técnica (“relativos à continuidade de serviço e à qualidade de energia elétrica (cavas de tensão e sobretensões rápidas)”, de acordo com a iniciativa “Selo de Qualidade e+”) através de investimentos nas redes. Estes investimentos estarão sempre condicionados pelos eventos que ocorram ao nível do sistema eletroprodutor, que são os que têm maior impacto, e pelos eventos que ocorram noutros pontos das redes, devido à menor robustez deste tipo de sistemas elétricos.

Faz-se ainda notar que a fase piloto da iniciativa “Selo de Qualidade e+”, que estará a decorrer este ano, não abrangeu as regiões autónomas.

Em todo o caso, consideramos que a análise benefício-custo do investimento não deva ser preparada pelo operador da rede (ponto 6-b do Artigo 25.º-A), uma vez que os promotores de parques industriais ou empresariais é que deverão saber quantificar o seu benefício com a ilha de qualidade de serviço. Quando muito, o operador da rede poderá explicitar o custo do reforço e a valorização económica dos benefícios para o sistema elétrico resultantes desse investimento, à semelhança do ponto 4 do Artigo 219.º-A “Construção, encargos e pagamento dos reforços de rede” previsto para o Regulamento de Relações Comerciais.

Com base nos resultados das fases piloto da iniciativa “Selo de Qualidade e+”, considera-se que seria útil a definição de critérios a serem tidos em conta por parte das operadoras na elaboração de toda a documentação a facultar aos promotores prevista no ponto 6 do Artigo 25.º-A.

**f) Artigo 26.º**

Concordamos com a reformulação do art.º 26. Julga-se, no entanto, ser necessária uma melhor clarificação das circunstâncias que podem levar a que um investimento possa, no final da sua execução, não ser aceite para efeitos de cálculo de tarifas.

**g) Artigo 40.º- ponto 1**

No ponto 1 do Artigo 40.º não é claro qual a informação que deverá ser publicada pelos operadores na internet para acesso geral, ou apenas para acesso à ERSE e aos intervenientes nos processos.

Considerando que a ERSE propõe que seja revogado o ponto 12 do Artigo 25.º, parece-nos que o ponto 1-d do Artigo 40.º poderia ser removido.

**h) Artigo 40.º- ponto 1 c1**

Não é claro se o ponto 1-c1 do Artigo 40.º é relativo ao Artigo 21º ou ao Artigo 21.º-A.

Se for relativo ao Artigo 21.º-A não é claro qual a informação (documentos relativos aos pedidos de informação sobre capacidade de rede e respetivos pareceres) que deverá ficar acessível publicamente, ou apenas para a ERSE e para os

intervenientes.

De acordo com o Artigo 21.º-A:

- 1- os pareceres, para além de enviados aos clientes, deverão ser enviados anualmente, até 15 de março, à ERSE pelos operadores (ponto 2 do Artigo 21.º-A);
- 2- os operadores devem manter um registo auditável, por um período mínimo de 5 anos, da informação relativa a cada requisição de ligação à rede (ponto 5 do Artigo 21.º-A);
- 3- os operadores devem publicar na sua página de internet um documento sistematizando os procedimentos relativos ao tratamento a dar a pedidos de análise de capacidade de receção ou de entrega, e as garantias existentes para evitar tratamentos discriminatórios (ponto 7 do Artigo 21.º-A).

Assim, consideramos que o ponto 1-c1 do Artigo 40.º poderia ter uma redação do género:

“c1) Os documentos com informação para efeitos de acesso às redes, previstos no Artigo 21.º-A.”,

o que assegurava a divulgação da informação prevista no ponto 2 do Artigo 21.º-A, relativa à estimativa da capacidade de receção disponível por ponto de receção ou ponto de entrega (normalmente publicada pela EDA, S.A. no documento de caracterização da rede para efeitos de acesso à rede), e a prevista no ponto 7 do Artigo 21.º-A.