

# CONSULTA PÚBLICA

n.º 61

## Documento Justificativo da Proposta de Alteração ao Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

SETORES ELÉTRICO E GÁS NATURAL

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>REGULAMENTO CONJUNTO PARA OS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL</b>	<b>3</b>
2.1	Situação atual	3
2.2	Proposta de alteração	5
<b>3</b>	<b>EVENTOS EXCECIONAIS</b>	<b>7</b>
3.1	Situação atual	7
3.2	Proposta de alteração	12
<b>4</b>	<b>ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>15</b>
4.1	Situação atual	15
4.2	Proposta de alteração	16
<b>5</b>	<b>INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO</b>	<b>17</b>
5.1	Situação atual	17
5.2	Proposta de alteração	18
<b>6</b>	<b>MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE</b>	<b>19</b>
6.1	Situação atual	19
6.2	Proposta de alteração	20
<b>7</b>	<b>INDICADOR PARA O TERMINAL DE GNL RELATIVO A CARGA DE NAVIOS</b>	<b>23</b>
7.1	Situação atual	23
7.2	Proposta de alteração	23
<b>8</b>	<b>INDICADORES RELATIVOS A NOMEAÇÕES NO TERMINAL DE GNL E NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO</b>	<b>25</b>
8.1	Situação atual	25
8.2	Proposta de alteração	25
<b>9</b>	<b>MODELO DE RELATÓRIO RELATIVO AOS PROCEDIMENTOS DOS CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR NO SETOR DO GÁS NATURAL</b>	<b>27</b>
9.1	Situação atual	27
9.2	Proposta de alteração	27
<b>10</b>	<b>MEIOS DE ATENDIMENTO</b>	<b>28</b>
10.1	Situação atual	28
10.2	Proposta de alteração	29
10.3	Atendimento presencial	31
10.3.1	Situação atual	31
10.3.2	Proposta de alteração	34
10.4	Atendimento telefónico	37

10.4.1 Situação atual.....	38
10.4.2 Proposta de alteração .....	41
<b>11 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES .....</b>	<b>43</b>
11.1 Situação atual .....	43
11.2 Proposta de alteração .....	47
<b>12 INTERAÇÃO ENTRE COMERCIALIZADORES E OPERADORES DAS REDES .....</b>	<b>51</b>
12.1 Situação atual .....	51
12.2 Proposta de alteração .....	52
<b>13 FORNECIMENTO DE ENERGIA ÀS INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO.....</b>	<b>55</b>
13.1 Serviços de ligação às redes.....	55
13.1.1 Situação atual.....	55
13.1.2 Proposta de alteração .....	56
13.2 Ativação de fornecimento .....	57
13.2.1 Situação atual.....	57
13.2.2 Proposta de alteração .....	60
13.3 Desativação do fornecimento .....	63
13.3.1 Situação atual.....	63
13.3.2 Proposta de alteração .....	63
<b>14 ASSISTÊNCIA TÉCNICA A AVARIAS.....</b>	<b>67</b>
14.1 Situação atual .....	67
14.2 Proposta de alteração .....	69
<b>15 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE .....</b>	<b>73</b>
15.1 Situação atual .....	73
15.2 Proposta de alteração .....	75
<b>16 VISITA COMBINADA .....</b>	<b>79</b>
16.1 Situação atual .....	79
16.2 Proposta de alteração .....	82
<b>17 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR .....</b>	<b>85</b>
17.1 Situação atual .....	85
17.2 Proposta de alteração .....	86
<b>18 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS.....</b>	<b>89</b>
18.1 Situação atual .....	89
18.2 Proposta de alteração .....	92
<b>19 AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS .....</b>	<b>95</b>
19.1 Situação atual .....	95
19.2 Proposta de alteração .....	96
<b>20 RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO.....</b>	<b>99</b>

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

20.1 Situação atual .....	99
20.2 Proposta de alteração .....	101
<b>21 OUTROS TEMAS .....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>107</b>



## **1 INTRODUÇÃO**

A regulação da qualidade de serviço tem vindo a sofrer ao longo dos anos um conjunto de adaptações resultantes não só da experiência de aplicação mas também da evolução do mercado, nomeadamente com o crescente aumento de clientes no mercado liberalizado, tanto no setor elétrico como no setor do gás natural.

Atualmente, à semelhança das restantes matérias regulamentares, estão em vigor dois regulamentos, um para cada um dos setores regulados. A evolução de mercado tem tornado mais frequente a existência de ofertas duais, ou seja, ofertas que contemplam a eletricidade e o gás natural. Este tipo de ofertas veio demonstrar que para serviços semelhantes os direitos e obrigações atribuídos aos clientes pelos RQS nem sempre se encontram alinhados entre os dois setores. Para além de nem sempre existir justificação para a diferença, torna-se claro que uma harmonização facilita a dinâmica de mercado e uma comunicação mais simples com os clientes.

Assim, esta proposta de RQS funde as disposições regulamentares da eletricidade e do gás natural. A experiência que se obterá com esta fusão poderá servir de base para eventuais fusões noutras temáticas.

Para além da fusão referida, há a assinalar as seguintes alterações principais:

- Obrigações mais concretas em matéria de clientes com necessidades especiais
- Especificação mais clara e precisa das obrigações de reporte no âmbito da qualidade de serviço comercial
- Alteração de obrigações em diversos serviços prestados nas instalações dos clientes
- Revogação do incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT
- Criação do conceito de ilhas de qualidade de serviço
- Alteração de prazos no caso de eventos de grande impacto
- Alteração nos indicadores de qualidade de serviço aplicáveis ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo de gás natural
- Adaptação das disposições relativas aos relatórios de qualidade de serviço

Cada proposta é apresentada, contextualizada e justificada neste documento.

Em documento separado apresenta-se a proposta de articulado do novo regulamento. Dada a magnitude das alterações resultantes da fusão, não é possível utilizar o modo de revisão. Em alternativa, apresenta-se uma tabela comparativa entre a proposta apresentada e os RQS vigentes.

Finalmente, apresenta-se também a proposta de articulado do novo Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), comum aos dois setores. Importa referir que o Procedimento n.º 9 do MPQS

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

do setor elétrico esteve recentemente em consulta pública, pelo que a proposta agora apresentada inclui as alterações decorrentes da referida consulta.

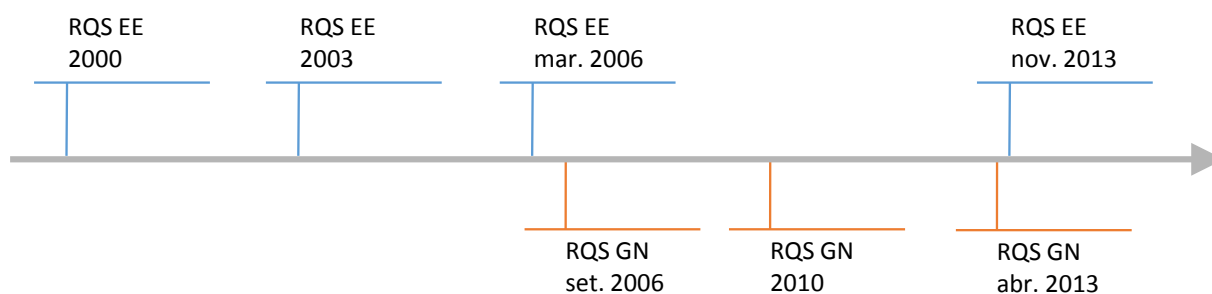
Os objetivos e procedimentos da presente consulta pública podem ser consultados no documento de enquadramento disponibilizado pela ERSE para o efeito.



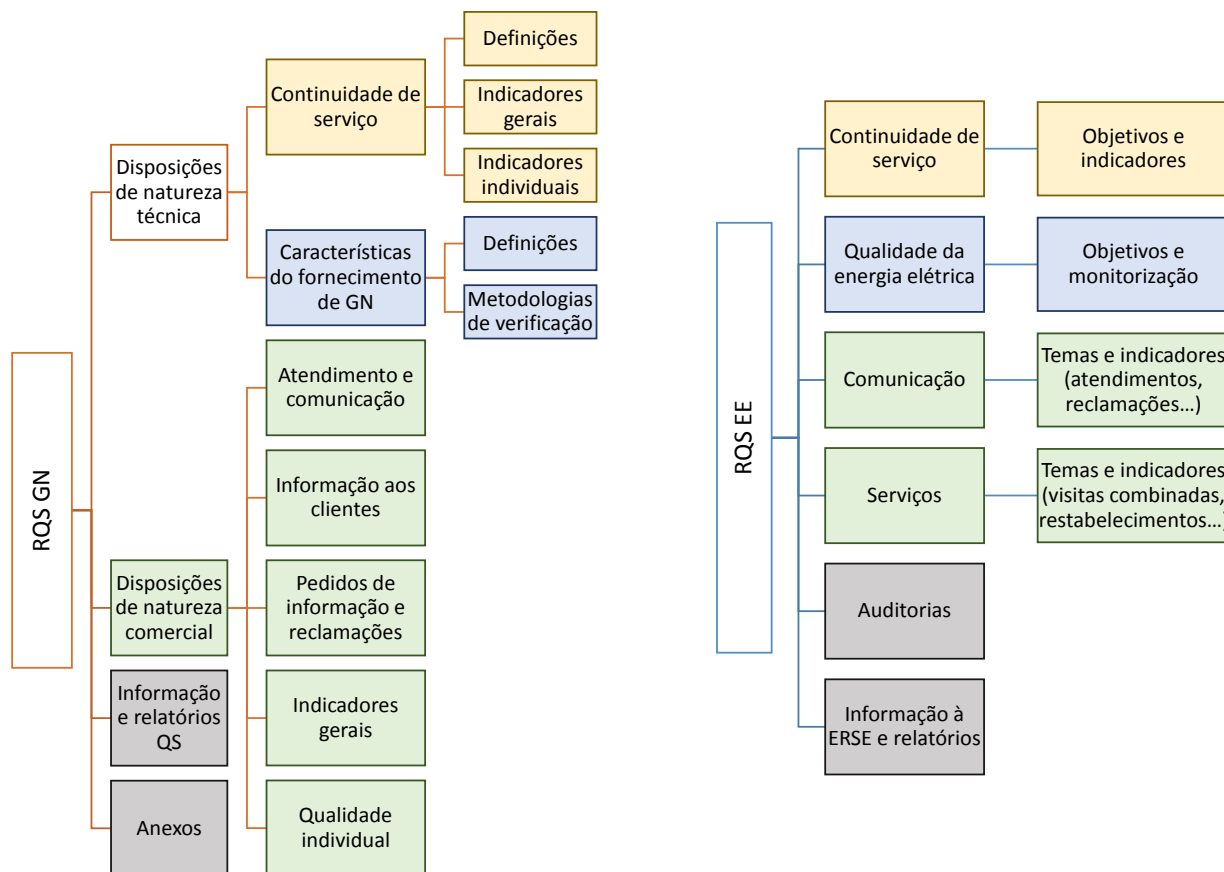
## 2 REGULAMENTO CONJUNTO PARA OS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

### 2.1 SITUAÇÃO ATUAL

Atualmente estão em vigor dois regulamentos da qualidade de serviço (RQS), um para o setor da energia elétrica (EE) e um para o setor do gás natural (GN). Até 2012 a competência para a aprovação e publicação do RQS EE era da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Por sua vez, o RQS GN foi sempre aprovado e publicado pela ERSE. A figura seguinte ilustra a evolução temporal dos RQS e suas revisões.



Ambos os RQS abordam matérias de qualidade de serviço técnica e de qualidade de serviço comercial. No entanto, as estruturas regulamentares de cada um são diferentes, como se pode ver, abreviadamente, na figura seguinte.



Esta situação surge pelo facto de as versões atuais dos RQS terem sido elaboradas em momentos diferentes. O regulamento mais recente (RQS EE) beneficiou das melhorias identificadas após publicação do RQS GN.

### EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO

Existem diversos temas na qualidade de serviço comercial, por exemplo o atendimento presencial ou a resposta a reclamações, que são comuns a ambos os setores e cujo desempenho pode ser considerado independente da natureza do setor a que se aplicam. A existência de dois documentos regulamentares (um por cada setor) origina situações em que as correções e melhorias que possam ser identificadas numa revisão do RQS de um setor, e que poderiam ser também aplicadas ao outro setor, só são aplicadas após a revisão regulamentar seguinte do RQS desse setor. O resultado é a existência, em alguns temas, de regras diferentes para situações semelhantes entre setores.

Também os princípios e disposições gerais dos dois RQS, assim como o tratamento das temáticas de resolução de conflitos, situações de exclusão, informação a prestar à ERSE e relatórios da qualidade de serviço têm vários pontos em comum, pelo que as melhorias gradualmente introduzidas nas suas redações sofrem também com este desalinhamento.

Com o desenvolvimento dos mercados de eletricidade e de gás natural e o aparecimento de novas ofertas, surgiram também novas questões, relacionadas com a monitorização de obrigações de âmbito comercial relativas a ofertas duais (eletricidade e gás natural), para as quais os atuais RQS são omissos.

## 2.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Face ao exposto, propõe-se que as matérias de qualidade de serviço dos setores da energia elétrica e do gás natural sejam regulamentadas através de um RQS único, com a seguinte estrutura:

RQS da Energia Elétrica e do Gás Natural	Disposições gerais
	Continuidade de serviço do setor elétrico
	Continuidade de serviço do setor do gás natural
	Terminal de gás natural
	Qualidade da energia elétrica
	Características do gás natural
	Comunicação com os clientes e outros utilizadores das redes e infraestruturas
	Serviços prestados nas instalações dos clientes
	Compensações por incumprimento
	Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários
	Reporte de informação
	Fiscalização da aplicação do regulamento
	Resolução de conflitos
	Disposições finais e transitórias

Esta proposta procura responder aos problemas acima identificados e tem em conta os diplomas habilitantes,<sup>1</sup> os quais não são impeditivos da junção dos atuais RQS num único regulamento, nos termos e para os efeitos do artigo 9.º, n.º 2, alínea a), subalínea iv) e da alínea b), subalínea iv) dos Estatutos da ERSE, os quais determinam a competência da ERSE para a elaboração e aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural.

---

<sup>1</sup> No caso do setor do gás natural, o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro; e, no caso do setor elétrico, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

**Síntese da proposta:**

1. Regular as matérias de qualidade de serviço de energia elétrica e de gás natural através de um regulamento da qualidade de serviço comum aos dois setores.

### 3 EVENTOS EXCECIONAIS

#### 3.1 SITUAÇÃO ATUAL

O conceito de evento excepcional foi criado no setor elétrico com o RQS publicado em final de 2013<sup>2</sup>. Com este novo regulamento, o primeiro do setor elétrico cuja responsabilidade integral é da ERSE, foi mudado o referencial de cálculo dos indicadores de qualidade de serviço para efeitos de comparação com os padrões. Até 2013, o cálculo dos indicadores para comparação com o padrão excluía as situações (normalmente interrupções) que resultassem de casos fortuitos ou de casos de força maior, cabendo aos operadores a classificação como tal.

Com o RQS vigente, os indicadores passaram a considerar o contributo de todos os eventos<sup>3</sup>. A ERSE considerou importante passar a considerar a continuidade de serviço efetivamente sentida pelo cliente e não somente aquela cuja responsabilidade direta recaia sobre o operador de rede. Houve portanto uma mudança de paradigma, deixando o foco de ser o operador de rede, passando a ser o cliente.

No entanto, a ERSE não considerou razoável conduzir a sobreinvestimentos, ou seja, não é economicamente viável dimensionar as infraestruturas elétricas para situações excecionais, sendo disso exemplo os fenómenos meteorológicos extremos com consequências significativamente acima da média<sup>4</sup>. Assim, o cálculo dos indicadores passou a ser dividido em duas componentes: contributo de eventos excecionais, contributo de restantes incidentes ou eventos, sendo que para comparação com o padrão não é considerada a componente que resulta dos eventos excecionais.

A definição de evento excepcional é complexa, facto que resulta precisamente da sua excepcionalidade. O RQS EE vigente definiu evento excepcional como aquele evento que reúna, cumulativamente, as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;
- Provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;

---

<sup>2</sup> Art.º 8.º do RQS EE.

<sup>3</sup> No caso da continuidade de serviço os eventos são interrupções, mas no caso da qualidade de serviço comercial, os eventos são muito variados, desde atendimentos em diferentes meios até tempos de prestação do serviço de assistência técnica.

<sup>4</sup> A regulamentação técnica que determina o dimensionamento de linhas elétricas prevê, por exemplo, uma intensidade máxima do vento a considerar para o projeto. Também no cálculo de outras infraestruturas, por exemplo os esgotos, são utilizados valores históricos mas não é considerada a pior situação, porque tal conduziria a custos muito elevados.

- Não seja razoável, em termos económicos, que os agentes do setor evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos agentes do setor.

Uma vez que a definição resulta de um conjunto de princípios, torna-se necessária uma avaliação casuística, a qual foi atribuída à ERSE. Assim, um evento só é considerado excecional após aprovação pela ERSE<sup>5</sup>.

Importa referir que a opção seguida no RQS aprovado em 2013 opera num plano distinto das responsabilidades extracontratuais entre os operadores de rede ou comercializadores e clientes ou entidades externas. Essa é matéria essencialmente do foro judicial, ou seja, fora das competências da ERSE. À ERSE cabe estabelecer mecanismos que conduzam a um determinado nível de qualidade de serviço.

Este conceito não existe para o setor do gás natural onde se optou por estabelecer uma classificação para as interrupções, sendo os indicadores calculados para os vários tipos de interrupções. De notar que os fatores externos no setor do gás natural têm um peso inferior aos fatores externo no setor elétrico, uma vez que as infraestruturas são maioritariamente subterrâneas, o que diminui a exposição ao fatores meteorológicos.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

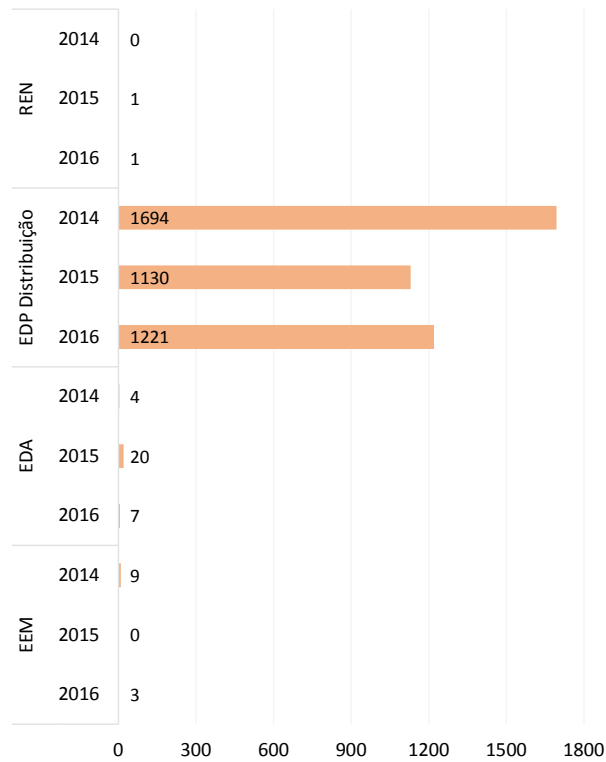
A experiência de aplicação do RQS EE vigente permite conhecer melhor um conjunto de eventos e analisar que tipo de eventos foram aprovados pela ERSE como eventos excecionais. A informação existente permite ainda comparar as diferentes opções seguidas pelos vários operadores de rede. Até à data nenhum comercializador solicitou a classificação de um evento como evento excecional.

Na figura seguinte apresenta-se o número de pedidos de classificação de eventos como eventos excecionais apresentados junto da ERSE por operadores de rede. Verifica-se que o número apresentado pela EDP Distribuição é significativamente superior aos restantes, facto que não pode ser somente explicado pela dimensão da rede.

---

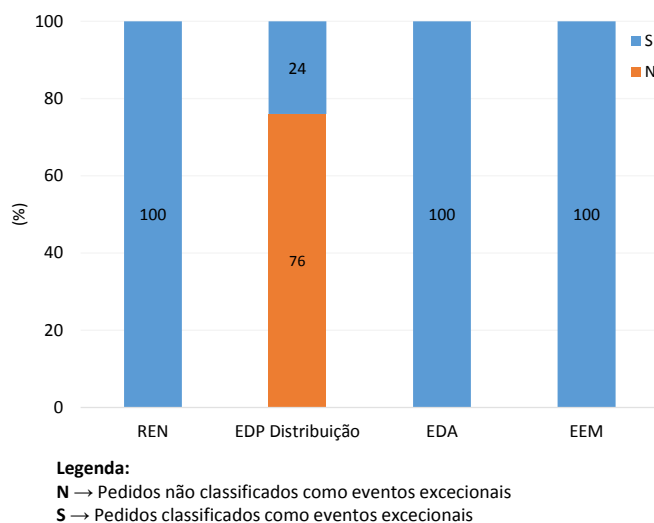
<sup>5</sup> Importa deixar claro que existem eventos que, embora não sejam classificados pela ERSE como excecionais, podem ser considerados caso fortuitos ou de força maior, embora nesse caso devam ser considerados nos indicadores para comparações com os respetivos padrões.

Figura 3-1 – Pedidos de eventos excepcionais, por operador de rede



Na figura seguinte é possível verificar que, com exceção dos pedidos apresentados pela EDP Distribuição, a maioria dos pedidos de eventos excepcionais das outras empresas são aprovados. No caso da EDP Distribuição somente cerca de 24% dos pedidos são aprovados.

Figura 3-2 – Eventos excepcionais do ano 2016, por operador de rede



Importa assim analisar com maior detalhe a situação verificada na EDP Distribuição. Na figura seguinte apresenta-se a discriminação dos pedidos apresentados pela EDP Distribuição e dos eventos classificados pela ERSE como excepcionais para cada causa que esteve na sua origem.

Figura 3-3 – Pedidos de eventos excepcionais do ano 2016, por causa, EDP Distribuição



O principal motivo de recusa da ERSE em aceitar os pedidos de classificação como evento excepcional prende-se com o impacte em termos de qualidade de serviço<sup>6</sup> e não com a causa que lhe esteve na origem.

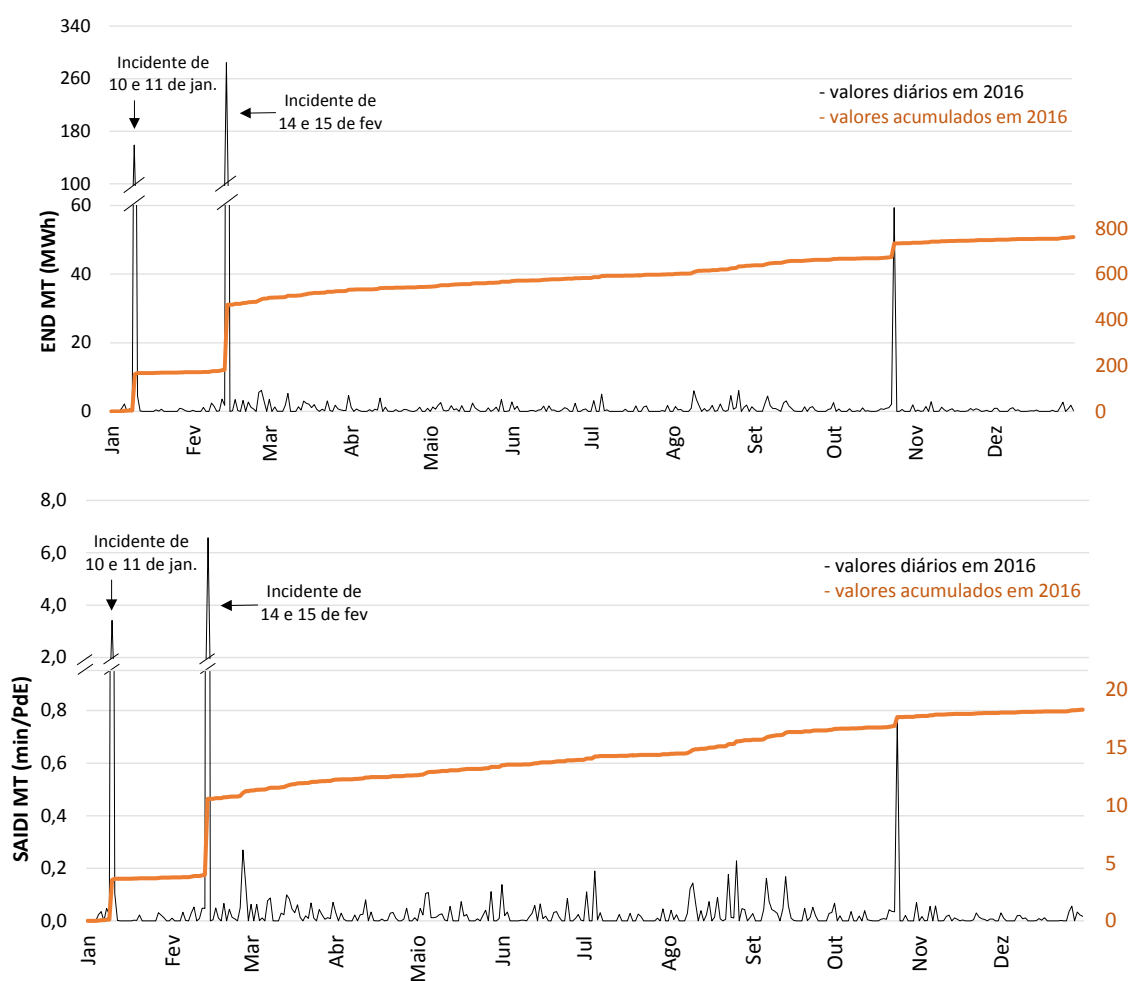
<sup>6</sup> Não cumprindo o requisito que resulta da alínea b) do n.º 1 do art.º 8.º do RQS: "Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada".



A situação verificada com a EDP Distribuição tem vindo a manter-se desde 2014.

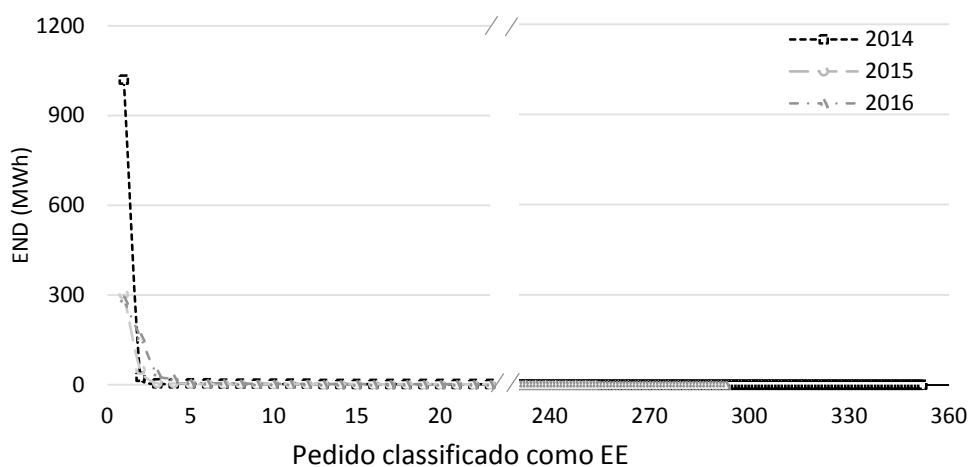
Uma análise mais detalhada aos eventos classificados como excecionais nas redes da EDP Distribuição permite concluir que existe um número muito reduzido do conjunto total que contribuem muito significativamente para o número e duração das interrupções. Esta conclusão é ainda ampliada se se analisar a energia não fornecida. As figuras seguintes representam esta análise no ano de 2016. São bem visíveis as duas tempestades de vento ocorridas de 10 a 11 de janeiro e de 14 a 15 de fevereiro desse ano

**Figura 3-4 – Contributo dos eventos excecionais para indicadores de continuidade de serviço, 2016, EDP Distribuição**



A maioria dos eventos classificados como eventos excecionais tem, individualmente, uma energia não distribuída baixa, conforme se observa nas figuras seguintes.

**Figura 3-5 – Relação entre energia não distribuída e número de eventos excepcionais, EDP Distribuição**



### 3.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A experiência de aplicação demonstra que a EDP Distribuição tem apresentado um elevado número de pedidos de classificação de eventos como eventos excepcionais, sendo que cerca de 80% não é aceite pela ERSE. Entre os aceites pela ERSE, a série de dados estatísticos permite já efetuar uma avaliação de frequência de ocorrência, verificando-se que têm sido classificados eventos cuja frequência de ocorrência não pode ser considerada baixa quando comparada com alguns eventos que têm ocorrido não mais de 10 vezes por ano. Uma vez que já se dispõe de uma série com alguma informação, e não havendo razão para que os fenómenos em causa se alterem, a frequência de ocorrência tem relação estreita com a probabilidade de ocorrência. Conforme já referido, os eventos excepcionais com mais baixa probabilidade de ocorrência são, na maioria das situações, aqueles com maior contributo para os indicadores de qualidade de serviço.

Assim, considera-se desejável que, partindo da informação entretanto recolhida, que não sejam classificados como eventos excepcionais os eventos cuja probabilidade de ocorrência não é baixa. No caso da EDP Distribuição, empresa com maior número de eventos considerados excepcionais, esta alteração conduziria a um aumento do tempo de interrupção (SAIDI MT) para comparação com o padrão de cerca de 7% em 2015. Em síntese, uma atuação da EDP Distribuição mais em linha com o verificado com os restantes operadores de redes não altera a qualidade de serviço apercebida, tornando somente mais exigente o cumprimento dos padrões, funcionando assim como incentivo à melhoria.

A análise ao RQS EE vigente levou a concluir não serem necessárias alterações, mas somente uma aplicação distinta da regulamentação em vigor, agora possível por já ser conhecida informação histórica que permite uma melhor aplicação dos conceitos regulamentares.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

Considera-se importante que os operadores mantenham os registos atualmente efetuados de casos fortuitos e de casos de força maior.

**Síntese da proposta:**

2. Manter a regulamentação vigente, adaptando a sua aplicação tendo por base a informação histórica conhecida e a experiência de aplicação dos últimos anos.



## 4 ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO

### 4.1 SITUAÇÃO ATUAL

Desde a publicação do primeiro RQS para o sector elétrico que foram estabelecidas zonas de qualidade de serviço, ou seja, regiões geográficas em que a qualidade de serviço a prestar aos clientes tem um nível de exigência distinto. Atualmente os diferentes níveis de qualidade só se aplicam à continuidade de serviço, contrariamente ao que sucedia no passado em que a qualidade de serviço comercial (em especial quando era necessária deslocação do operador de rede à instalação de consumo) também tinha níveis distintos por zona de qualidade.

A existência de zonas é justificada pelos seguintes motivos:

- Apesar da uniformidade tarifária, os custos de distribuir energia em diferentes zonas do país são bem distintos. Essencialmente dependem do tipo de rede (aérea, subterrânea, grau de redundância e automatismos instalados) e da densidade de consumo (economias de escala). É assim aceitável que, sem prejudicar o princípio da uniformidade tarifária, o serviço prestado não seja igual em todo o lado, ou seja, não esteja sujeito aos mesmos padrões de qualidade.
- Nem todas as atividades necessitam da mesma qualidade de serviço (em termos de continuidade). Assim, faz sentido que a qualidade se adapte às necessidades, evitando sobreinvestimentos que resultariam de uma uniformidade ao nível da qualidade de serviço.

No novo RQS do setor elétrico de 2013 a ERSE reconheceu a necessidade de reduzir as assimetrias existentes no país, designadamente melhorando a qualidade das zonas pior servidas. Nesse sentido os padrões para as zonas C, as zonas com níveis menos exigentes, foram sujeitos a uma melhoria mais significativa do que os restantes e foi criado um incentivo tarifário para a melhoria da qualidade de serviço prestada aos 5% dos clientes pior servidos.

A classificação das zonas de qualidade de serviço permite que sejam estabelecidos padrões de qualidade distintos. O atual RQS remete a definição das zonas para sub-regulamentação a qual optou por manter as definições existentes desde o primeiro RQS.

Assim, as atuais zonas de qualidade de serviço:

- Dependem de classificação administrativa e do número de clientes por localidade – em Portugal continental e na Região Autónoma dos Açores.
- São definidos em termos georreferenciados (mapa) – na Região Autónoma da Madeira.

A evolução verificada na rede ao longo dos últimos anos torna também aconselhável uma revisão dos parâmetros.

A ERSE encontra-se a acompanhar estudos que estão a ser realizados pelos operadores das redes de distribuição no sentido de reunir informação que permita atualizar a classificação das zonas de qualidade de serviço. Todavia, o estado de desenvolvimento dos estudos não permitirá ainda o estabelecimento de novos parâmetros.

## **4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Tendo em conta o exposto, a ERSE propõe que as zonas de qualidade de serviço continuem a ser fixadas em sub-regulamentação.

A ERSE lançou recentemente a iniciativa Selo de Qualidade e+, no âmbito da campanha *A Qualidade de Serviço Cabe a Todos*. Os trabalhos nesta área permitiram identificar o interesse em permitir que um promotor de um parque industrial ou empresarial (na qualidade de requisitante de ligação à rede) possa optar por uma determinada tipologia de ligação, suportando os respetivos custos, mas tendo como contrapartida uma garantia de qualidade de serviço<sup>7</sup>. Propõe-se assim a criação deste novo conceito de qualidade de serviço em que um requisitante de ligação à rede suporta custos mais elevados tendo como contrapartida a classificação do ponto de entrega com um nível de qualidade superior. Esta opção conduzirá a que possam existir “ilhas” de qualidade superior no meio de zonas de menor qualidade.

### **Síntese da proposta:**

3. Criar novo conceito de zona de qualidade de serviço com custo suportado pelo requisitante.

---

<sup>7</sup> De notar que o atual RQS já prevê esta possibilidade. Todavia, não é concretizado como é que a garantia de qualidade de serviço superior perdura no tempo. No momento da ligação a qualidade assegurada pode ser superior, mas nada obriga o ORD a garantir esse nível no futuro.

## 5 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

### 5.1 SITUAÇÃO ATUAL

O conceito de incidente de grande impacto foi criado com o RQS EE vigente e prevê que, independentemente da origem, a ERSE deva receber um relatório sobre incidentes que tenham como consequência uma energia não fornecida acima de um determinado patamar (que define o grande impacto). Atualmente o valor varia entre 1 MWh e 50 MWh, consoante a dimensão do sistema em causa, conforme se apresenta no quadro seguinte.

**Quadro 5-1 – Limite para classificação como incidente de grande impacto**

<b>Sistema/Região</b>	<b>Limite para ser considerado incidente de grande impacto (MWh)</b>
Portugal continental	50
Ilha da Madeira	10
Ilha de Porto Santo	1
Ilhas de S. Miguel e Terceira	5
Restantes ilhas Açorianas	1

O conceito em causa foi criado para que a ERSE disponha de informação sobre estes incidentes, designadamente sobre as suas causas e os seus impactes nos clientes, não havendo qualquer aprovação por parte da ERSE. A informação recebida, nos termos do Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço, deve ser remetida pela ERSE à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), caso o incidente ocorra em Portugal continental; à Direção Regional de Energia (DREn), caso o incidente ocorra na Região Autónoma dos Açores ou à Direção Regional da Economia e Transportes (DRET), caso o incidente ocorra na Região Autónoma da Madeira, bem como ao Conselho Consultivo da ERSE, à Associação Nacional de Municípios Portugueses e à Autoridade Nacional de Proteção Civil.

Os operadores de rede dispõem de 20 dias, prorrogáveis por decisão da ERSE, para apresentação do relatório, o qual deve conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto nas redes e indicadores de continuidade de serviço.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

A aplicação deste conceito demonstrou que a ERSE necessita de deter informação sobre incidentes de grande impacto antes de decorridos os 20 dias, designadamente para poder responder a questões da comunicação social, clientes, consumidores e responsáveis políticos. Nesse sentido, a alteração proposta introduz a necessidade de envio de um relatório preliminar, contendo a informação disponível à data.

## **5.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

#### **PRAZO E TIPIFICAÇÃO DA INFORMAÇÃO**

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.

Tratando-se de informação útil no curto prazo, pretende-se passar a utilizar meios de comunicação eletrónicos com as entidades envolvidas.

#### **Síntese das propostas:**

4. Introdução do dever de envio de um relatório preliminar no prazo de 2 dias, contendo a informação disponível à data.



## **6 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE**

### **6.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Em 2009, a ERSE alterou a forma de regulação das atividades do Operador da Rede de Transporte de eletricidade (ORT), tendo sido introduzidos diversos mecanismos de incentivo, entre os quais o mecanismo de incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT), que tem como objetivo promover a fiabilidade da RNT, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho desta rede.

O Regulamento Tarifário do setor elétrico prevê a existência deste mecanismo remetendo a definição da forma de cálculo e dos respetivos parâmetros para sub-regulamentação. Neste sentido, a ERSE publicou em 2009<sup>8</sup> o referido mecanismo, do qual constam ainda os valores dos parâmetros a vigorar durante o período regulatório 2009-2011 para a aplicação do mecanismo.

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT incide sobre os “Circuitos de Linha”, que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os “Transformadores de Potência”, que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados. Para os elementos da RNT referidos anteriormente, estabelecem-se as respetivas taxas de disponibilidade média que, ponderadas pela relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a soma da capacidade térmica média dos circuitos de linha com a potência dos transformadores de potência instalados, permitem o cálculo do indicador sobre o qual incide o mecanismo, a taxa combinada de disponibilidade.

Em 2013, com a publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS EE) e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico (MPQS)<sup>9</sup>, o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT passou a estar estabelecido no Procedimento n.º 7 do MPQS.

Este Procedimento previsto no MPQS estabelece que, para efeitos de aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, o operador da RNT encontra-se obrigado a enviar a ERSE, numa base mensal a informação necessária para determinação dos valores da taxa de

---

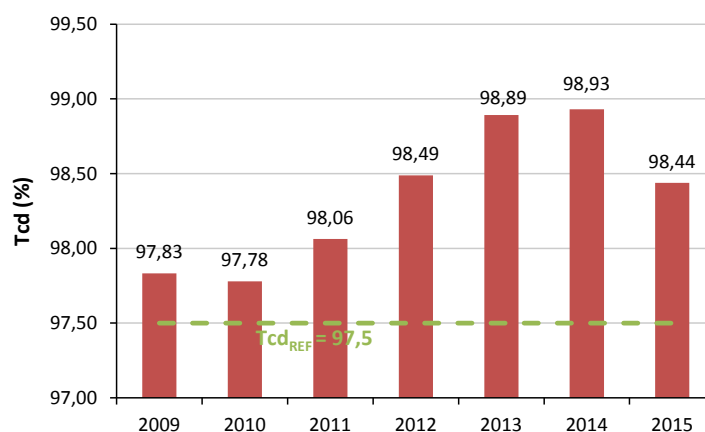
<sup>8</sup> Despacho n.º 18138/2009.

<sup>9</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro.

disponibilidade média dos circuitos de linha, da taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência e da taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT.

Desde a entrada em vigor deste mecanismo de incentivo que se tem verificado um visível aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, o que contribui para a melhoria da qualidade de serviço prestada pelo ORT. Este facto demonstra que a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, durante os dois períodos regulatórios de 2009-2011 e de 2012-2014, contribuiu para melhorar a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT, tendo como consequência a melhoria da qualidade de serviço.

**Figura 6-1** - Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT, de 2009 a 2015



Face ao que tem sido o desempenho do ORT, em dezembro de 2014, para o período regulatório de 2015-2017, a ERSE decidiu tornar nulo o valor máximo da penalidade e do prémio associado, mantendo os restantes parâmetros do incentivo, uma vez que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é já satisfatório, encontrando-se visivelmente superior ao valor da taxa combinada de disponibilidade de referência. Refira-se que o valor de referência da taxa combinada de disponibilidade do Mecanismo correspondente ao valor médio da taxa combinada de disponibilidade verificado entre os anos de 2004 e de 2008.

## 6.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Aproveitando o presente processo de revisão dos RQS propõe-se que o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT de eletricidade seja revogado, uma vez que a ERSE considera que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é já satisfatório.

Apesar de se propor a revogação do referido mecanismo, a ERSE considera importante manter a obrigatoriedade de o operador da RNT enviar à ERSE a informação necessária para determinar os valores

das taxas de disponibilidade médias dos circuitos de linha e dos transformadores de potência e a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT. Nesse sentido, propõe-se a alteração da periodicidade mensal para trimestral do reporte de informação à ERSE respeitante à disponibilidade dos elementos da RNT, permitindo diminuir ao operador da RNT o custo de reporte de informação.

**Síntese das propostas:**

5. Revogar o mecanismo de incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos de RNT.
6. Manter a obrigatoriedade de reporte de informação à ERSE sobre a disponibilidade dos elementos da RNT, passando para uma periodicidade trimestral.



## 7 INDICADOR PARA O TERMINAL DE GNL RELATIVO A CARGA DE NAVIOS

### 7.1 SITUAÇÃO ATUAL

No atual RQS, no ponto 1 do art.º 12º respeitante aos indicadores gerais para o terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, refere que os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da infraestrutura que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais: tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros; tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros; tempo médio efetivo de enchimento de camiões cisterna; e o tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna.

Com a publicação da Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho, que alterou a Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, procedendo ao aditamento do art.º 1º-A veio estabelecer-se que a atividade de arrefecimento e carga de navios metaneiros para o operador do Terminal de GNL passasse a ser monitorizada e supervisionada pela ERSE, como já sucedia para as restantes atividades. Assim, o operador do terminal de GNL passou a reportar a informação à ERSE sobre as cargas de navios, a partir de julho de 2013.

Todavia, o art.º 12º do atual RQS não prevê a obrigação do operador do terminal de GNL reportar à ERSE a informação sobre o tempo médio de carga de navios metaneiros, tendo em conta a atividade de arrefecimento e carga de navios metaneiros para este operador, prevista na Portaria acima referida.

### 7.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Em face do exposto no ponto 5.1. propõe-se que seja incluído no art.º 12º o indicador geral relativo ao tempo médio de carga de navios metaneiros, em horas, correspondendo ao quociente entre o somatório dos tempos efetivos de cargas e o número total de cargas.

Esta alteração origina ainda o aditamento do ponto 2 do número II, referente à Informação de Qualidade Técnica, constante do Anexo II, concretamente a obrigação dos operadores de terminal de GNL enviarem à ERSE, trimestralmente, a listagem das cargas dos navios metaneiros, discriminando não só o tempo efetivo de carga mas também as situações em que houve lugar a pagamento por atrasos na carga.

#### Síntese da proposta:

- |   |
|---|
| <p>7. O operador de terminal de GNL deve reportar à ERSE do indicador geral referente ao tempo médio de carga de navios metaneiros.</p> |
|---|



## **8 INDICADORES RELATIVOS A NOMEAÇÕES NO TERMINAL DE GNL E NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

### **8.1 SITUAÇÃO ATUAL**

No atual RQS, no ponto 1 do art.º 12º e do art.º 13º respeitantes aos indicadores gerais para o terminal de GNL e indicadores gerais para o armazenamento subterrâneo, refere-se que os operadores devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da infraestrutura que operam, devendo para o efeito determinar os indicadores gerais, nomeadamente o cumprimento das nomeações.

No entanto, as atividades do operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e do operador do armazenamento relativas aos processos de injeção de gás natural na rede de transporte no caso do operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e no caso do operador do armazenamento de gestão dos fluxos de gás natural entre esta infraestrutura e a rede de transporte, são determinados pelo RARII, na perspetiva do acesso a terceiros destas infraestruturas.

### **8.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Em face do exposto no ponto 6.1. propõe-se que sejam eliminadas as referências aos indicadores relativos ao cumprimento de nomeações previstos nos artigos 12º e 13º, por se considerar que no âmbito do novo enquadramento regulamentar as nomeações não são endereçadas aos operadores de terminal de GNL e aos operadores de armazenamento subterrâneo, mas sim ao GTG que por sua vez, envia aos operadores das infraestruturas programas de operação com fluxos de gás baseados nas nomeações. Além disso, as nomeações estão associadas a compras de capacidade, de injeção e extração no caso do armazenamento subterrâneo e de regaseificação no caso do terminal de GNL por parte dos agentes de mercado.

#### **Síntese da proposta:**

- |   |
|---|
| <p>8. Propõe-se que sejam eliminados os indicadores referentes ao cumprimento das nomeações. Esta proposta altera o artigo 12.º e elimina o artigo 13.º do RQS.</p> |
|---|





## **9 MODELO DE RELATÓRIO RELATIVO AOS PROCEDIMENTOS DOS CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR NO SETOR DO GÁS NATURAL**

### **9.1 SITUAÇÃO ATUAL**

A Diretiva n.º 15/2014 aprova o modelo de relatório relativo aos procedimentos dos casos fortuitos ou de força maior no gás natural. Atualmente, esta Diretiva não está integrada regulamentarmente.

### **9.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Em face do exposto, propõe-se a sistematização das obrigações nesta matéria através da inserção da Diretiva n.º 15/2014 no MPQS sob a forma de Procedimento n.º 14.

#### **Síntese da proposta:**

9. Inserir a Diretiva n.º 15/2014 no MPQS.

## 10 MEIOS DE ATENDIMENTO

### 10.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os RQS definem os meios de atendimento obrigatórios e as condições gerais a cumprir. Estes meios obrigatórios são os mínimos que devem ser cumpridos, podendo as empresas optar por disponibilizar meios de atendimento adicionais.

#### RQS EE

De acordo com o RQS EE, o ORT, os ORD, os CUR e os comercializadores devem prestar um atendimento completo e eficaz no conjunto dos meios utilizados e para todos os tipos de clientes. Os meios de atendimento obrigatórios são os seguintes:

	Todos os clientes		
ORT			Escrito
ORD	Presencial	Telefónico	Escrito
CUR	Presencial	Telefónico	Escrito
Comercializadores		Telefónico*	Escrito

\* Ou equivalente de resposta imediata.

Os ORD, CUR e comercializadores devem ainda disponibilizar um meio de contacto eletrónico para receção de pedidos de informação e reclamações.

O ORD em média tensão e alta tensão deve adotar modalidades que assegurem um atendimento preferencial e completo aos ORD exclusivamente em baixa tensão.

#### RQS GN

O RQS GN impõe ao ORT, aos ORD, aos CURR e aos comercializadores a adoção de modalidades de atendimento que sejam adequadas às necessidades, dimensionadas segundo as solicitações e que garantam o acesso célere aos seus serviços.

Os meios de atendimento obrigatórios para os ORD e CURR são os seguintes:

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

	Clientes ≤ 10 000 m <sup>3</sup> (n)/ano			Clientes > 10 000 m <sup>3</sup> (n)/ano
ORD	Presencial em centro de atendimento	Telefónico	Escrito, incluindo postal e contacto eletrónico	Os meios que considerem adequados a estes clientes e que assegurem um atendimento completo e eficaz <sup>10</sup>
CURR	Presencial em centro de atendimento	Telefónico	Escrito, incluindo postal e contacto eletrónico	

Os meios de atendimento obrigatórios para os comercializadores são os seguintes:

	Todos os clientes		
Comercializadores	Telefónico*	Contacto postal	Contacto eletrónico para receção de pedidos de informação e reclamações

\* Ou de natureza equivalente que assegure um contacto imediato.

Aos comercializadores é exigido que o conjunto de meios de atendimento escolhidos garanta um atendimento completo e eficaz.<sup>10</sup>

De referir que é permitido aos ORD, CURR e comercializadores assegurarem as modalidades de atendimento previstas, através da partilha dos mesmos meios de atendimento, sem prejuízo da separação contabilística e jurídica de empresas e atividades, incluindo a diferenciação de imagens nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

Não são definidos meios de atendimento obrigatórios para os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito nem para os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural.

## **10.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Propõe-se que as condições gerais relativas aos meios de atendimento obrigatórios sejam harmonizadas para ambos os setores, garantindo que todas as entidades atualmente abrangidas continuem a ter a obrigação de assegurar um atendimento completo, eficaz e adequado às necessidades e solicitações dos interessados. Não se conhecendo razões para os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural estarem isentos de obrigações de resposta às solicitações que lhes são endereçadas, propõe-se que estes operadores sejam incluídos no conjunto das entidades acima referidas, com obrigações semelhantes às dos ORD.

---

<sup>10</sup> Permitindo a celebração de contratos, a realização de pagamentos, a requisição de serviços, a comunicação de avarias, de emergências e de leituras e a apresentação de pedidos de informação e de reclamações.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

A distinção dos meios de atendimento obrigatórios entre clientes de gás natural com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>(n) e restantes clientes, procurava assegurar a estes últimos, tipicamente clientes industriais, um tratamento mais consentâneo com as suas necessidades (as quais podem ser muito variadas, dependendo da natureza da atividade) permitindo aos ORD e CURR adequar especificamente a cada um destes clientes os meios de atendimento mais apropriados, tomando também em consideração o que já era a prática destas entidades. No entanto, sem prejuízo da manutenção destas opções, importa assegurar que estes clientes também têm acesso, se assim o entenderem, aos meios de atendimento obrigatórios disponibilizados aos restantes clientes. Assim, propõe-se deixar de haver a distinção entre tipos de clientes na definição do âmbito dos meios de atendimento obrigatórios.

A atual definição de atendimento presencial, no RQS GN, obriga a que este seja realizado em centro de atendimento, restringindo a possibilidade de utilização de outras formas de aplicação deste meio de atendimento, como, por exemplo, a realização de reuniões com os clientes nas sedes das empresas, que possam ser mais adequadas em determinadas situações. Face ao exposto, propõe-se que o atendimento presencial deixe de estar restringido, em qualquer dos dois setores, a centros de atendimento.

O quadro seguinte resume os meios de atendimento obrigatórios propostos e as entidades às quais se aplicam:

	Todos os clientes		
ORT			Escrito
Operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito			Escrito
Operador de armazenamento subterrâneo de gás natural			Escrito
ORD	Presencial	Telefónico	Escrito
CUR	Presencial	Telefónico	Escrito
CURR	Presencial	Telefónico	Escrito
Comercializadores		Telefónico*	Escrito

\* Ou de natureza equivalente que assegure um contacto imediato.

Propõe-se explicitar que por “Escrito” se entende que a entidade deve proporcionar, no mínimo, um endereço postal e um meio de contacto eletrónico (e.g. endereço de correio eletrónico ou formulário *online*). É importante que quem faz o pedido de informação ou reclamação fique com um registo.

**Síntese das propostas:**

10. Harmonizar entre ambos os setores as condições gerais relativas aos meios de atendimento obrigatórios.

11. Incluir os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural nas entidades às quais se aplicam os meios de atendimento obrigatórios.
12. Deixar de separar a aplicação dos meios de atendimento obrigatórios por tipo de cliente.
13. Retirar ao atendimento presencial a restrição de se realizar em centro de atendimento.
14. Definir os meios de atendimento obrigatórios da seguinte forma: ORD, CUR(R) – presencial, telefónico e escrito; Comercializadores – telefónico (ou equivalente de resposta imediata) e escrito; restantes operadores – escrito.

### **10.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL**

#### **10.3.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os RQS determinam que todas as entidades que disponham de atendimento presencial procedam à avaliação do seu desempenho, realizada através de um indicador geral relativo ao tempo de espera em cada centro de atendimento monitorizado, não estando estabelecido um padrão<sup>11</sup>. O indicador corresponde à proporção entre o número de atendimentos em que a espera demorou até 20 minutos e o total de atendimentos de cada centro. O tempo de espera corresponde ao intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.

#### **INDICADOR E PADRÃO**

A dimensão avaliada corresponde ao tempo de espera até ao atendimento, o que permite uma aferição quantificável do desempenho. Não têm surgido questões quanto ao indicador utilizado, à parte aspetos específicos do cálculo conforme se apresenta em ponto autónomo mais à frente.

A opção de passar a avaliar o desempenho por centro de atendimento (ao invés do desempenho global num conjunto de centros, que se verificou até 2013) aparenta também manter-se como boa opção, tanto em termos de prestação de informação aos interessados, como na sua operacionalização.

Com o alargamento, em 2013, das disposições dos RQS aos comercializadores em regime de mercado, os RQS deixaram de estabelecer padrões para o desempenho no atendimento presencial, por se ter entendido que as empresas são quem tem maior proximidade aos clientes e melhor conhecimento das necessidades e, portanto, devem ser estas a dimensionar e a adaptar os seus serviços a cada momento.

---

<sup>11</sup> Artigos 32.º e 33.º do RQS EE. Artigos 24.º e 34.º do RQS GN.

A divulgação do efetivo desempenho de cada empresa (e de cada centro de atendimento) permitiria aos clientes fazerem escolhas informadas, consoante a importância que atribuam a este tema.

Os resultados que as entidades têm apresentado para os seus centros de atendimento presencial demonstram que a grande maioria tem tido desempenhos satisfatórios, com casos pontuais de menor desempenho em centros de elevado tráfego.

#### **CONJUNTO DE CENTROS DE ATENDIMENTO A AVALIAR QUANTO AO TEMPO DE ESPERA**

As entidades que dispõem de atendimento presencial, quer para clientes de eletricidade quer de gás natural, devem monitorizar o desempenho num conjunto dos seus centros de atendimento, não necessariamente na totalidade de centros de que disponham, possibilitando a mensuração do desempenho sem impor custos de monitorização excessivos. O RQS EE, desde logo dispensa do cálculo do indicador as entidades que registem menos de cinco mil atendimentos presenciais por ano.

Para os dois setores, os centros a monitorizar quanto ao tempo de espera em cada ano (civil) são aqueles que tenham representado pelo menos 40% dos atendimentos presenciais do ano anterior. O RQS GN determina ainda que a seleção é efetuada por ordem decrescente do número de atendimentos, explicitando também que as empresas devem efetuar a contagem do número de atendimentos de todos os seus centros de atendimento presencial<sup>12</sup>.

A experiência tem revelado que há situações em que a seleção dos centros a monitorizar levanta dúvidas às empresas, tendo a ERSE recebido pedidos de esclarecimento de alguns comercializadores. Desde logo, as entidades abrangidas podem ter que esperar pelo fecho do ano civil para saber se devem monitorizar centros de atendimento (caso do setor elétrico) ou para definir quais os centros a avaliar. Assim, como a monitorização se deve iniciar logo a 1 de janeiro, pode não haver tempo suficiente para a entidade proceder à aquisição dos equipamentos de monitorização do tempo de espera. Acrescem ainda situações de redução, criação ou mudança de centros de atendimento ao longo do ano, em que não está estabelecido como devem as entidades atuar.

Outro aspeto pendente de clarificação respeita às entidades que desempenham mais que uma atividade – caso que ocorre nas regiões autónomas (atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso), para o setor elétrico, e, em ambos os setores, nas entidades com menos de 100 mil clientes que desempenham atividades de distribuição e comercialização de último recurso (retalhista).

No caso do setor elétrico, as empresas que não estão obrigadas à separação de atividades podem optar por calcular um indicador conjunto para cada centro de atendimento, desde que comuniquem a proporção

---

<sup>12</sup> Ponto A do Anexo I do RQS GN.

de atendimentos que corresponde a cada atividade. Já o RQS GN refere que as empresas com menos de 100 mil clientes que congreguem as funções de ORD e de CURR podem optar por calcular os valores dos indicadores sem desagregação de atividades, para cada um dos seus centros de atendimento<sup>13</sup>. Todavia os dois RQS são omissos quanto à seleção dos centros a monitorizar nestas situações.

#### **CENTROS DE ATENDIMENTO PARTILHADOS**

A partilha de centros de atendimento para a realização de atendimentos com diferentes âmbitos ou de diferentes entidades é uma circunstância habitual nos setores da eletricidade e do gás natural. Esta partilha corresponde quer a situações de atendimento conjunto de clientes de eletricidade e de gás natural de uma mesma entidade, quer a situações de atendimento de mais do que uma entidade (e.g. ORD e CUR(R)).

Os RQS respondem a esta realidade, adaptando o cálculo do indicador em centros de atendimento partilhados. Assim, é possível determinar apenas um valor conjunto do indicador para um centro partilhado, desde que seja apresentada a proporção de atendimentos de cada entidade nesse centro. Acresce que, tal como referido no ponto anterior, os RQS estabelecem que as empresas que não sejam obrigadas à separação de atividades podem optar por calcular um indicador conjunto quando partilham um centro de atendimento. O RQS EE sujeita essa possibilidade à comunicação da proporção de atendimentos que correspondem a cada atividade, requisito omissos no RQS GN.

#### **CÁLCULO DO INDICADOR**

O indicador corresponde à proporção entre o número de atendimentos em que a espera demorou até 20 minutos e o número total de atendimentos de cada centro e ambos os RQS definem o tempo de espera no atendimento presencial como o intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.

Há, todavia, aspetos que não se encontram harmonizados nos RQS, ainda que, no essencial, o atendimento se processe em moldes semelhantes e, por vezes, no mesmo espaço físico e com os mesmos recursos e colaboradores. Por exemplo, o RQS GN especifica que o momento de chegada corresponde ao instante da atribuição do número de ordem de atendimento e clarifica que devem considerar-se todos os tempos de espera que ocorram, enquanto o RQS EE determina que não são considerados para o número total de atendimentos os não realizados por desistência do cliente.

---

<sup>13</sup> Ponto A do Anexo I do RQS GN.

#### **CLASSIFICAÇÃO DOS ATENDIMENTOS POR SETOR**

A existência de comercializadores que atuam tanto no setor da eletricidade como do gás natural tem colocado algumas questões quanto ao âmbito em que devem ser considerados os atendimentos realizados nos seus centros presenciais (dificuldade que também ocorre em outros temas de qualidade de serviço).

Por exemplo, para efeitos de reporte dos RQS, não é claro se o atendimento de um cliente dual que trate apenas de um assunto sobre eletricidade deve ser contabilizado no reporte do RQS EE e do RQS GN ou apenas no reporte do RQS EE. Situação que também gera ambiguidade é a de um consumidor de eletricidade que quer realizar um contrato de gás natural. Estas questões colocam-se em paralelo com uma outra, de mais alto nível, que é a de saber se é necessário proceder em todas as circunstâncias à separação entre setores. Efetivamente, a pessoa que se desloca a um centro de atendimento não tem sequer que ser cliente (efetivo ou potencial) da entidade e o tema do atendimento pode também extravasar o âmbito dos setores da eletricidade e do gás natural.

### **10.3.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

#### **INDICADOR E PADRÃO**

Os resultados obtidos até ao momento não parecem indiciar que o tema do atendimento presencial careça de alteração do indicador ou da imposição de um padrão de desempenho. Os centros monitorizados têm vindo a apresentar desempenhos satisfatórios, pelo que se propõe manter a situação atual.

#### **CONJUNTO DE CENTROS DE ATENDIMENTO A AVALIAR QUANTO AO TEMPO DE ESPERA**

Tendo em conta o mencionado anteriormente, entende-se ser necessário clarificar os aspetos que contribuem para a definição dos centros de atendimento a monitorizar quanto ao tempo de espera.

Em primeiro lugar, propõe-se manter a disposição de monitorizar parte dos centros e não a sua totalidade. Tal permite responder quer à necessidade de avaliar o desempenho deste meio de atendimento, quer ao equilíbrio entre essas necessidades e os recursos das entidades abrangidas.

Depois, esta avaliação de um subconjunto dos centros de atendimento presencial de cada entidade não deve ser entendida como uma dispensa da contabilização do número de atendimentos em cada centro, até porque é esta informação que permite, por exemplo, determinar a representatividade dos centros monitorizados ou a monitorizar. A proposta explicita, por isso, que devem ser contabilizados os atendimentos em todos os centros de atendimento disponibilizados por cada uma das entidades, à semelhança do que já acontece no RQS GN.



*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL*

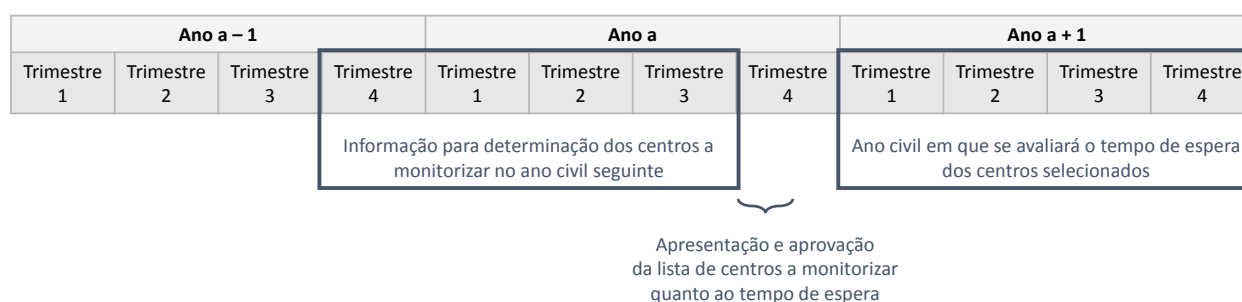
---

Em relação às entidades que não estão sujeitas à separação de atividades e que prestam atendimento presencial no âmbito dessas atividades, propõe-se clarificar que para a seleção do conjunto dos centros a monitorizar é suficiente utilizar o número total de atendimentos por centro no âmbito dessas atividades. Deste modo, obvia-se a que se obrigue à monitorização de um centro pouco representativo apenas por ter maior proporção de atendimentos de uma dada atividade.

Quanto aos critérios de seleção dos centros, e com vista a garantir um quadro previsível, propõe-se estabelecer um conjunto de regras a que deve obedecer, por defeito, a lista de centros de atendimento presencial a monitorizar quanto ao tempo de espera em cada ano civil:

- Cada entidade envia à ERSE a lista de todos os seus centros, por ordem decrescente do número de atendimentos que ocorreram entre o início do quarto trimestre do ano ( $a - 1$ ) e o fim do terceiro trimestre do ano ( $a$ ). A lista dos centros e os respetivos números de atendimentos presenciais realizados deve ser enviada à ERSE até à data limite para envio da informação do terceiro trimestre (15 de novembro) do ano ( $a$ ). Esta janela temporal deverá permitir às entidades terem informação antes de se iniciar o novo ano civil e procederem às necessárias adaptações.
- O conjunto de centros de atendimento presencial onde o tempo de espera será monitorizado no ano ( $a + 1$ ) corresponde, por defeito, aos centros, ordenados decrescentemente, que perfaçam, pelo menos, 40% do número total de atendimentos presenciais da entidade.
- A entidade pode propor à ERSE um conjunto de centros diferente, fundamentando essa proposta. A ERSE pronuncia-se quanto à aprovação desta opção até 20 dias úteis após o pedido. Na ausência de pronúncia no prazo indicado, considera-se aceite o pedido apresentado.

A figura seguinte esquematiza esta proposta para a determinação da lista, por defeito, dos centros de atendimento presencial a monitorizar quanto ao tempo de espera.



Ainda assim, e de modo a permitir uma atempada adequação a eventuais alterações da atividade de atendimento presencial das entidades ao longo do ano, propõe-se que as entidades possam apresentar à ERSE, a qualquer momento, alterações ao conjunto de centros em que se monitoriza o tempo de espera, salvaguardando-se que o pedido obedeça a requisitos e prazos equivalentes aos anteriores, isto é:

- A entidade deve enviar à ERSE a atualização da informação sobre todos os seus centros de atendimento para os quatro trimestres imediatamente anteriores.

- A entidade deve apresentar o conjunto de centros que se propõe monitorizar e indicar a data em que propõe que as alterações tenham efeito, bem como as razões que justificam o pedido.
- A ERSE pronuncia-se quanto à aprovação até 20 dias úteis após o pedido. Na ausência de pronúncia no prazo indicado, considera-se aceite o pedido apresentado.

#### **EXCLUSÕES**

Uma vez que a monitorização dos tempos de espera envolve custos e de modo a não criar uma barreira à disponibilização deste meio de atendimento, em especial para novos comercializadores, propõe-se alargar para o setor do gás natural a dispensa de monitorização para as entidades que registem menos de cinco mil atendimentos presenciais por ano, à semelhança do já estabelecido no RQS EE.

Esta exclusão não dispensa as entidades de avaliarem o número de atendimentos em cada um dos centros.

O período de contabilização para confrontação com o limiar proposto deverá ser alterado para o período compreendido entre o quarto trimestre do ano ( $a - 1$ ) e o terceiro trimestre do ano ( $a$ ), conforme proposto no ponto anterior.

#### **CÁLCULO DO INDICADOR; CENTROS DE ATENDIMENTO PARTILHADOS; CLASSIFICAÇÃO DOS ATENDIMENTOS POR SETOR**

Na sequência do referido anteriormente, importa harmonizar os aspetos de cálculo do indicador que são comuns aos setores da eletricidade e do gás natural. Propõe-se:

- Clarificar o conceito de tempo de espera, explicitando que devem ser contabilizados todos os momentos em que o cliente esteve a aguardar atendimento.
- Para efeitos de cálculo do indicador, os atendimentos não realizados por desistência do cliente são descontados ao número total de atendimentos desde que não tenham sido ultrapassados os 20 minutos de espera até à desistência. Esta alteração segue o critério já utilizado para as desistências no atendimento telefónico, por se considerar que, antes de ultrapassados os 20 minutos, um eventual atendimento efetivo da chamada seria considerado como sucesso (e, portanto, no numerador do indicador).

Em relação aos centros de atendimento partilhados propõe-se harmonizar os dois setores, permitindo:

- A apresentação de um valor conjunto do indicador no centro, desde que seja apresentada a proporção da entidade no total de atendimentos do centro.

- A apresentação de um valor conjunto do indicador em centros de atendimento de entidades não obrigadas à separação de atividades, desde que seja apresentada a proporção de cada atividade no total de atendimentos do centro.

Quanto à classificação dos atendimentos por setor, propõe-se que as entidades apresentem informação desagregando entre:

- Atendimentos relacionados apenas com o setor elétrico;
- Atendimentos relacionados apenas com o setor do gás natural;
- Atendimentos relacionados com ambos os setores;
- Outros atendimentos.

Esta classificação permite manter informação setorial, ao mesmo tempo que se adapta ao crescente contexto de comercialização dual. A quarta categoria pretende abarcar todos os restantes atendimentos presenciais não enquadráveis nas categorias anteriores.

**Síntese das propostas:**

15. Manter o indicador, harmonizando e clarificando aspetos de cálculo. Manter a avaliação sem padrão.
16. Clarificar critérios para definição da lista de centros a monitorizar e adequação dos prazos. Criar possibilidade de entidades proporem lista diferente, desde que fundamentada. Clarificação da aplicação a entidades sem obrigação de separação de atividade.
17. Harmonizar e clarificar situações de exclusão.
18. Harmonizar e clarificar situações de partilha de centros de atendimento.
19. Tipificação dos atendimentos (eletricidade, gás natural, dual e outros).

#### **10.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO**

Neste capítulo são abordados os temas de atendimento telefónico de âmbito comercial, atendimento telefónico para comunicação de emergências (no âmbito do setor do gás natural) e avarias (aplicável em ambos os setores), e atendimento telefónico para comunicação de leituras.

Com os RQS publicados em 2013, o desempenho das empresas no atendimento telefónico passou a ser avaliado através de três vertentes distintas: o atendimento comercial, o atendimento para reporte de emergências (apenas no RQS do setor do gás natural) e avarias (em ambos os RQS) e o atendimento para comunicação de leituras.

#### 10.4.1 SITUAÇÃO ATUAL

##### **ATENDIMENTO TELEFÔNICO COMERCIAL**

Nos RQS atuais, o atendimento telefônico comercial consiste no serviço de recepção de chamadas que não inclua a comunicação de emergências, avarias ou leituras. Ambos os RQS definem que o atendimento telefônico comercial não deve ter um custo para o cliente superior ao de uma chamada local.

O atendimento telefônico comercial é avaliado, em ambos os setores, através de um indicador geral relativo ao tempo de espera. O indicador consiste no quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas. Não são consideradas as desistências com tempos de espera inferiores a 60 segundos.

Optando por dar ênfase à comparação de desempenhos entre os comercializadores, para que este aspecto seja tido em conta pelos clientes nas suas escolhas, os RQS em vigor não estabelecem padrões para este indicador.

Em cada ano, as entidades que tenham registado menos de 15 000 clientes e, simultaneamente, menos de 5000 atendimentos telefônicos comerciais no ano anterior não estão obrigadas ao cálculo deste indicador.

##### **ATENDIMENTO TELEFÔNICO PARA COMUNICAÇÃO DE AVARIAS (SETOR ELÉTRICO) E PARA COMUNICAÇÃO DE EMERGÊNCIAS E AVARIAS (SETOR DO GÁS NATURAL)**

Os RQS definem que os ORD devem disponibilizar serviços de atendimento telefônico específicos para comunicação de avarias por parte dos clientes. No setor do gás natural este serviço inclui também a comunicação de emergências. Os CUR(R) ou comercializadores podem assumir esta obrigação, nos termos previstos no RRC.

Este serviço telefônico deve estar permanentemente disponível e não ter custos para os clientes.

A avaliação do desempenho é feita através de um indicador geral, relativo ao tempo de espera, que consiste no quociente entre o número de chamadas (para comunicação de avarias – setor elétrico, ou para comunicação de emergências e avarias – setor do gás natural) com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas desta natureza, não incluindo as desistências antes dos 60 segundos.

O padrão estabelecido para este indicador, para ambos os RQS, impõe que pelo menos 85% do total destas chamadas tenham um tempo de espera até 60 segundos.

#### **ATENDIMENTO TELEFÓNICO PARA COMUNICAÇÃO DE LEITURAS**

Os RQS definem que devem ser assegurados a todos os clientes serviços de atendimento telefónico para comunicação de leituras, sem custos para o cliente. O RQS do setor elétrico estabelece que estes serviços não são obrigatórios para os CUR e comercializadores quando, nos termos do RRC, estes estejam a cargo dos ORD. Por outras palavras, os ORD devem disponibilizar estes serviços a não ser que os CUR ou os comercializadores assumam esta obrigação. O RQS do setor do gás natural não define explicitamente quem tem a obrigação de disponibilizar este serviço, estabelecendo porém, que o indicador que avalia este serviço (recepção de leituras mas de forma automática) se aplica aos ORD e às entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento.

Em ambos os RQS, caso a recepção de leituras seja assegurada por um sistema automático de atendimento, o desempenho da entidade que o disponibiliza é avaliado através de um indicador geral relativo ao sucesso da comunicação de leituras. Este indicador consiste no quociente entre o número de leituras registadas corretamente de forma automática e o número total de chamadas recebidas para comunicação de leituras. De referir que este indicador foi criado, em 2013, principalmente para permitir adquirir um melhor conhecimento relativamente a esta matéria, não tendo, por isso, sido definido um padrão para o desempenho das empresas.

#### **REGIME JURÍDICO DOS CALL CENTRES**

Às empresas com atendimento telefónico centralizado aplica-se ainda o regime jurídico dos *call centres*<sup>14</sup>. Nesse âmbito, as empresas devem assegurar que, após 60 segundos de espera, o cliente pode optar por deixar um contacto e referir a finalidade da chamada. As empresas devem devolver a chamada dentro do prazo de dois dias úteis. Em 2013 foi considerado pertinente inserir nos RQS estas obrigações, tendo em conta que o referido regime impõe às entidades reguladoras setoriais a respetiva verificação do seu cumprimento. Para acompanhamento deste regime jurídico, os RQS atuais definiram que esta obrigação abrangeria apenas os centros de atendimento telefónico que apresentassem pelo menos uma das seguintes características:

- Prestem serviços a empresas do setor elétrico ou do gás natural com um número de clientes igual ou superior a 100 mil.
- Tenham um tráfego anual superior a 60 mil chamadas telefónicas recebidas.

O RQS do setor elétrico define, no atendimento telefónico para comunicação de avarias, que as empresas não são obrigadas a assegurar que, após 60 segundos de espera, o cliente possa optar por deixar um contacto e referir a finalidade da chamada. Esta opção teve em conta a natureza do serviço: habitualmente,

---

<sup>14</sup> Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho.

numa situação de comunicação de avaria, importa que o cliente consiga contactar com o ORD, CUR ou comercializador num curto período de tempo imediatamente a seguir à deteção da avaria, pelo que não se assume ser útil nem relevante para o cliente a opção de poder ser contactado de volta até dois dias úteis depois. O RQS do setor do gás natural não contém esta exceção.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

A separação do atendimento telefónico nas vertentes acima referidas foi realizada de modos diversos pelas empresas. Por exemplo, a EDA optou por disponibilizar um número único de contacto (disponível 24h por dia, uma vez que também recebe comunicações de avarias) realizando a separação nas vertentes referidas, através de opções do menu que é apresentado ao cliente no início do atendimento. Este número único de contacto é gratuito, mesmo para o atendimento de âmbito comercial, levantando questões sobre a diferença de alocação dos custos relativos a estas chamadas.

Verificaram-se desempenhos muito díspares por parte das empresas no atendimento telefónico de âmbito comercial. A maior parte das empresas apresentou desempenhos satisfatórios (entre 80% a 100%) mas houve algumas, com dimensão relevante, que obtiveram valores do indicador que a ERSE considera aquém do desejável. Acresce que a ERSE recebeu um número considerável de reclamações sobre indisponibilidades muito prolongadas dos serviços de atendimento telefónico de determinados comercializadores.

Foi identificado que, com a redação atual dos RQS, as empresas que verifiquem que devem passar a monitorizar os tempos de espera no atendimento telefónico comercial, só o conseguem fazer numa altura (início do ano seguinte) em que já deveriam estar a efetuar essa monitorização, não dispondo assim de tempo suficiente para se adaptarem.

O atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias não tem levantado questões relevantes.

Na aplicação do indicador da receção automática de leituras, registaram-se algumas dificuldades na definição exata dos dados a considerar e nos dados a excluir. Por exemplo, no caso de um cliente que utilize o serviço de receção automática de leituras mas opte por falar com um operador, deve esta comunicação ser considerada para o cálculo do indicador? Regista-se também que este indicador apenas mede o desempenho na comunicação de leituras por telefone, e apenas para os sistemas automáticos, pelo que a informação sobre a comunicação de leituras por outros canais (por exemplo: internet, aplicações de telemóvel, presencial) não é obtida com a aplicação deste indicador.

#### 10.4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Face ao exposto, propõe-se a introdução de um padrão (único para ambos os setores) para o atendimento telefónico de âmbito comercial, de forma a atuar como nível mínimo de desempenho a atingir, mantendo o indicador atualmente em vigor.

Propõe-se que a verificação da obrigação de monitorizar os tempos de espera no atendimento telefónico comercial no ano seguinte (ano  $a+1$ ), seja feita com base na informação dos 1.º, 2.º e 3.º trimestres (do ano  $a$ ) e do 4.º trimestre do ano anterior (ano  $a-1$ ), para proporcionar às empresas tempo suficiente para as alterações necessárias.

No que respeita à comunicação de leituras, propõe-se que seja incluída na lista de informação a enviar trimestralmente à ERSE, toda a informação relativa à comunicação de leituras, nomeadamente os diversos canais através dos quais esta ocorre, e distinguindo, de entre todas as leituras comunicadas, as leituras comunicadas corretamente e as leituras comunicadas automaticamente por telefone. Face ao exposto, propõe-se ainda, e no sentido de simplificar a regulamentação onde for possível, não incluir no novo RQS os indicadores gerais de receção automática de leituras por telefone, uma vez que a informação que estes providenciam será obtida, juntamente com a restante informação relevante para esta matéria, através do envio pelas entidades dos dados acima referidos. Desta forma poderá a ERSE monitorizar a realidade desta atividade de forma mais abrangente.

#### **Síntese das propostas:**

20. Introduzir padrão para o atendimento telefónico de âmbito comercial, único para ambos os setores.
21. Período a considerar para determinar a obrigatoriedade de monitorização do tempo de espera no atendimento telefónico comercial para o ano ( $a+1$ ): 4.º trimestre do ano ( $a-1$ ) e 1.º, 2.º e 3.º trimestres do ano  $a$ .
22. Incluir na lista de informação a enviar trimestralmente à ERSE, toda a informação relativa à comunicação de leituras, nomeadamente os canais utilizados, as leituras corretamente comunicadas, as comunicadas automaticamente e as leituras totais.
23. Não incluir os indicadores gerais de receção automática de leituras por telefone no novo RQS.





## 11 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES

### 11.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os RQS atuais separam e clarificam o que se entende por reclamação e pedido de informação<sup>15</sup>:

- Reclamações: Comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expetativas.
- Pedidos de informação: Comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.

A apresentação de reclamações ou de pedidos de informação deve ser feita preferencialmente junto do comercializador ou CUR(R)<sup>16</sup>.

#### RECLAMAÇÕES

O desempenho na resposta a reclamações<sup>17</sup> dos ORD, quer do setor elétrico quer do gás natural, é avaliado através de um indicador geral que corresponde ao tempo médio de resposta e para o qual não está definido um padrão.

Para os ORD, os CUR(R) e os comercializadores, o desempenho na resposta a reclamações é avaliado através de um indicador individual, relativo ao prazo de resposta, e respetivos padrões:

- 15 dias úteis: Para os ORD e para os CUR(R).
- Prazo estabelecido contratualmente com cada cliente, para os comercializadores.

Sempre que não consigam cumprir os prazos estabelecidos regularmente, as empresas devem enviar ao reclamante uma comunicação intercalar contendo: diligências efetuadas, factos que impediram o cumprimento, prazo expectável de resposta e pessoa para contacto (se possível). No caso do RQS GN, apenas os CURR e os comercializadores estão abrangidos, não sendo mencionados os ORD.

O incumprimento dos prazos de resposta, incluindo o prazo expectável de resposta da comunicação intercalar, confere ao cliente o direito de compensação; o RQS do setor elétrico explicita ainda o incumprimento do conteúdo mínimo como dando direito a compensação. O valor da compensação a pagar

---

<sup>15</sup> Números 2 e 3 do artigo 38.º do RQS GN e números 1 e 2 do artigo 28.º do RQS EE.

<sup>16</sup> Número 4 do artigo 38.º do RQS GN e número 3 do artigo 28.º do RQS EE.

<sup>17</sup> Indicadores e padrões constantes nos artigos 42.º e 47.º do RQS GN e no artigo 41.º do RQS EE.

pelos CUR(R) e ORD é de 20 euros<sup>18</sup>. Para os comercializadores este valor é estabelecido contratualmente com cada cliente.

Os RQS estabelecem ainda os procedimentos a adotar caso as reclamações sejam relativas a faturação ou cobrança, ao equipamento de medição, às características do fornecimento de gás natural ou à qualidade da energia elétrica<sup>19</sup>.

No que se refere aos comercializadores, para os quais os RQS deixaram a possibilidade de estabelecer o prazo de referência de resposta a reclamações e o respetivo montante da compensação, a experiência tem demonstrado que, em regra, os comercializadores estabelecem prazos semelhantes aos dos CUR(R) e ORD (15 dias úteis) e valores nulos ou reduzidos (e.g. 5 €) para o montante das compensações.

Não está estabelecida avaliação de desempenho, nesta matéria, para os operadores das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural e de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito em terminais de GNL.

Os ORT, na sua função de gestores técnicos globais do sistema do setor elétrico e do gás natural, têm ainda, de acordo com o quadro legal vigente<sup>20</sup>, obrigações de reporte relativamente a reclamações que lhes sejam apresentadas.

O mesmo quadro legal<sup>20</sup> estabelece que os comercializadores devem implementar procedimentos adequados para o tratamento de reclamações e pedidos de informação, e que os referidos procedimentos devem observar os requisitos definidos na regulamentação da ERSE. Atualmente já estão definidos requisitos neste âmbito, precisamente nos RQS de ambos os setores, nomeadamente: prazos de resposta, atuação em caso de atraso justificado na resposta, requisitos específicos para o tratamento de reclamações relacionadas com determinados temas e obrigações concretas de pagamento de compensações em caso de incumprimento.

Ainda de acordo com o mesmo quadro legal<sup>20</sup>, os comercializadores devem apresentar à ERSE, anualmente, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos constantes do Regulamento da Qualidade do Serviço. Esta obrigação já é, atualmente, cumprida com a publicação dos relatórios de qualidade de serviço das empresas, cujo conteúdo (definido nos RQS atuais) inclui o reporte de toda a matéria relacionada com a resposta a reclamações.

---

<sup>18</sup> Conforme o número 8 da Diretiva n.º 20/2013 da ERSE, que estabelece os parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico, e o artigo 49.º do RQS GN.

<sup>19</sup> Artigos 29.º a 31.º do RQS GN e artigos 42.º a 44.º do RQS EE.

<sup>20</sup> Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, para o setor do gás natural e Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, para o setor elétrico.

Por fim, o referido quadro legal inclui obrigações de reporte por parte da ERSE de conclusões relativas às reclamações tratadas pelos comercializadores. Esta obrigação já é, atualmente, cumprida com a publicação do relatório anual de qualidade de serviço da ERSE.

#### **PEDIDOS DE INFORMAÇÃO**

O desempenho na resposta a pedidos de informação apresentados por escrito<sup>21</sup> dos ORT, quer do setor elétrico quer do gás natural, é avaliado através de um indicador geral que corresponde ao tempo médio de resposta e para o qual não está definido um padrão.

O desempenho dos ORD, CUR(R) e comercializadores é avaliado através de um indicador geral que consiste no quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito cujo prazo de resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação apresentados por escrito, com os seguintes padrões:

- 90%, para os ORD do setor elétrico, CUR(R) e comercializadores de ambos os setores.
- 98%, para os ORD do setor do gás natural.

Não está estabelecida avaliação de desempenho para os operadores das infraestruturas do gás natural além dos ORT e ORD.

Quanto aos pedidos de informação apresentados por telefone, o regime jurídico dos *call centres*<sup>22</sup> já estabelece obrigações, nomeadamente que os pedidos que não tenham resposta imediata devem ser respondidos num prazo de três dias úteis.

#### **ENTIDADES QUE RECLAMAM OU QUE SOLICITAM INFORMAÇÕES**

Conforme definido em 2013, e tendo por base que deve ser garantida resposta a quem quer que apresente um pedido de informação ou reclamação, as definições atuais não estabelecem restrições quanto à entidade que apresenta o pedido de informação ou reclamação (não é necessário, por exemplo, que se trate de um cliente ou de uma outra entidade do setor) e ambos os regulamentos estabelecem que a resposta é devida independentemente da forma de apresentação.

Este âmbito alargado tem, contudo, levantado dúvidas às empresas, as quais, por vezes, apenas reportam reclamações ou pedidos de informação provenientes de clientes. Ora, o entendimento tem sido que as empresas dos setores regulados devem ser diligentes e transparentes na sua relação com as partes

---

<sup>21</sup> Indicadores e padrões constantes no artigo 41.º do RQS GN e no artigo 39.º do RQS EE.

<sup>22</sup> Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho.

interessadas. No mesmo sentido, a legislação do setor do gás natural considera, desde logo, a apresentação de reclamações pelos utilizadores, incluindo, portanto, além dos consumidores, as demais entidades que utilizam as redes.

No caso particular das reclamações, em que o incumprimento dos prazos dá direito ao pagamento de uma compensação, não é claro se apenas os clientes terão direito à compensação ou se qualquer reclamante a ela terá acesso. Adicionalmente, existe ainda a dificuldade, por parte das entidades reclamadas, de realizarem o pagamento a reclamantes que não sejam clientes, visto não disporem dos dados necessários para a entrega da compensação devida.

#### **SEPARAÇÃO ENTRE RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E OUTROS PEDIDOS**

A classificação de um contacto enquanto reclamação, pedido de informação ou outro nem sempre é fácil. Essa dificuldade levou, aliás, a que em 2013 se passasse para o articulado dos RQS o entendimento da ERSE no âmbito da qualidade de serviço.

Uma alternativa seria a não separação entre reclamações, pedidos de informação e outros, que poderia proporcionar uma redução da carga processual e a simplificação das obrigações. Contudo, desde logo, tanto a legislação comunitária como a legislação nacional dedicam especial atenção às reclamações. Refira-se, como exemplo, que as diretivas de mercado interno da eletricidade e do gás natural listam o tratamento das queixas dos clientes nas medidas de proteção dos consumidores<sup>23</sup>.

Adicionalmente, e dada a importância relativa entre reclamações e pedidos de informação, as reclamações têm sido avaliadas enquanto indicadores individuais, isto é, que merecem um compromisso individual entre cada empresa e o reclamante, por contraponto aos pedidos de informação que têm sido avaliados enquanto indicadores gerais, isto é, que correspondem a um compromisso da entidade com o conjunto das pessoas que solicitam informação.

Em relação às restantes solicitações, a informação reportada pelas empresas quanto aos temas dos pedidos de informação que lhes são colocados indicia que há solicitações classificadas como pedido de informação que poderiam ser entendidas como solicitações de serviço, no âmbito da normal relação comercial (e.g. pedidos de envio de segunda via de fatura).

---

<sup>23</sup> Alínea f) do número 1 do Anexo I da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE e alínea f) do número 1 do Anexo I da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

## **INTERAÇÃO ENTRE COMERCIALIZADORES/CUR(R) E ORD/ORT**

O RQS GN estabelece que, quando as reclamações, colocadas a comercializadores ou a CURR, digam respeito a matérias da responsabilidade dos operadores das infraestruturas, a comunicação entre estas entidades deve ser célere e expedita, através dos meios que estas entidades acordarem entre si no contrato de uso das infraestruturas<sup>24</sup>.

A questão da interação entre operadores de redes e infraestruturas e os comercializadores/CUR(R) no âmbito da resposta a reclamações tem sido por vezes indicada à ERSE como motivo de atraso na resposta a reclamações apresentadas a comercializadores.

## **11.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

### **CONCEITOS DE RECLAMAÇÃO E DE PEDIDO DE INFORMAÇÃO; ENTIDADES ABRANGIDAS; INTERAÇÃO ENTRE COMERCIALIZADORES/CUR(R) E ORD/ORT**

No seguimento do apresentado anteriormente, a classificação das solicitações apresentadas às entidades que desempenham atividades nos setores da eletricidade e do gás natural como reclamação, pedido de informação ou outra solicitação nem sempre é fácil. Em 2013, estabeleceram-se nos RQS os conceitos de reclamação e pedido de informação, no sentido de auxiliar a esta distinção. Ainda que, na prática, surjam por vezes desvios a este entendimento, não se julga oportuna a sua revisão. Propõe-se, alternativamente, manter o acompanhamento desta matéria, articulando com as entidades os ajustamentos que se revelem necessários pontualmente.

Conforme assinalado anteriormente, não estão estabelecidas obrigações nos RQS quanto à receção e tratamento de reclamações pelos operadores das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural e de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito em terminais de GNL. Assim, e à semelhança do proposto para os meios de atendimento, não se conhecendo razões para estes operadores estarem isentos de obrigações, propõe-se que estes operadores tenham obrigações semelhantes às dos ORD.

A proposta considera ainda necessário clarificar que os pedidos de informação ou reclamações para efeitos de monitorização reportam àqueles diretamente dirigidos à entidade, ou seja, se, por exemplo, uma reclamação apresentada junto de um comercializador necessita de esclarecimentos do ORD, o pedido de esclarecimentos colocado junto do ORD não deve ser contabilizado por este como reclamação. Ainda

---

<sup>24</sup> Conforme n.º 5 do artigo 10.º, n.º 2 do artigo 79.º e n.º 2 do artigo 81.º do RRC GN.

assim, este deve ter em conta que deve proceder de forma célere ao seu tratamento, conforme estabelecido com o comercializador no contrato de uso das redes / contrato de uso das infraestruturas<sup>25</sup>.

Em relação a eventuais limitações quanto a quem realiza a reclamação ou coloca o pedido de informação, propõe-se manter que qualquer entidade pode apresentar reclamação ou pedido de informação e que é lhe é devida resposta, independentemente da existência de relação comercial ou contratual com a entidade reclamada/solicitada e do tema da reclamação ou pedido de informação. Questão diversa é a das obrigações em termos de prazos e, em especial, do pagamento de eventuais compensações por incumprimento, conforme ponto mais à frente.

#### **INDICADORES E PADRÕES; COMPENSAÇÕES**

O tratamento de reclamações e de pedidos de informação pode ser considerado como tendo operacionalização idêntica nos dois setores. No mesmo sentido, a crescente preponderância dos clientes duais aconselha também a essa convergência. Assim, propõe-se a harmonização de indicadores e obrigações entre setores.

Em termos de indicadores e padrões propõe-se manter, no essencial, o estabelecido atualmente. Assim, dada a maior importância das reclamações, as obrigações relativas a estas mantêm-se através da definição de tempos de resposta para comercializadores e ORD. A avaliação do desempenho continua a realizar-se, no que respeita aos pedidos de informação, através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.

No caso particular das reclamações considera-se que o pagamento de uma compensação é sempre devido em caso de incumprimento. Atendendo à dificuldade de realizar o pagamento de compensação a reclamantes que não sejam clientes, propõe-se que o montante devido seja aplicado no fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço, já previsto atualmente para o setor elétrico<sup>26</sup>, ou num outro fundo considerado adequado. Desta forma mantêm-se a função de incentivo ao bom desempenho por parte das entidades nesta matéria, subjacente ao conceito de compensação.

Face à experiência verificada com os comercializadores, em que os prazos de referência para resposta são tipicamente os mesmos que os estabelecidos para ORD e CUR(R) parece apropriado estabelecê-lo regulamentarmente. Esta proposta permite, desde logo, uma maior facilidade na comparação do desempenho de comercializadores. Ainda assim, mesmo estando obrigados à monitorização com base neste prazo, os comercializadores poderão estabelecer regimes mais favoráveis aos seus clientes.

---

<sup>25</sup> Conforme Artigo 10.º, n.º 4, alínea c) do regulamento de acesso às redes e às interligações do setor elétrico (RARI EE) e artigo 9.º, n.º 4, alínea b) do regulamento de acesso às redes, às infraestruturas e às interligações do setor do gás natural.

<sup>26</sup> Vide n.º 4 do artigo 57.º do RQS EE.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

Quanto ao montante das compensações, propõe-se manter a situação atual, i.e. 20 euros para ORD e CUR(R). Adicionalmente, propõe-se o estabelecimento de um valor mínimo de compensação para comercializadores, de cinco euros. Ainda que reduzido, o facto de as empresas necessitarem de processar este pagamento pode ser motivador para que evitem incumprir prazos; o reverso disso é que essa compensação pode ser entendida como um preço que o comercializador paga pelo incumprimento.

Assim, para as reclamações, propõe-se:

<b>Entidade</b>	<b>Tipo de obrigação</b>	<b>Indicador e padrão</b>
ORD CUR(R)	Individual	Prazo de resposta até 15 dias úteis Compensação de 20€ definida nas condições contratuais
Comercializadores	Individual	Prazo de resposta até 15 dias úteis Compensação mínima de 5 € definida nas condições contratuais
Operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito Operador de armazenamento subterrâneo Operadores de redes de transporte	Indicador geral	Tempo médio de resposta, sem padrão

Uma abordagem semelhante é proposta para os pedidos de informação, mantendo, no geral, os indicadores e padrões existentes. Neste caso, propõe-se que o padrão para ORD, CUR(R) e comercializadores seja de 90%; apenas haverá uma diminuição do nível mínimo de desempenho requerido aos ORD do setor do gás natural (98%).

Em resumo, para os pedidos de informação, propõe-se:

<b>Entidade</b>	<b>Tipo de obrigação</b>	<b>Indicador e padrão</b>
ORD CUR(R) Comercializadores	Indicador geral	Quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito cujo prazo de resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação $\geq 90\%$
Operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito Operador de armazenamento subterrâneo Operadores de redes de transporte	Indicador geral	Tempo médio de resposta, sem padrão

**OBRIGAÇÕES DE REPORTE DOS ORT NA FUNÇÃO DE GESTORES TÉCNICOS GLOBAIS DO SISTEMA**

Como referido acima, os ORT, na sua função de gestores técnicos globais do sistema do setor elétrico e do gás natural, têm ainda, legalmente, obrigações de reporte relativamente a reclamações que lhes sejam apresentadas, nomeadamente a de apresentar à ERSE, anualmente, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos constantes do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Para incorporar esta obrigação, propõe-se que os operadores de redes de transporte tenham a obrigação de discriminar entre a atividade de transporte e a atividade de gestão técnica global do sistema ao registar a informação prevista no âmbito da resposta a reclamações.

**Síntese das propostas:**

24. Manter definições atuais de reclamação e de pedido de informação.
25. Manter que qualquer entidade pode apresentar reclamação ou pedido de informação, em qualquer dos meios de atendimento disponibilizados.
26. Alargar ao operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e ao operador de armazenamento subterrâneo as obrigações já estabelecidas para os ORT.
27. As reclamações e pedidos de informação são os diretamente dirigidos à entidade, sem prejuízo da interação célere entre agentes.
28. Para as reclamações: manter obrigações individuais para ORD/CUR(R)/comercializadores; estabelecer que o prazo de resposta dos comercializadores é idêntico ou inferior ao das outras entidades, i.e., 15 dias úteis; manter montante atual de compensação para ORD e CUR(R) e estabelecer mínimo de 5 euros para comercializadores. Avaliação de restantes entidades através do tempo médio de resposta.
29. Para os pedidos de informação: manter avaliação através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta para ORD/CUR(R)/comercializadores; harmonização do padrão para 90%. Avaliação de restantes entidades através do tempo médio de resposta.
30. Obrigar ORT a discriminar a informação sobre resposta a reclamações, entre a atividade de transporte e a atividade de gestão técnica global do sistema.



## 12 INTERAÇÃO ENTRE COMERCIALIZADORES E OPERADORES DAS REDES

### 12.1 SITUAÇÃO ATUAL

Está definido, na regulamentação em vigor, que o relacionamento comercial com o cliente é assegurado pelo comercializador ou CUR(R) com quem celebrou um contrato de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural. Excecionam-se as matérias relativas a ligações às redes, avarias e emergências, e leitura dos equipamentos de medição, as quais podem ser tratadas diretamente com o ORD a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

Neste pressuposto, existem serviços que implicam uma atuação do ORD, nomeadamente: ativações de fornecimento, visitas combinadas e restabelecimentos do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, os quais devem ser solicitados pelo cliente junto do seu comercializador. A prestação destes serviços exige assim a coordenação entre os comercializadores ou CUR(R) e os ORD.

#### **PARTILHA DE RESPONSABILIDADES**

A ERSE estabeleceu<sup>27</sup> que os meios de comunicação e os procedimentos para assegurar a coordenação acima referida devem integrar os contratos de uso de redes. Os RQS em vigor definem que os comercializadores e os CUR(R) respondem pelos diversos aspetos da qualidade de serviço junto dos seus clientes, sem prejuízo da responsabilidade dos ORD ou dos operadores das demais infraestruturas com quem estabeleceram contratos de uso das redes ou das infraestruturas e do direito de regresso sobre estes.

O RQS do setor elétrico define ainda que a partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo constar, preferencialmente, do contrato de uso das redes. Também o direito de regresso deve ser efetuado por acordo entre as partes, nos termos do contrato de uso das redes.

O RQS do setor do gás natural, a propósito do serviço de ativação do fornecimento, determina que a comunicação entre os comercializadores ou CURR e os ORD deve ser célere e expedita, através dos meios que estas entidades acordarem no contrato de uso das infraestruturas.

---

<sup>27</sup> Artigo 10.º, n.º 4, alínea c) do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do setor elétrico (RARI EE) e artigo 9.º, n.º 4, alínea b) do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural.

Procurou a ERSE, com estas medidas, garantir a prestação eficaz, do ponto de vista do cliente, destes serviços e garantir que, em caso de incumprimento de indicadores individuais, os clientes não deixassem de receber as compensações devidas.

#### **MONITORIZAÇÃO DO DESEMPENHO**

A monitorização do desempenho destas entidades no que respeita a estes serviços foi também implementada considerando o ponto de vista do cliente. Esta perspetiva implica que a análise dos desempenhos nestes serviços é feita à atuação conjunta dos comercializadores ou CUR(R) e dos ORD. Assim, todos os comercializadores e CUR(R) devem reportar à ERSE, sobre estes serviços, o total de incumprimentos verificados para os seus clientes, independentemente da responsabilidade pelo incumprimento, e todos os ORD devem reportar o total de incumprimentos que registaram na realização destes serviços.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

Os valores reportados pelas entidades dão uma perspetiva do desempenho conjunto, do ponto de vista do cliente mas não permitem aferir o desempenho de cada entidade individualmente. Se houver diferenças substanciais entre os desempenhos dos comercializadores, estas não são identificáveis nem permitem aos clientes uma comparação adequada entre comercializadores.

A partilha de responsabilidades permite atribuir a responsabilidade, em caso de incumprimento, mas depende de acordo entre as partes. Não havendo esse acordo, ou em caso de conflito, pode haver situações em que não é garantido o direito de compensação ao cliente por não se conseguir identificar em tempo útil a responsabilidade pelo incumprimento.

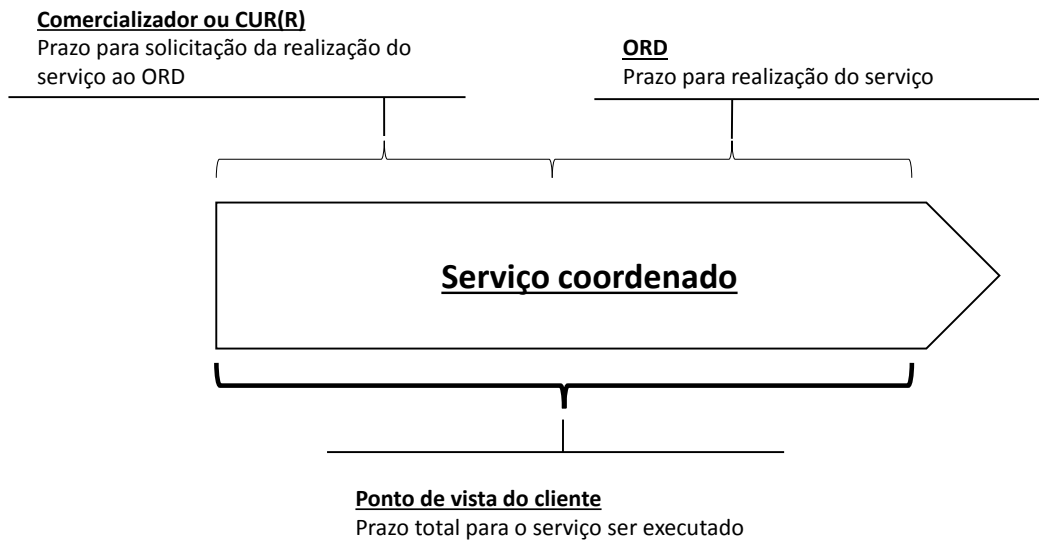
## **12.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

#### **MONITORIZAÇÃO DO DESEMPENHO**

Considerando o acima exposto, propõe-se que passem a aplicar-se indicadores específicos para os ORD e para os comercializadores e CUR(R), que possibilitem aferir o desempenho, em relação aos serviços coordenados acima referidos, de cada uma destas entidades nas ações que lhes dizem respeito. No conjunto, estes indicadores devem permitir a continuação da monitorização do desempenho global em cada setor. A figura seguinte ilustra este conceito.

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL

---



Os ORD, os comercializadores e os CUR(R) devem reportar informação à ERSE que permita aferir o cumprimento destas obrigações.

Os capítulos seguintes, referentes a estes serviços, apresentam as propostas relativas a estas obrigações.

**Síntese das propostas:**

31. Passam a aplicar-se prazos e obrigações específicas para os ORD e para os comercializadores e CUR(R), em relação aos serviços que exigem coordenação entre estas entidades, nas ações que lhes dizem respeito.
32. ORD reportam informação discriminada por comercializador e CUR(R).



### **13 FORNECIMENTO DE ENERGIA ÀS INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO**

Para que uma instalação de utilização possa consumir eletricidade ou gás natural, é necessário que haja uma ligação à rede e que o ORD execute determinadas tarefas que permitem o início do fornecimento. Da mesma forma, para a desativação do fornecimento, é necessário que o ORD realize ações específicas.

Nas situações relacionadas com ligações às redes de distribuição, o relacionamento com o ORD é feito diretamente pelo cliente, exceto quando este já tenha um comercializador ou CUR(R) que o queira representar. Nas ativações de fornecimento, definidas como operações simples realizadas pelos ORD na instalação do cliente com vista ao início do fornecimento, deve ser o comercializador ou CUR(R) a efetuar o relacionamento com o ORD. As situações de desativação do fornecimento não estão, atualmente, enquadradas pelos RQS, potenciando o aparecimento de situações prejudiciais para os clientes, sendo a mais evidente a demora na desativação após denúncia de contrato.

#### **13.1 SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

A ligação à rede permite que uma instalação consumidora ou produtora faça uso da rede de transporte e/ou distribuição para receber a energia que consome ou para escoar a energia produzida.

De acordo com o regulamento de relações comerciais (RRC) do setor elétrico e com o RRC do setor do gás natural, a requisição de uma ligação à rede envolve duas fases principais:

- A fase prévia à construção dos elementos de ligação, que respeita aos deveres de informação dos ORD para com o requisitante, nos termos previstos nos RRC, no âmbito dos serviços de ligação;
- A construção dos elementos de ligação.

Os RRC em vigor não preveem qualquer prazo para a atuação dos ORD nestas fases.

##### **13.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

#### **RQS DO SETOR DO GÁS NATURAL**

O RQS do setor do gás natural não contém disposições relativas a este tema. Na revisão mais recente (2013), considerou-se ser prudente não incluir esta temática no RQS do gás natural, uma vez que a regulamentação sobre as condições comerciais aplicáveis às ligações às redes estava estabelecida no RRC e que a sua aplicação prática tinha sido complexa e alvo de monitorização pela ERSE.

## **RQS DO SETOR ELÉTRICO**

O RQS do setor elétrico refere que os serviços de ligação às redes são os serviços prestados pelos ORD aos requisitantes, nos termos previstos no RRC. A prestação dos ORD relativamente a estes serviços é avaliada, no âmbito do RQS, por um indicador geral que consiste na proporção do número de requisições cuja apresentação das informações relativas aos serviços de ligação foi realizada até 15 dias úteis, face ao total de requisições. O indicador aplica-se a ligações em baixa tensão e exclui as ligações de instalações eventuais.

## **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

Desde 2014, registam-se anualmente cerca de 40 mil requisições de serviços de ligação às redes. O valor global<sup>28</sup> do indicador geral foi de 96% em 2014, 94% em 2015 e 99% em 2016.

### **13.1.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Atendendo a que todos os princípios relativos a esta matéria, quer no setor do gás natural, quer no setor elétrico, se encontram vertidos no RRC, identificam-se vantagens em associar a esses princípios as obrigações de desempenho que a ERSE entenda serem aplicáveis.

Desta forma, propõe-se deixar de avaliar o desempenho dos operadores de rede de distribuição nesta matéria através de um indicador geral no RQS, passando a definir no RRC, logo que oportuno para cada setor, obrigações individuais adequadas a cada fase das requisições de ligação à rede.

No âmbito das referidas obrigações individuais deverá estar subjacente o pagamento de compensações em caso de incumprimento, propondo-se que o pagamento desta compensação seja definido no RQS, a par das restantes compensações no âmbito da qualidade de serviço.

Procura-se assim reduzir a dispersão das obrigações relativas a esta matéria por diversas peças regulamentares, facilitando a sua aplicação e conhecimento.

Esta proposta potencia um maior cumprimento dos direitos individuais dos requerentes de ligações à rede.

## **Síntese das propostas:**

33. Eliminar indicador geral de avaliação do desempenho.

34. Incluir no RRC, logo que oportuno, obrigações individuais específicas desta matéria.

---

<sup>28</sup> O valor apresentado para 2016 não é ainda definitivo.

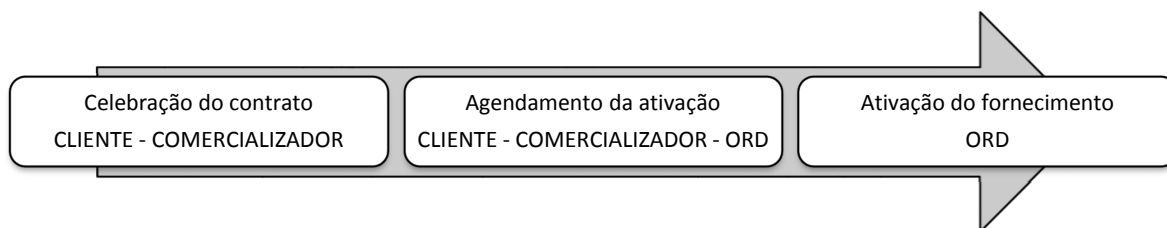
35. Definir no RQS o pagamento de compensações por incumprimentos da regulamentação da ERSE nesta matéria.

## 13.2 ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO

### 13.2.1 SITUAÇÃO ATUAL

#### CONCEITO E ÂMBITO REGULAMENTAR

A celebração de um contrato de fornecimento de eletricidade ou de gás natural que seja relativo a uma instalação que não esteja a ser abastecida implica a intervenção do operador de rede para que se inicie o fornecimento. Quando tal ocorre, dá-se a “ativação de fornecimento”, de acordo com a terminologia dos RQS. Assim, o serviço de ativação do fornecimento, ainda que tecnicamente tenha aspetos distintos entre os setores, do ponto de vista do cliente resume-se à iniciação do fornecimento de energia de uma instalação não abastecida após a celebração de um contrato com um comercializador ou CUR(R).



Em ambos os setores, consideram-se as ativações de fornecimento que envolvam intervenções simples dos ORD; correspondem, por exemplo, no setor elétrico, à instalação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, do contador e do dispositivo de controlo de potência, e, no setor do gás natural, à instalação do contador ou à abertura da válvula de corte.

No setor elétrico, estão abrangidas as instalações em baixa tensão, e, no setor do gás natural, os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>(n), pelo que estão abrangidos os clientes domésticos e algumas pequenas empresas. Em 2015, o número de solicitações de ativação do fornecimento no setor elétrico foi cerca de 5 por cada cem clientes, enquanto no setor do gás natural foi cerca do dobro.

#### AValiação DO DESEMPENHO – INDICADORES E PADRÕES

Os RQS estabelecem indicadores de desempenho relativos ao tempo até à ativação. O RQS do setor do gás natural define um indicador individual para os ORD, devendo estes garantir que a visita combinada para ativação de fornecimento é agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que esta lhes é solicitada pelo comercializador ou CURR. As situações em que a ativação ocorre além dos 3 dias

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL*

---

úteis por solicitação do cliente são consideradas cumprimentos. Em 2015, a proporção de incumprimentos dos ORD, ainda que superior à de anos anteriores, manteve-se diminuta, com cerca de cinco incumprimentos por cada dez mil ativações agendadas. Os agendamentos para data posterior a 3 dias úteis a pedido do cliente rondaram os 20%.

Para o setor gás natural não se encontram estabelecidos prazos ou indicadores para comercializadores ou CURR, ainda que se estipule que a comunicação entre estes e os ORD deve ser célere e expedita, remetendo a sua operacionalização para os contratos de uso das infraestruturas celebrados entre as partes.

O RQS do setor elétrico também estabelece um indicador para os ORD relativo ao tempo entre a solicitação do comercializador ou CUR e a realização da ativação. Trata-se, contudo, de um indicador geral, que corresponde ao quociente entre o número de ativações solicitadas num determinado período com prazo de ativação até 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas no mesmo período. Este indicador está sujeito a um padrão publicado pela ERSE, atualmente de 90%. Em 2015, todos os ORD que apresentaram informação cumpriram o padrão, com exceção da EDP Distribuição, que, contudo, informou que parte das ativações esteve em situação “pendente de cliente”. No mesmo ano, mais de metade das solicitações de ativação foi realizada após 2 dias úteis a pedido expresso do cliente.

O desempenho de comercializadores e CUR é monitorizado no setor elétrico através de dois indicadores gerais, sem padrões, que reportam ao tempo entre a celebração do contrato de fornecimento com o cliente e a realização da ativação:

- Indicador relativo ao prazo de referência: quociente entre o número de ativações solicitadas com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas.
- Indicador relativo ao tempo médio de ativação.

No setor elétrico, as situações em que o cliente expressamente solicite uma data relativa ao prazo de referência para ativação com prazo superior a 2 dias úteis não são consideradas no cálculo do indicador geral relativo ao prazo para ativação. Os desempenhos, uma vez que avaliam o tempo decorrido desde a celebração do contrato até à ativação do fornecimento, são tendencialmente mais dispersos. Em 2015, os comercializadores e CUR apresentaram tempos médios que variaram entre um e 15 dias úteis.

O quadro seguinte resume os indicadores regulamentares.

<b>Setor</b>	<b>Entidade abrangida</b>	<b>Indicador e padrão</b>	<b>Prazo de ativação</b>
Eletricidade (instalações em baixa tensão)	ORD	<i>Geral, com padrão:</i> Quociente entre o número de ativações solicitadas ao ORD num determinado período com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas ao ORD no mesmo período $\geq 90\%$	Tempo entre a solicitação do comercializador ou CUR ao ORD e a realização da ativação
	Comercializadores e CUR	<i>Geral, sem padrão:</i> Quociente entre o número de ativações	Tempo entre a celebração do contrato



*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

<b>Setor</b>	<b>Entidade abrangida</b>	<b>Indicador e padrão</b>	<b>Prazo de ativação</b>
		solicitadas ao comercializador/CUR com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas ao comercializador/CUR	de fornecimento com o cliente e a realização da ativação
		<i>Geral, sem padrão:</i> Tempo médio de ativação	
Gás natural (clientes com consumo anual $\leq 10\ 000\ m^3$ (n))	ORD	<i>Individual, com padrão:</i> Realização da ativação nos 3 dias úteis seguintes à data em que esta é solicitada ao ORD pelo comercializador ou CURR	Tempo entre a solicitação do comercializador ou CURR ao ORD e a realização da ativação

Conforme se retira do mencionado anteriormente, os prazos de referência estabelecidos para a realização de ativações de fornecimento são diferentes nos dois setores: 3 dias úteis para o setor do gás natural e 2 dias úteis para o da eletricidade, para os respetivos conjuntos de instalações/clientes abrangidos.

A diferença entre prazos de referência resulta desde logo do facto de o prazo para o setor do gás natural remeter para um indicador individual no que se refere aos ORD e, portanto, trata-se de um compromisso entre o ORD e o cliente que, em caso de incumprimento do prazo pelo primeiro, motiva o pagamento de uma compensação ao cliente, o que não ocorre no setor elétrico, onde o indicador para os ORD é geral. Aquando da consulta pública realizada em 2006, em que se estabeleceram pela primeira vez as obrigações de qualidade de serviço do setor do gás natural, o tempo referido como sendo habitual para a realização das ativações de fornecimento foi de 2 dias úteis, tendo-se considerado adequado aumentar a margem dos ORD do setor do gás natural face ao setor elétrico. Na mesma altura, a opção pela consideração de um indicador individual resultou da existência de reclamações relativas à ativação do fornecimento assim como à especificidade decorrente da presença de uma entidade inspetora.

Adicionalmente, em 2013, quando se estendeu a monitorização de qualidade de serviço aos comercializadores, foram criados indicadores para também avaliar o desempenho destas entidades, na medida em que é com estes que os clientes estabelecem o relacionamento comercial, iniciado com a celebração do contrato de fornecimento. Com efeito, o tempo de ativação depende tanto da atuação do comercializador como do ORD. O tempo decorrido até à ativação do fornecimento passou assim a ser avaliado sob duas perspetivas: a do comercializador – e, portanto, do cliente – que corresponde ao tempo decorrido desde a celebração do contrato; e a do ORD, que já vigorava, que considera o tempo desde que lhe é solicitada a ativação (pelo comercializador do cliente). A figura seguinte esquematiza estas diferentes perspetivas.



Com o pressuposto de que a comunicação entre os comercializadores e os operadores das redes é efetuada de modo expedito, empregou-se, para os comercializadores e CUR do setor elétrico, o prazo de referência que já vigorava para os ORD<sup>29</sup> desse setor.

### **INSPEÇÃO**

No setor do gás natural há a considerar a especificidade de ser necessária a visita de uma entidade inspetora para garantir a existência de um certificado válido aquando da ativação. Por conveniência, a visita da entidade inspetora é por vezes agendada em simultâneo com a visita do ORD para a ativação.

### **13.2.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

#### **HARMONIZAÇÃO ENTRE OS SETORES DA ELETRICIDADE E DO GÁS NATURAL**

Na sequência do exposto, propõe-se a harmonização do conceito de ativação do fornecimento para os dois setores, incluindo quanto ao âmbito e exclusões.

Tal como atualmente em vigor nos dois setores, o conceito de ativação de fornecimento deve continuar a aplicar-se apenas nos casos de instalações que se encontrem não abastecidas e para as quais foi celebrado um contrato de fornecimento de eletricidade ou de gás natural, e deve continuar a considerar apenas as intervenções do ORD diretamente relacionadas com o início do fornecimento à instalação e que não obriguem a outras operações mais complexas.

---

<sup>29</sup> Em relação à interação entre ORD e comercializador/CUR/CURR ver também secção autónoma sobre o assunto.

#### **ALARGAMENTO A TODOS OS CLIENTES DE DIREITOS NO ÂMBITO DO AGENDAMENTO DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO**

Os âmbitos definidos nos RQS permitem abarcar os clientes domésticos e eventualmente alguns pequenos negócios, não sendo, todavia, avaliado o desempenho para consumidores de maior dimensão. Ora, ainda que estes clientes possam beneficiar de canais preferenciais junto dos seus comercializadores, e, portanto, de acompanhamento e resposta atempada às suas solicitações, tal não é necessariamente garantido. Assim, propõe-se que todas as solicitações de ativação de fornecimento sejam abrangidas pelas obrigações definidas, independentemente do tipo de cliente. A proposta alarga as obrigações das empresas em cerca de 24 mil clientes de eletricidade e cerca de 5 mil clientes de gás natural (valores de dezembro de 2015).

#### **EXCLUSÃO DE AGENDAMENTOS COM “DATA PREFERENCIAL”**

A experiência de aplicação dos RQS tem revelado que há uma parte significativa das solicitações de ativação do fornecimento aos ORD em que é pedida uma data após os prazos de referência (20%, no setor do gás natural, e 50%, no da eletricidade, em 2015). Tal parece apontar no sentido de que os clientes querem ter a opção de designar uma determinada data para a ativação do fornecimento, mas não necessariamente uma que seja a mais próxima possível da data da solicitação.

De forma a manter o foco das obrigações na disponibilidade de agendamento dos ORD, e procurando a simplicidade de aplicação das obrigações, propõe-se que os agendamentos expressamente solicitados pelos clientes para uma data posterior ao prazo definido pela ERSE não sejam incluídos na consideração do cumprimento de prazos.

#### **INDICADORES, PRAZOS DE REFERÊNCIA E PADRÕES**

##### Operadores das redes de distribuição

Atualmente, tanto o desempenho dos ORD do setor elétrico como o dos ORD do setor do gás natural são avaliados no âmbito dos RQS respetivos. Conforme mencionado anteriormente, os prazos de referência estabelecidos para a realização de ativações de fornecimento são diferentes e estão associados ao facto de os respetivos indicadores serem distintos (indicador geral com referência a 2 dias úteis, para a eletricidade, e indicador individual com referência a 3 dias úteis, para o gás natural).

Face ao exposto, propõe-se a definição de um prazo de 3 dias úteis, comum aos dois setores, em que o ORD deve ter disponibilidade de agendar a ativação de fornecimento. Este prazo deve ser cumprido para cada agendamento, constituindo assim uma obrigação individual, cujo incumprimento origina o dever de compensação.

De destacar que a proposta procura incidir sobre a capacidade de agendamento e não sobre a efetiva realização da ativação.

#### Comercializadores e CUR(R)

Já em relação à avaliação do desempenho dos comercializadores e CUR(R), a situação atual, em que há monitorização na eletricidade, mas não no gás natural, evidencia a necessidade de harmonização. Assim, propõe-se o estabelecimento de obrigações para estas entidades, quanto ao tempo que decorre desde a celebração do contrato relativo à instalação sem abastecimento até à comunicação ao respetivo ORD da solicitação de ativação do fornecimento.

Face ao apresentado acima, propõe-se a definição de um prazo de 1 dia útil, comum aos dois setores, para os comercializadores comunicarem aos respetivos ORD as solicitações de agendamento de ativação do fornecimento. Também este prazo deve ser cumprido para cada agendamento, constituindo assim uma obrigação individual, cujo incumprimento origina o dever de compensação.

#### **OUTROS ASPETOS**

A proposta inclui as seguintes clarificações:

- As obrigações para os ORD aplicam-se apenas ao agendamento de:
  - Situações em que a presença do cliente é necessária para a realização da ativação;
  - Ativações de fornecimento que envolvam ações simples por parte do ORD;
- Excluem-se das obrigações para os ORD as situações em que o cliente expressamente solicite uma data para a ativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.

#### **Síntese das propostas:**

36. Clarificar o conceito de “ativação de fornecimento” para os dois setores: celebração de novo contrato de fornecimento, instalação não abastecida, intervenção simples.
37. Alargar as obrigações das empresas de modo a incluir as solicitações de todos os clientes.
38. Definir, para os ORD, prazo de 3 dias úteis para o agendamento da ativação. Incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente.
39. Definir, para os comercializadores e CUR(R), prazo de 1 dia útil para comunicar ao ORD as solicitações. Incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente.

40. Excluir das obrigações para os ORD as situações de solicitação de agendamento que ultrapassem 4 dias úteis.
41. Aplicar obrigações para os ORD apenas para o agendamento de situações em que é necessária a presença do cliente e que envolvam ações simples.

### 13.3 DESATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO

As situações em que os clientes terminam um contrato de fornecimento e pretendem que o abastecimento à instalação de utilização seja encerrado configuram mais um momento em que é necessário coordenar as ações entre operadores de redes, CUR(R) ou comercializadores e clientes, pelo que importa serem enquadradas no âmbito dos serviços prestados nas instalações dos clientes.

#### 13.3.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os RQS em vigor são omissos quanto às ações de desativação do fornecimento.

No setor elétrico e a nível europeu<sup>30</sup>, há cinco países (Estónia, Grécia, Bélgica, França e Letónia) que definiram limites de tempo para a realização das desativações, os quais variam entre 3 e 5 dias úteis. No setor do gás natural há sete países (República Checa, França, Hungria, Itália, Letónia, Bélgica e Lituânia) com tempos limite para a desativação que variam entre 2 e 45 dias úteis, sendo a média de 5 dias úteis.

Detetaram-se situações em que o tempo entre as solicitações de desativação de fornecimento e as respetivas concretizações foram superiores às expectativas dos clientes, tendo estes solicitado a intervenção da ERSE.

#### 13.3.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A proposta a seguir apresentada segue os requisitos definidos para a ativação de fornecimento, dadas as semelhanças entre os temas.

#### **EXCLUSÃO DE AGENDAMENTOS COM “DATA PREFERENCIAL”**

De forma a manter o foco das obrigações na disponibilidade de agendamento dos ORD, e procurando a simplicidade de aplicação das obrigações, propõe-se que os agendamentos expressamente solicitados

---

<sup>30</sup> 6<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply - 2016

pelos clientes para uma data posterior ao prazo definido pela ERSE não sejam incluídos na consideração do cumprimento de prazos.

#### **INDICADORES, PRAZOS DE REFERÊNCIA E PADRÕES**

##### Operadores das redes de distribuição

Propõe-se a definição de um prazo de 3 dias úteis, comum aos dois setores, em que o ORD deve ter disponibilidade de agendar a desativação de fornecimento. Este prazo deve ser cumprido para cada agendamento, constituindo assim uma obrigação individual, cujo incumprimento origina o dever de compensação.

De destacar que a proposta procura incidir sobre a capacidade de agendamento e não sobre a efetiva realização da desativação.

##### Comercializadores e CUR(R)

Propõe-se a definição de um prazo de 1 dia útil, comum aos dois setores, para os comercializadores comunicarem aos respetivos ORD as solicitações de agendamento de desativação do fornecimento. Também este prazo deve ser cumprido para cada agendamento, constituindo assim uma obrigação individual, cujo incumprimento origina o dever de compensação.

#### **OUTROS ASPETOS**

A proposta inclui as seguintes clarificações:

- As obrigações para os ORD aplicam-se apenas ao agendamento de:
  - Situações em que a presença do cliente é necessária para a realização da desativação;
  - Desativações de fornecimento que envolvam ações simples por parte do ORD;
- Excluem-se das obrigações para os ORD as situações em que o cliente expressamente solicite uma data para a desativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.

#### **Síntese das propostas:**

42. Definir, para os ORD, prazo de 3 dias úteis para o agendamento da desativação. Incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente.
--

43. Definir, para os comercializadores e CUR(R), prazo de 1 dia útil para comunicar ao ORD as solicitações. Incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente.
44. Excluir das obrigações para os ORD as situações de solicitação de agendamento que ultrapassem 4 dias úteis.
45. Aplicar obrigações para os ORD apenas para o agendamento de situações em que é necessária a presença do cliente e que envolvam ações simples.





## **14 ASSISTÊNCIA TÉCNICA A AVARIAS**

### **14.1 SITUAÇÃO ATUAL**

#### **INDICADORES E PRAZOS**

O RQS do setor elétrico define assistência técnica como sendo a deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente após uma comunicação de avaria respeitante à rede da sua responsabilidade. A avaliação do desempenho é feita através de um indicador individual que avalia o tempo de chegada do ORD à instalação do cliente. Os prazos a cumprir são: três horas para clientes prioritários e quatro horas para os restantes clientes.

O incumprimento dos prazos pelo ORD confere ao cliente o direito a uma compensação de 20 euros. Caso a avaria se situe na instalação de utilização do cliente, ou na alimentação individual da instalação de utilização, e não seja da responsabilidade do ORD, este tem direito a uma compensação no valor de 10 euros. Esta compensação é suportada pelo CUR ou comercializador, o qual pode optar por não a cobrar ao cliente.

No setor do gás natural o RQS define o tempo de resposta como o período que medeia entre a comunicação da avaria ao operador da rede de distribuição e a chegada deste à instalação do cliente. A avaliação do desempenho é feita através de um indicador geral, que avalia a proporção de assistências técnicas com chegada atempada ao local, face ao total de assistências. O prazo máximo de chegada ao local é de três horas após a comunicação da avaria e o padrão a cumprir determina que pelo menos 90% das assistências têm de ser feitas atempadamente. Não há distinção entre clientes prioritários e restantes clientes.

O RQS GN especifica ainda que, no cálculo deste indicador, não são consideradas as situações em que a atuação do ORD ocorre em prazo superior às três horas a pedido expresso do cliente e que essas situações devem ser consideradas visitas combinadas.

#### **SUSPENSÃO DA CONTAGEM DO TEMPO DE CHEGADA**

Em ambos os setores está definida a aplicação de um período de suspensão da contagem do tempo de chegada ao local em determinadas situações. Este período tem como objetivo desobrigar os ORD de disponibilizarem este serviço num período em que as avarias têm um impacte menor para os clientes e em que os custos da sua prestação são mais elevados.

Desta forma, nas comunicações de avaria que ocorram, em ambos os setores, fora do período das 8h às 24h, a contagem dos prazos inicia-se às 8h00, sendo que no setor elétrico esta disposição se aplica apenas aos clientes em baixa tensão enquanto no setor do gás natural esta se aplica a todos os clientes.

É pertinente mencionar que as diferenças entre setores apresentadas acima estão relacionadas com o facto de se considerar que a resolução de avarias no fornecimento de energia elétrica é, tipicamente, considerada mais premente e crítica do que a resolução de avarias no fornecimento de gás natural. Dito de outra forma, tem sido considerado um maior transtorno imediato para o cliente ver o seu fornecimento de eletricidade interrompido do que ver o seu fornecimento de gás natural interrompido.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

Surgiram situações para as quais os atuais RQS são omissos, nomeadamente:

- O RQS do setor elétrico (ao contrário do RQS GN) não prevê a possibilidade de a assistência técnica ser realizada, a pedido do cliente, fora do prazo previsto.
- Nenhum dos RQS clarifica como considerar a situação de ausência do cliente quando o ORD se desloca para realizar a assistência técnica.
- Alguns clientes exigem a deslocação do ORD à sua instalação mesmo quando já foi identificado que a avaria não se situa na alimentação individual do cliente. Nestas situações, ou noutras semelhantes em que justificadamente a deslocação é desnecessária, não é claro se o ORD pode recusar realizar a deslocação.

Verificou-se também que, apesar de todos os ORD serem diligentes na sua atuação, pode haver situações em que, consoante o momento da comunicação de avaria, os clientes podem ter de esperar, teoricamente, perto de 12h pela assistência técnica (por exemplo, numa comunicação de avaria elétrica às 00h20 o ORD tem até às 12h00 do dia seguinte para chegar ao local). Por outro lado, numa comunicação de avaria feita, por exemplo, às 23h50, o ORD tem obrigação de se deslocar ao local até às 3h50. Esta situação pode ser incómoda para muitos clientes domésticos (dada a hora tardia) para os quais seria preferível que a assistência técnica passasse para as primeiras horas da manhã seguinte.

Os tempos médios de chegada ao local foram, em 2014, de 70 minutos no setor elétrico e de 68 minutos no setor do gás natural. Em 2015, estes valores foram, respetivamente, 66 minutos e 88 minutos, mostrando não haver dificuldades, em geral, no cumprimento dos prazos previstos.

Em 2015 havia, no setor elétrico, 3133 clientes prioritários, a maioria (64%) eram clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependem de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede

elétrica ou clientes que coabitam com pessoas nessa situação<sup>31</sup>. O RQS do setor elétrico não exclui os clientes prioritários em baixa tensão da suspensão da contagem do tempo de chegada ao local.

## **14.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Como referido, as atuais diferenças, neste tema, entre os dois setores deveram-se à consideração de uma maior premência na correção de avarias na alimentação individual de eletricidade. No entanto, esta situação cria um tratamento diferenciado entre consumidores destas duas formas de energia, podendo ser argumentado que funciona como um sinal para os consumidores optarem por utilizar eletricidade em detrimento do gás natural. Adicionalmente, pode também argumentar-se que há situações em que as avarias na alimentação individual de gás natural causam um transtorno ao consumidor tão ou mais elevado do que as avarias de eletricidade.

### **INDICADOR E PRAZOS**

Tendo em conta o exposto, propõe-se a harmonização das obrigações aplicáveis aos ORD de ambos os setores. Concretamente, propõe-se a utilização, em ambos os setores, de obrigações a nível individual relativas ao tempo de chegada dos ORD às instalações de utilização dos clientes. Os prazos limite que se sugerem são de duas horas para instalações de clientes prioritários e de quatro horas para os restantes clientes. Esta proposta tem em conta os atuais desempenhos dos ORD e procura, dentro das capacidades já existentes, melhorar a assistência técnica aos clientes prioritários.

A alteração mais extensa com esta proposta será no âmbito do fornecimento de gás natural, uma vez que passam a ser estabelecidas obrigações a nível individual onde é, atualmente, aplicado um indicador geral. Há assim uma maior exigência de desempenho em cada atuação: de 90% das situações para todas as situações, mas também um alargamento do prazo limite de atuação: de três para quatro horas (exceto para os clientes prioritários).

### **PERÍODO DE SUSPENSÃO DA CONTAGEM DO TEMPO DE CHEGADA AO LOCAL**

Propõe-se, a respeito do período de suspensão da contagem do tempo de chegada ao local o seguinte:

---

<sup>31</sup> De referir que estes clientes prioritários são considerados, simultaneamente, clientes com necessidades especiais. A este propósito sugere-se a leitura do capítulo 17, referente aos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

- Que o período deixe de se aplicar aos clientes prioritários, qualquer que seja o nível de tensão ou o consumo anual de gás natural, uma vez que, por definição, a gravidade da existência de avarias na alimentação individual deste tipo de clientes é superior à dos restantes.
- Que o período se aplique apenas aos clientes domésticos<sup>32</sup> (em ambos os setores), visto que para os restantes clientes é, muitas vezes, crítico para a sua atividade ver as avarias resolvidas mesmo durante o período noturno.
- Que o período passe a ser das 2h às 6h e que se aplique qualquer que seja o momento da comunicação da avaria. Procura-se desta forma adequar este serviço aos momentos mais críticos para os clientes domésticos e reduzir o tempo máximo de espera (teórico) de quase 12 horas para 8 horas.
- Que os clientes aos quais se aplica o período de suspensão sejam informados pelo ORD, quando comunicam a avaria, da hora limite a que o ORD poderá chegar e, caso seja relevante, da existência de um período de suspensão da contagem do tempo de chegada ao local.

O quadro seguinte apresenta uma comparação dos tempos de espera máximos e horas limite de chegada ao local entre a situação atual (para o setor elétrico) e a proposta apresentada (ambos os setores).

Hora de comunicação da avaria	Hora limite de chegada do ORD		Tempo máx. de espera pelo cliente (em horas)	
	Situação atual	Proposta	Situação atual	Proposta
23:00	03:00	07:00	4	8
00:00	04:00	08:00	4	8
01:00	12:00	09:00	11	8
02:00	12:00	10:00	10	8
03:00	12:00	10:00	9	7
04:00	12:00	10:00	8	6
05:00	12:00	10:00	7	5
06:00	12:00	10:00	6	4
07:00	12:00	11:00	5	4
08:00 às 22:00	sem alteração		sem alteração	

Como se pode verificar, na situação atual o ORD está obrigado, na prática, a prestar este serviço entre as 8:00 e as 4:00, passando, com esta proposta, a ficar obrigado, na prática, a prestar este serviço entre as 2:00 e as 6:00.

---

<sup>32</sup> A este propósito ver, no capítulo 20 - Outros temas, a análise à questão da distinção entre clientes por atividade ou por níveis de tensão ou consumo.

**CLARIFICAÇÃO DE OMISSÕES E DÚVIDAS**

Propõe-se ainda a clarificação das situações que suscitaram dúvidas na aplicação prática da regulamentação. Nomeadamente:

- Prever que em ambos os setores a assistência técnica possa ser realizada, a pedido expresso do cliente, fora do prazo previsto, passando a ser considerada uma visita combinada.
- Explicitar que em caso de ausência do cliente – e tendo este sido informado pelo ORD sobre a hora limite a que poderia chegar ao local – o ORD deve tentar entrar em contacto com o cliente e, caso não o consiga fazer, tem o direito de compensação no valor total desta (atualmente 20 euros).
- Prever que o ORD possa recusar realizar a deslocação nas situações em que comprovadamente tal não se justifica, cabendo-lhe o ónus da prova.

**Síntese das propostas:**

46. Aplicar, em ambos os setores, obrigações a nível individual relativas ao tempo de chegada dos ORD às instalações de utilização dos clientes. Prazos limite: duas horas para instalações de clientes prioritários, quatro horas para os restantes clientes.
47. Definir que o período de suspensão da contagem do tempo de chegada ao local se aplica apenas aos clientes domésticos que não sejam clientes prioritários.
48. Definir que o período de suspensão da contagem do tempo de chegada ao local é das 2h às 6h, independentemente do momento da comunicação de avaria.
49. Definir que o ORD deve informar o cliente da hora limite a que poderá chegar e (se for relevante) da existência de um período de suspensão da contagem do tempo de chegada.
50. Prever que o cliente possa solicitar que a assistência técnica seja realizada fora do prazo previsto, passando a ser considerada uma visita combinada.
51. Explicitar que em caso de ausência do cliente – e tendo este sido informado pelo ORD sobre a hora limite a que poderia chegar ao local – o ORD deve tentar entrar em contacto com o cliente e, caso não o consiga fazer, tem o direito de compensação no valor total desta.
52. Prever que o ORD possa recusar a deslocação para a prestação da assistência técnica nas situações em que comprovadamente tal não se justifique, cabendo-lhe o ónus da prova.



## 15 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

### 15.1 SITUAÇÃO ATUAL

A interrupção do fornecimento de eletricidade e de gás natural aos clientes pode ocorrer por uma diversidade de motivos, estabelecidos nos RRC<sup>33</sup>, entre os quais se incluem as situações por facto imputável ao cliente, também elas especificadas<sup>34</sup>.

Após sanada a situação que conduziu à interrupção, e pagos os custos associados, o fornecimento pode ser restabelecido. Na situação particular de interrupção por falta de pagamento, considera-se a situação sanada após boa cobrança dos montantes em dívida. No setor elétrico, em 2015, foram solicitados mais de 323 mil restabelecimentos, valor que no setor do gás natural foi de 44 mil (valores provisórios).

Os RQS em vigor não distinguem entre as situações de interrupções por facto imputável ao cliente em que a interrupção foi solicitada pelo comercializador ou CUR(R) das situações em que a interrupção foi determinada pelo ORD.

Os prazos atualmente estabelecidos referem-se à realização do restabelecimento e não concretamente à chegada ao local por parte do ORD.

Os RQS são atualmente omissos em relação às situações em que o cliente não pretenda que o restabelecimento seja realizado nos prazos previstos.

### HORÁRIOS

O restabelecimento do fornecimento é realizado pelo ORD, que pode ter de se deslocar à instalação, estando este obrigado a disponibilizar este serviço em determinados horários<sup>35</sup>:

- Para o setor elétrico:
  - Dias úteis, das 8h00 às 24h00, para clientes ligados em BT.
  - Todos os dias, das 8h00 às 24h00, para os restantes clientes.
- Para o setor do gás natural:

---

<sup>33</sup> Número 1 do artigo 69.º do RRC do setor elétrico e artigo 56.º do RRC do setor do gás natural: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, facto imputável aos operadores de outras redes (eletricidade), facto imputável ao cliente e acordo com o cliente.

<sup>34</sup> Artigo 75.º do RRC do setor elétrico e artigo 61.º do RRC do setor do gás natural.

<sup>35</sup> Números 3 e 4 do artigo 46.º do RQS GN e números 5 e 6 do artigo 50.º do RQS EE.

- Dias úteis, das 8h00 às 20h00, para todos os clientes.

#### **RESTABELECIMENTO URGENTE**

Os clientes podem solicitar o restabelecimento urgente, sendo devido um preço adicional fixado nos termos dos RRC. Em 2015, os pedidos de restabelecimento urgente representaram 4,6% das solicitações aos ORD de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, no setor elétrico. Já no setor do gás natural essa proporção foi de 16% (valores provisórios).

#### **INDICADORES E PADRÕES**

Tanto no setor elétrico como no setor do gás natural, a avaliação de desempenho quanto ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente é realizada através de um indicador individual<sup>36</sup>, com prazos para a realização que se aplicam aos ORD/comercializadores/CUR(R). Até 2013, estas obrigações eram apenas dos ORD.

Os prazos correspondem a padrões, conforme a tabela seguinte<sup>37</sup>. Nos termos do RQS EE, a contagem de prazos para cálculo do indicador suspende entre as 0h00 e as 8h00. No caso do gás natural, a suspensão decorre das 20h00 às 8h00.

<b>Prazo</b>	<b>Setor elétrico</b>	<b>Setor do gás natural</b>
12 horas	Clientes ligados em BTN	Clientes domésticos
8 horas	Restantes clientes	Clientes não domésticos
4 horas	Restabelecimento urgente	Restabelecimento urgente

No setor elétrico, em 2015, o desempenho global dos ORD correspondeu a uma proporção de 52 incumprimentos por mil restabelecimentos. No setor do gás natural, para o mesmo período, essa proporção foi de 2,6 (valores provisórios).

Em ambos os setores, a experiência de aplicação tem ainda revelado dificuldades por parte de comercializadores/CUR(R) em fornecerem informação para a verificação do cumprimento dos prazos. Por vezes, alguns destes chegam a recorrer a informação do ORD, o que poderá limitar a fiabilidade da avaliação do indicador individual que lhes é aplicável.

---

<sup>36</sup> O RQS EE baliza o âmbito às intervenções de restabelecimento do fornecimento que envolva apenas ações simples por parte do ORD, e.g. religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna.

<sup>37</sup> Número 2 do artigo 46.º do RQS GN e número 4 do artigo 50.º do RQS EE.



## 15.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A proposta considera que em termos de qualidade de serviço prestado aos clientes não há diferenças entre os dois setores, à parte as questões estritamente técnicas da intervenção de restabelecimento do fornecimento. Assim propõe-se harmonizar os horários mínimos para restabelecimento, os prazos e indicadores, conforme se explicita de seguida.

Tendo em conta a discussão acerca das obrigações dos ORD e dos comercializadores/CUR(R) realizada no capítulo 11, propõe-se a definição clara das obrigações de cada um.

A proposta já tem em conta a distinção entre as situações de interrupções por facto imputável ao cliente em que a interrupção foi solicitada pelo comercializador ou CUR(R) e as situações em que a interrupção foi determinada pelo ORD, e clarifica que os prazos estabelecidos se referem à chegada ao local por parte do ORD e não à finalização do ato de restabelecimento de fornecimento, o qual pode ter durações variáveis.

### HORÁRIOS MÍNIMOS DE RESTABELECIMENTO

Propõe-se a clarificação de que os horários estabelecidos no RQS consistem no mínimo a ser disponibilizado pelos ORD, não impedindo a sua atuação fora deste horário, estando naturalmente sujeita às condicionantes próprias de cada ORD, nem impedindo a oferta de horários mais benéficos para o cliente.

Em relação às diferenças entre setores, a harmonização de horários deve ponderar, por um lado, os benefícios dos clientes quanto ao horário disponibilizado e, por outro, os eventuais custos daí decorrentes. Assim, a proposta estabelece o seguinte horário (mínimo) de disponibilização do restabelecimento pelos ORD de ambos os setores:

- Dias úteis, das 8h00 às 24h00, para clientes domésticos.
- Todos os dias, das 8h00 às 24h00, para os clientes não domésticos.

O horário proposto segue o atualmente previsto no setor elétrico, ainda que, por exemplo, a tipificação dos clientes passe a ser feita distinguindo entre clientes domésticos e não domésticos (conforme, aliás, a discussão constante em ponto próprio no capítulo 20). Para o setor do gás natural, a proposta considera o alargamento do horário mínimo diário, bem como o alargamento aos dias não úteis, ainda que para clientes não domésticos.

#### **HARMONIZAÇÃO DE INDICADOR E PRAZOS**

Propõe-se manter as obrigações para os ORD relativas ao cumprimento dos prazos, e respectivas compensações em caso de incumprimento, propondo-se os seguintes períodos para a chegada ao local da instalação do cliente:

- 12 horas, para clientes domésticos.
- 8 horas, para clientes não domésticos.
- 4 horas, caso o cliente solicite expressamente (e pague) o restabelecimento urgente.

A proposta é semelhante à situação atualmente existente para o setor do gás natural. No caso do setor elétrico, propõe-se estabelecer que o padrão de 12 horas se aplica a clientes domésticos (e não aos clientes ligados em BTN), no mesmo sentido de harmonização mencionado anteriormente.

Ainda assim, a proposta considera que a contagem do tempo, no que se refere ao desempenho dos ORD, deve ser explicitada como correspondendo ao momento em que o ORD toma conhecimento, diretamente ou através do comercializador, de que a situação está sanada.

Deste modo, importa também que da parte do comercializador/CUR(R), nas situações que o envolvam, o pedido ao ORD seja realizado o mais celeremente possível. Efetivamente, os prazos regulamentares têm como unidade a hora, situação tanto mais relevante quanto o reduzido prazo estipulado para os pedidos de restabelecimento urgente.

Face ao exposto, propõe-se que, nas situações que os envolvam, os comercializadores tenham 30 minutos para comunicar ao ORD respetivo que a situação que deu origem à interrupção do fornecimento se encontra sanada, para que este possa proceder ao restabelecimento do fornecimento. O incumprimento deste prazo origina o dever de compensação.

Quanto ao período de suspensão da contagem de prazos, propõe-se que a suspensão ocorra no período entre as 2h e as 6h, à semelhança do proposto para as assistências técnicas a avarias na alimentação individual do cliente. Acrescenta-se que a suspensão de prazos deixa de se aplicar no caso de clientes prioritários.

#### **RESTABELECIMENTO FORA DOS PRAZOS A PEDIDO DO CLIENTE**

Propõe-se que o cliente possa solicitar que o restabelecimento do fornecimento seja realizado fora dos prazos previstos, devendo, nessas situações, o restabelecimento do fornecimento passar a ser tratado como visita combinada.

**Síntese das propostas:**

53. Harmonizar setores: horários mínimos para restabelecimento, prazos e indicadores.
54. Definir prazo de 30 minutos para os comercializadores/CUR(R), nas situações que os envolvam, comuniquem aos ORD respetivos que podem proceder ao restabelecimento do fornecimento.
55. Clarificar que o ORD tem os seguintes prazos para chegada ao local: 12h para clientes domésticos, 8 horas para não domésticos, 4 horas nos restabelecimentos urgentes, e que o incumprimento origina dever de compensação.
56. Definir que a suspensão de prazos ocorre entre as 2h e as 6h. Não se aplica para clientes prioritários.
57. Estabelecer que os clientes podem solicitar que o restabelecimento ocorra fora dos prazos previstos, passando a ser considerado uma visita combinada.



## 16 VISITA COMBINADA

### 16.1 SITUAÇÃO ATUAL

#### CONCEITO

As visitas combinadas decorrem das deslocações dos ORD às instalações dos clientes que carecem da presença destes últimos. Ambos os RQS explicitam que as deslocações para realização de leituras dos contadores durante o ciclo normal de leitura (isto é, excetuando as leituras extraordinárias) e as deslocações para assistência técnica a avarias na alimentação individual do cliente<sup>38</sup> não são consideradas como visitas combinadas<sup>39</sup>.

Nas visitas combinadas é necessário que ambas as partes combinem previamente quando estarão presentes na instalação de modo a possibilitar a intervenção. Nos termos dos RQS, tal corresponde ao estabelecimento do intervalo em que se iniciará a visita, isto é, o período em que ORD e cliente se comprometem a estar presentes.

#### INTERVALO PARA INÍCIO DA VISITA COMBINADA

O desempenho na visita combinada é avaliado através do cumprimento do horário acordado com o cliente para o início da visita, sendo independente da boa concretização da intervenção prevista realizar pelo ORD.

Para o setor elétrico, o RQS estabelece que o intervalo para a chegada do ORD ao local tem a duração máxima de 2h30. O RQS do setor do gás natural obriga os ORD a disponibilizarem uma modalidade semelhante para os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), mencionando ainda, como alternativa, o agendamento do início da visita num período de 5 horas, desde que garantindo um pré-aviso telefónico ao cliente com a antecedência de uma hora indicando qual o intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da visita.

Na prática, os ORD não oferecem modalidades alternativas, sendo que há ORD que oferecem intervalos de duração inferior às 2,5 horas da modalidade obrigatória, como é o caso de alguns ORD do setor do gás natural, que combinam horários com 2 horas, ou de alguns ORD exclusivamente em baixa tensão, que combinam intervalos mais curtos sujeitos a pré-aviso.

---

<sup>38</sup> O RQS GN estabelece que se excetuam as assistências técnicas que sejam realizadas após o prazo regulamentar a pedido expresso do cliente.

<sup>39</sup> Artigo 47.º do RQS EE; artigo 45.º e ponto II.I do anexo I do RQS GN.

Ainda que a visita seja realizada pelo ORD, os RQS estabelecem que o agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo CUR(R)/comercializador. Neste aspeto, os RQS são omissos quanto às deslocações dos ORD em que o cliente ainda não tem comercializador, de que são exemplo as situações de ligação à rede de uma nova instalação em que é necessária a presença do cliente na instalação. Sendo o agendamento realizado através do CUR(R)/comercializador, o RQS GN explicita que a comunicação entre estes comercializadores/CURR e o ORD deve ser célere e expedita, conforme o contrato de uso das infraestruturas.

## **INDICADORES**

A avaliação do desempenho relativo à visita combinada é realizada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao cumprimento do intervalo acordado para a visita. Tratando-se de um indicador individual pode haver lugar ao pagamento de uma compensação em caso de incumprimento.

Desde 2014 que o indicador se aplica quer aos ORD quer aos CUR(R) e comercializadores. Esta alteração pretendeu avaliar o desempenho destes últimos como intermediários entre clientes e ORD, imputando-lhes responsabilidades em caso de incumprimento.

Uma vez que a quase totalidade das visitas combinadas tem a intervenção dos CUR(R) e comercializadores, seria de esperar que o número total de agendamentos reportados pelos ORD fosse praticamente igual ao reportado pelos comercializadores/CUR(R). Todavia, os dados revelam um significativo desfasamento devido a lacunas de informação: os ORD do setor elétrico reportaram o agendamento de 989 mil visitas combinadas em 2015, sendo que apenas foram reportados 315 mil pelos comercializadores/CUR(R); no setor do gás natural, os valores (provisórios) para 2015 são 268 mil e 13 mil agendamentos, respetivamente.

Acresce que alguns comercializadores reportaram à ERSE que obtêm a informação relativa às visitas combinadas dos seus clientes junto dos ORD. Ora, isto significa que, por um lado, os comercializadores não procedem ao controlo das solicitações de visitas combinadas dos seus clientes, podendo haver situações de falha na transmissão de informação que não são detetadas. Por outro lado, não é possível rastrear as solicitações que nunca chegaram ao ORD (ainda que o seu número possa ser nulo ou reduzido).

## **COMPENSAÇÕES**

Caso o ORD não tenha chegado à instalação do cliente durante o intervalo combinado, o cliente tem direito a uma compensação, atualmente estabelecida em 20 euros para os dois setores. Os procedimentos regulamentares remetem o pagamento da compensação ao cliente através da faturação do seu comercializador/CUR(R), sem prejuízo do direito de regresso que possam ter sobre o ORD. Significa que

ficam salvaguardadas as situações em que o incumprimento seja devido ao ORD, mas também as devidas ao comercializador/CUR(R)<sup>40</sup>.

Caso o ORD tenha chegado à instalação do cliente durante o intervalo combinado, mas o cliente tenha estado ausente, o ORD tem direito a receber uma compensação por parte do cliente, que lhe é paga (e cobrada ao cliente) pelo comercializador/CUR(R) respetivo. Os RQS estipulam que o comercializador/CUR(R) pode optar por não cobrar esse montante ao cliente. Todavia, esta redação não parece ser a mais adequada para as situações em que o incumprimento da visita combinada se deveu ao próprio comercializador/CUR(R) e, portanto, em que a não cobrança ao cliente não se trata de uma mera opção daquele.

Outro aspeto a assinalar, conforme indicado nos parágrafos acima, é o de que os RQS não salvaguardam as situações em que o cliente ainda não tem comercializador. Recorrendo ao exemplo da ligação à rede de uma nova instalação, não estão estabelecidos procedimentos para pagamentos/cobranças entre cliente e ORD.

Em relação às situações de ausência do cliente, importa referir que, se por um lado, os clientes pretendem ver o ORD chegar pontualmente, por outro, por vezes também entendem que o ORD deve aguardar algum tempo caso o cliente, no momento da chegada, não se encontre na instalação ou não tenha dado pela chegada do ORD. Estas circunstâncias podem levar a alguma conflitualidade, motivo pelo qual os regulamentos estabelecem que o cliente deve ser previamente informado de todos os eventuais encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações.

#### **DESMARCAÇÃO DA VISITA COMBINADA**

Desde 2013 que está consagrada regulamentarmente a possibilidade de desmarcação da visita combinada, quer pelo ORD, quer pelo comercializador/CUR(R), quer pelo cliente, sem que haja direito a compensação. Para tal, é necessário que essa alteração seja comunicada atempadamente, de modo a que as partes se possam adaptar, pelo que se estabeleceu que deve ser feita através de um canal que garanta a tomada de conhecimento imediata da outra parte. No caso do setor elétrico, deve ocorrer até às 17h do dia útil anterior e, no caso do setor do gás natural, até 12 horas antes do início previsto da visita.

Não parece haver motivos para que a antecedência mínima para a desmarcação sem compensação seja diferente nos dois setores, pelo que se propõe a sua harmonização. Tendo em conta que haverá necessidade de reorganização dos percursos das equipas dos ORD, propõe-se a solução já existente para o setor elétrico.

---

<sup>40</sup> Veja-se, por exemplo, o caso de uma visita combinada entre um cliente e o seu comercializador em que este não tenha solicitado a visita ao ORD.

A proposta considera ainda a clarificação dos aspetos relativos à cobrança de compensações aos clientes nas situações de desmarcação realizadas após a antecedência regulamentar, tendo em conta que os ORD e os CUR(R) devem assegurar equidade entre clientes. O ORD deve sempre cobrar a compensação (que, na quase totalidade das situações, é feita ao comercializador/CU(R) do cliente). O comercializador pode optar por não cobrar a compensação ao cliente. Do mesmo modo, o CUR(R) pode optar por não cobrar aos clientes, mas esses custos devem ser imputados ao acionista.

## **16.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

### **HARMONIZAÇÃO E ÂMBITO**

Os aspetos de qualidade de serviço das visitas combinadas são idênticos para os setores da eletricidade e do gás natural, uma vez que são relativos ao agendamento de um horário para a chegada do ORD. Assim, a proposta consiste na harmonização entre setores.

Desde logo, os RQS já utilizam conceitos semelhantes de visita combinada. Ainda assim, afigura-se importante explicitar que só devem ser consideradas como visitas combinadas aquelas em que é necessária a presença do cliente (ou requisitante de uma ligação) na instalação e em que foi acordado um intervalo para o seu início. Propõe-se ainda manter as exclusões atualmente existentes, em que a presença do cliente pode ser necessária: no caso das assistências técnicas a avarias na alimentação individual da instalação do cliente, já há um indicador específico, e, no caso das leituras de ciclo e fora de ciclo, por estarem salvaguardadas em outras disposições regulamentares as situações em que não foi possível concretizá-las<sup>41</sup>.

Conforme identificado anteriormente, os RQS são omissos quanto às deslocações dos ORD em que o cliente ainda não tem comercializador, pelo que se propõe a clarificação de que também estas devem ser consideradas. Efetivamente, estas situações serão a exceção à regra de que o agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo CUR(R)/comercializador.

Acresce que o RQS do setor elétrico não limita o âmbito das obrigações a determinado tipo de clientes ou de instalações; já o do setor do gás natural restringe-o aos clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n). Não sendo conhecidos fatores impeditivos, e por forma a não deixar clientes desprotegidos, propõe-se que se considerem todas as visitas combinadas independentemente da tipologia do cliente ou da instalação.

---

<sup>41</sup> Veja-se os números 6 a 8 do artigo 268.º e artigo 269.º do RRC EE e os números 8 e 9 do artigo 241.º e artigo 242.º do RRC GN.



Em relação às modalidades de agendamento, e à semelhança do já realizado para o setor elétrico em 2013, propõe-se retirar do articulado a modalidade alternativa de agendamento de um intervalo de 5 horas para o qual o cliente é avisado com a antecedência de uma hora do intervalo de 15 minutos em que o ORD chegará à instalação. Além de ser uma modalidade não utilizada na prática, os ORD podem disponibilizar a todo o momento regimes mais favoráveis aos clientes.

#### **RESPONSABILIDADE DO COMERCIALIZADOR**

Conforme mencionado acima, o alargamento do indicador aos comercializadores/CUR(R) pretendeu explicitar as suas responsabilidades na resposta às solicitações de visitas combinadas dos seus clientes. A experiência tem revelado que esta ideia não terá sido interiorizada por estes agentes. A questão é então se a situação atual deverá ser mantida, reforçando-a, ou se deve ser eliminada, procurando alternativas regulamentares que deem resposta a eventuais situações de incumprimento imputáveis aos comercializadores/CUR(R).

Em termos de cumprimento das obrigações, importa realçar que este se refere ao acordado com o cliente. Se, por exemplo, o intervalo combinado tem duração inferior às 2,5 horas, a chegada ao local deve ser contrastada com o horário efetivamente acordado com o cliente. Acresce ainda que este cumprimento é independente do estado de concretização da intervenção prevista. A proposta consiste em melhorar a redação no sentido de reforçar estes aspetos.

#### **COMPENSAÇÕES**

Na sequência do identificado anteriormente, propõe-se clarificar que, nos casos em que haja lugar ao pagamento de uma compensação ao ORD, por ausência do cliente na instalação devido a falha de comunicação do seu comercializador/CUR(R), este último continua obrigado ao pagamento ao ORD, estando impedido de cobrar esse montante ao cliente.

Tal como proposto anteriormente, propõe-se a clarificação dos procedimentos relativos ao pagamento e cobrança de compensações nas visitas combinadas entre ORD e cliente quando o cliente ainda não tem comercializador.

#### **DESMARCAÇÃO DA VISITA COMBINADA**

Propõe-se que qualquer das partes pode efetuar o cancelamento ou o reagendamento da visita combinada, devendo fazê-lo através de um canal de comunicação que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte. O cancelamento ou o reagendamento da visita combinada deve ser realizado até às 17h00 do dia útil anterior. Em caso de incumprimento, a parte incumpridora tem o dever de compensação.

**Síntese das propostas:**

58. Harmonizar conceito: Explicitar que a visita combinada corresponde à deslocação do ORD para a realização de uma intervenção na instalação do cliente e que carece da presença deste último. Manter exclusões atuais (assistências técnicas, leituras de ciclo e leituras fora de ciclo).
59. Clarificar âmbito: Estabelecer que se incluem as situações em que o cliente ainda não tem comercializador. Alargar o âmbito (no setor do gás natural) a todos os clientes.
60. Harmonizar intervalos de agendamento disponibilizados: manter modalidade obrigatória, de intervalo máximo de 2,5 horas; eliminar modalidade opcional, reforçando que podem ser disponibilizadas modalidades mais favoráveis aos clientes.
61. Cumprimento: Explicitar que o cumprimento se refere ao intervalo efetivamente combinado para o início da visita combinada e que é independente da boa concretização da intervenção prevista realizar.
62. Melhorar procedimentos relativos às compensações.
63. Desmarcação: harmonizar procedimentos e clarificar responsabilidades.

## 17 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

### 17.1 SITUAÇÃO ATUAL

A mudança de comercializador consiste no estabelecimento de uma relação contratual com um novo comercializador para o fornecimento de energia a uma dada instalação. O RQS do setor elétrico estabelece disposições quanto à mudança de comercializador, incluindo indicadores, o que não sucede no setor do gás natural.

#### SETOR ELÉTRICO

As disposições para o setor elétrico surgiram em 2006 e derivaram do facto de o ORD em alta e média tensão em Portugal continental (EDP Distribuição) passar a estar incumbido da função de gestão do processo de mudança de comercializador<sup>42</sup>. Originalmente o desempenho era avaliado através de um indicador geral, sem padrão, aplicável a este ORD, que consistia no tempo médio do procedimento de mudança de comercializador.

Este indicador avaliava, na prática, o desempenho da plataforma de mudança de comercializador, pois correspondia ao tempo entre o registo no sistema do pedido de mudança pelos comercializadores e a data em que a mudança era concretizada. Em 2013, e tendo em conta que o desempenho da plataforma já era, à data, também avaliado no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador, este indicador foi retirado do RQS EE.

Tendo subjacente o alargamento da avaliação em termos de qualidade de serviço comercial aos comercializadores, passou a considerar-se, em alternativa, a monitorização do desempenho do comercializador na mudança dos seus clientes para a sua carteira, de modo a avaliar a real perceção do cliente. O tempo de mudança passou a calcular-se como o tempo entre a celebração do contrato de fornecimento entre o cliente e o comercializador e a data em que a mudança se concretiza.

A avaliação de desempenho considera também as situações em que o cliente solicita uma data preferencial de mudança, em linha com os Procedimentos e Prazos de Mudança de Comercializador em

---

<sup>42</sup> Em 2012, a ERSE atribuiu transitoriamente a gestão do processo de mudança de comercializador ao operador da rede de distribuição em mudança de comercializador no setor da eletricidade, até que o operador logístico de mudança de comercializador entre em funcionamento, nos termos de legislação específica, conforme o RRC do setor elétrico (alínea a) do n.º 2 do artigo 13.º).

vigor. Assim, atualmente existem dois indicadores gerais, sem padrão, relativos ao tempo médio dos processos de mudança de comercializador<sup>43</sup> efetivamente concretizados:

- Tempo médio sem data preferencial: quociente entre a soma dos tempos de mudança nas situações em que não foi estabelecida data preferencial de mudança, num determinado período, e o número total de situações sem data preferencial, no mesmo período.
- Tempo médio com data preferencial: quociente entre a soma dos tempos de mudança nas situações em que foi estabelecida data preferencial de mudança, num determinado período, e o número total de situações com data preferencial, no mesmo período.

Em termos de experiência de aplicação, em 2015, o tempo médio, global, de mudança sem data preferencial foi de 8 dias úteis e com data preferencial foi de 14 dias úteis.

#### **SETOR DO GÁS NATURAL**

O RQS do gás natural não estabelece quaisquer disposições relativas à mudança de comercializador no setor.

À semelhança do que acontece no setor elétrico, o desempenho da plataforma é avaliado no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador, os quais, atualmente, consagram disposições que evitam que os pedidos de mudança fiquem suspensos.

Por outro lado, o RRC do setor consagra, desde abril de 2016, que, quando atuam em representação do cliente, os comercializadores devem tramitar os pedidos que lhe sejam dirigidos junto da entidade responsável por operacionalizar a mudança de comercializador, no prazo máximo de 5 dias úteis. A conjugação destas disposições permite, portanto, salvaguardar o cumprimento de prazos e a celeridade devida aos clientes que pretendem efetuar a mudança de comercializador.

## **17.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Na perspetiva dos clientes, o desempenho na mudança de comercializador é avaliado pelo tempo total desde que a solicitam até que esta efetivamente ocorre. Este desempenho está dependente de duas entidades distintas: o novo comercializador e a entidade responsável pela operacionalização da mudança.

---

<sup>43</sup> Por questões de clarificação com os processos constantes no Procedimentos de Mudança de Comercializador do setor elétrico, o RQS SE explicita que não se devem considerar as ativações de fornecimento.

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO  
GÁS NATURAL*

---

Conforme exposto anteriormente, em ambos os setores, o desempenho da entidade que gere os processos de mudança é monitorizado e balizado em termos de prazos, nos procedimentos de mudança de comercializador. Assim, não parece ser necessário proceder à sua monitorização no âmbito do RQS.

Quanto à parcela de tempo da responsabilidade dos comercializadores/CUR(R), isto é, o tempo entre a celebração de contrato e a colocação do pedido de mudança junto da entidade que a operacionaliza, há diferenças entre os setores: conforme descrito, o RRC GN já especifica um prazo limite, o que não sucede no setor elétrico. Todavia, um dos aspetos a propor na revisão regulamentar deste setor é o estabelecimento de um prazo semelhante ao agora existente para o gás natural. Assim, também os clientes de eletricidade ficariam salvaguardados no que se refere ao desempenho intrínseco do comercializador/CUR(R).

Propõe-se, conseqüentemente, retirar o tema da mudança de comercializador do RQS.

**Síntese da proposta:**

64. Propõe-se retirar o tema da mudança de comercializador das disposições regulamentares de qualidade de serviço.



## **18 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS**

### **18.1 SITUAÇÃO ATUAL**

#### **CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS**

De acordo com os RQS, os clientes com necessidades especiais são os seguintes:

- Clientes com limitações no domínio da visão – cegueira total ou hipovisão;
- Clientes com limitações no domínio da audição – surdez total ou hipoacusia;
- Clientes com limitações no domínio da comunicação oral;
- Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições (apenas no setor elétrico);
- Clientes com limitações no domínio do olfato que impossibilitem a detecção da presença de gás natural ou clientes que tenham no seu agregado familiar pessoa com esta deficiência (apenas no setor do gás natural).

#### **CLIENTES PRIORITÁRIOS**

O RQS do setor elétrico considera que os clientes prioritários são aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica causa graves alterações à sua atividade, nomeadamente:

- Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados;
- Forças de segurança e instalações de segurança nacional;
- Bombeiros;
- Proteção civil;
- Clientes com necessidades especiais para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições;
- Equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo;
- Instalações penitenciárias.

Por sua vez, o RQS do setor do gás natural considera clientes prioritários aqueles para quem a interrupção do fornecimento causa graves alterações no normal funcionamento das suas instalações, entre os quais:

- Hospitais, centros de saúde ou outras entidades que prestem serviços equiparados;
- Estabelecimentos de ensino básico;
- Instalações de segurança nacional;
- Instalações destinadas ao abastecimento de gás natural de transportes públicos coletivos;
- Bombeiros;
- Proteção civil;
- Forças de segurança;
- Instalações penitenciárias.

Excluem-se, em ambos os setores, as instalações que, ainda que pertençam a clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o carácter prioritário. Ambos os RQS referem que os clientes prioritários, mesmo tendo os direitos definidos regulamentarmente, devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente a instalação de sistemas alternativos de alimentação de socorro ou de emergência.

#### **REGISTO DESTES CLIENTES**

Em ambos os setores os ORD têm a obrigação de manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais e dos clientes prioritários.

Cabe aos ORD a identificação dos clientes prioritários, sem prejuízo de estes poderem solicitar o seu registo junto dos seus comercializadores ou CUR(R).

A solicitação de registo como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente. Esta solicitação deve ser feita junto do respetivo comercializador ou CUR(R), o qual comunica ao ORD os registos aceites.

O RQS do setor elétrico prevê que, no caso de incapacidade temporária, o registo como cliente com necessidades especiais tenha a validade de um ano, devendo ser renovado caso se mantenham as condições que justificaram o registo. A apresentação de documentos comprovativos é obrigatória no setor do gás natural mas no setor elétrico os comercializadores e os CUR podem solicitar ao cliente documentos comprovativos ou optar por não os requisitar.



#### **DEVERES PARA COM OS CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS**

Os RQS definem que os comercializadores e os CUR(R) devem adotar as medidas e os meios de comunicação adequados às especificidades destes clientes, tendo em vista garantir o direito à informação e a um relacionamento comercial de qualidade.

O RQS do setor do gás natural define ainda que os ORD devem instalar e manter operacionais equipamentos que permitam a detecção e sinalização de fugas nas instalações dos clientes com limitações no domínio do olfato.

#### **DEVERES PARA COM OS CLIENTES PRIORITÁRIOS**

Os clientes prioritários devem ser informados individualmente sobre as interrupções de fornecimento que sejam objeto de pré-aviso, com a antecedência estabelecida nos RRC dos respetivos setores. No setor elétrico esta obrigação recai sobre o ORD (informando os clientes diretamente ou através dos comercializadores ou CUR). No setor do gás natural esta obrigação recai sobre os comercializadores e CURR.

Os ORD devem restabelecer prioritariamente o fornecimento aos clientes prioritários nas situações de interrupções não imputáveis ao cliente (ambos os setores) e de avarias na alimentação individual da instalação de utilização do cliente (setor elétrico). Para tal, estes clientes devem acordar com o seu comercializador ou CUR(R) um meio de comunicação adequado.

#### **EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO**

Os clientes cuja sobrevivência ou mobilidade depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e os clientes que coabitam com pessoas nestas condições, são hoje considerados simultaneamente clientes com necessidades especiais e clientes prioritários. No entanto, os direitos como clientes prioritários são os mais relevantes dadas as características da sua condição. Não se registaram situações em que, para garantir o direito à informação e a um relacionamento comercial de qualidade, os comercializadores ou os CUR(R) tivessem de adotar medidas específicas para estes clientes.

Em relação a outros tipos de clientes com necessidades especiais, verificaram-se situações em que não é claro de que forma os deveres para com estes clientes devem ser implementados e por quem. A título de exemplo refira-se o caso de um cliente, com limitações no domínio da visão, que, apesar dessas limitações, conseguia ler o seu contador e comunicar a leitura ao ORD, visto que o seu contador ainda era “dos antigos”, sem mostrador digital. No entanto, após a atualização (substituição) do seu contador por um com mostrador digital, este cliente ficou impossibilitado de comunicar as suas leituras, ato que em muito contribuía para aumentar a sua sensação de independência. Na resolução desta, e de outras situações, os atuais RQS revelaram-se de pouca utilidade.

## 18.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Tomando em consideração o exposto acima, propõe-se que os clientes cuja sobrevivência ou mobilidade depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e os clientes que coabitam com pessoas nestas condições, deixem de ser considerados clientes com necessidades especiais e passem a ser exclusivamente clientes prioritários.

Propõe-se que o RQS defina que os comercializadores e os CUR(R) tenham a obrigação de apresentar à ERSE, em cada período regulatório ou no início da sua atividade, medidas concretas para garantir que cada categoria de cliente com necessidades especiais tenha acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos que os restantes clientes.

Propõe-se ainda que sejam os ORD os responsáveis, em ambos os setores, pela informação individual e atempada aos clientes prioritários sobre interrupções que sejam objeto de pré-aviso.

Propõe-se ainda a harmonização entre setores, definindo o seguinte:

- Os ORD devem restabelecer prioritariamente o fornecimento de eletricidade ou de gás natural aos clientes prioritários, no caso de interrupções não imputáveis ao cliente ou de avarias na alimentação individual da instalação do cliente, quer sejam de gás natural ou de eletricidade.
- No caso de incapacidade temporária, o registo, em qualquer dos setores, como cliente com necessidades especiais terá a validade de um ano, devendo ser renovado caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.
- Os comercializadores e os CUR(R) podem optar por não exigir a apresentação de documentos comprovativos da situação invocada no registo como cliente com necessidades especiais.

### Síntese das propostas:

65. Os clientes cuja sobrevivência ou mobilidade depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e os clientes que coabitam com pessoas nestas condições, deixam de ser considerados clientes com necessidades especiais e passam a ser exclusivamente clientes prioritários.

66. Os comercializadores e os CUR(R) passam a ter a obrigação de apresentar à ERSE, no prazo de 3 meses após o início de cada período regulatório, do início da sua atividade ou quando a ERSE o solicitar, medidas concretas para garantir que cada categoria de cliente com necessidades especiais tenha acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos disponibilizados aos restantes clientes.

67. Os ORD serão os responsáveis, em ambos os setores, pela informação individual e atempada aos clientes prioritários sobre interrupções que sejam objeto de pré-aviso.

68. Os atuais deveres para com estes clientes são harmonizados entre setores.



## 19 AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS

### 19.1 SITUAÇÃO ATUAL

A obrigação atualmente existente de realização de auditorias por parte dos operadores das redes, dos CUR e dos comercializadores encontra-se prevista no RQS EE.

No que respeita ao gás natural, o RQS GN estabelece esse dever para os operadores das infraestruturas, os comercializadores e os CURR.

Este último regulamento determina que às auditorias promovidas e realizadas para efeitos de fiscalização do regulamento manter-se-ão aplicáveis as normas e os procedimentos constantes do RQS aprovado em 2006<sup>44</sup> e alterado e republicado em 2010<sup>45</sup> até que se inicie a vigência das normas e procedimentos aprovados pela ERSE. Refira-se que as normas e os procedimentos referidos não chegaram a ser objeto de publicação.

De notar ainda que tanto o RQS EE como o RQS GN<sup>46</sup> detalham alguns aspetos sobre a realização de auditorias, designadamente os seguintes:

- As auditorias devem ser executadas por entidades independentes e externas às empresas<sup>47</sup>;
- Entre duas auditorias consecutivas à mesma entidade não devem decorrer mais de dois anos;
- A necessidade de as auditorias se realizarem de acordo com as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade;
- Os aspetos que devem ser focados no relatório de auditoria e os procedimentos por parte da empresa auditada no caso de serem identificados no relatório de auditoria situações de não conformidade e observações que mereçam por parte da entidade auditada uma apreciação;
- A necessidade de os relatórios de auditoria serem enviados à ERSE e de ser disponibilizada informação sobre o âmbito e os resultados das auditorias nas páginas da Internet das entidades auditadas.

Na verdade, tanto o RQS SE, como o RQS GN abarcam um conjunto muito alargado e diversificado de temas o que leva a que a abrangência das auditorias da qualidade de serviço não permita que as mesmas

---

<sup>44</sup> Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de setembro.

<sup>45</sup> Despacho n.º 4 878/2010, de 18 de março.

<sup>46</sup> Através da remissão do RQS GN em vigor para o Despacho n.º 4 878/2010, de 18 de março.

<sup>47</sup> A necessidade de realização de auditorias por entidades externas surgiu com a revisão regulamentar de 2009.

se possam focar em matérias específicas, que a dado momento, seriam de interesse avaliar de forma mais detalhada.

Refira-se que dados os inúmeros temas que têm sido auditados no âmbito dos regulamentos da qualidade de serviço estas auditorias têm sofrido de uma excessiva morosidade e de relevantes custos.

Adicionalmente, a ERSE tem insistido na questão da representatividade estatística uma vez que, por regra, as auditorias versavam sobre amostras que não tinham qualquer representatividade estatística apesar de esta conduta ser justificada pelas empresas auditoras por boas práticas internacionais de auditoria. Atualmente, as últimas auditorias têm tido a devida representatividade estatística, o que leva a que a sua realização se prolongue de forma a poderem ser analisados os dados da amostra que a ERSE considera adequados.

Embora não tenha sido sempre esta a prática, atualmente a ERSE participa na definição do caderno de encargos e nas reuniões de acompanhamento das auditorias, o que gerou uma melhoria significativa das auditorias realizadas.

Por último, refira-se ainda que as auditorias de qualidade de serviço que têm sido realizadas só têm incidido nas empresas do setor elétrico.

## **19.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

De forma a poder colmatar a referida situação, pretende-se com o quadro regulamentar agora proposto determinar que as auditorias possam abordar só os aspetos que a ERSE considerar pertinentes ao invés do que ocorre atualmente em que as auditorias realizadas no âmbito da qualidade de serviço acarretam a análise de todas as obrigações regulamentares previstas nesses regulamentos. De notar que esta prática é já seguida no RRC.

Adicionalmente, pretende-se que a obrigação de realização de auditorias não esteja previamente calendarizada, como determinam os RQS SE e RQS GN que obrigam à realização de auditorias de 2 em 2 anos mas antes que a realização das auditorias por parte das entidades reguladas seja feita na sequência da publicação de um plano anual elaborado pela ERSE, através do qual são definidas as auditorias a realizar em cada ano.

Esta alteração regulamentar permite i) articular todas as auditorias programadas pela ERSE, ii) fazer incidir, em cada ano, as auditorias sobre os temas que se considerarem relevantes e iii) encurtar os prazos de realização das auditorias, que incidirão apenas sobre determinados temas, permitindo a elaboração do relatório de auditoria de forma mais célere.

Refira-se ainda que a ERSE considera que os custos das auditorias devem ser suportado pelas respetivas empresas. É ainda clarificado que a ERSE aprova os termos de referência e os critérios de seleção da entidade auditora.

**Síntese das propostas:**

69. Realização de auditorias temáticas ao invés de auditorias que incidam sobre a totalidade de temas dos RQS.

70. Elaboração de um plano anual de auditorias.





## **20 RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

### **20.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Tanto o RQS EE como o RQS GN determinam a publicação de relatórios de qualidade de serviço pelas empresas e pela ERSE. Os relatórios das empresas têm por objetivo dar a conhecer o desempenho de cada uma delas no âmbito da qualidade de serviço. Os relatórios da ERSE têm por objetivo disponibilizar ao público uma caracterização global, qualitativa e quantitativa, da qualidade de serviço que é prestada em cada um dos setores e que permita uma análise comparativa dos desempenhos das empresas.

#### **RELATÓRIOS DAS EMPRESAS – RQS GN**

O ORT, os ORD, os CURR e os comercializadores devem elaborar anualmente e publicar nas suas páginas na internet, até 15 de março, relatórios da qualidade de serviço. Devem ainda enviar um exemplar à ERSE.

O RQS GN elenca as matérias que o ORT deve incluir no seu relatório e um conjunto de matérias que os ORD e CURR devem incluir nos seus, consoante lhes sejam aplicáveis. Não são indicadas as matérias a incluir nos relatórios dos comercializadores.

Os CURR e os ORD com menos de cem mil clientes e pertencentes ao mesmo grupo económico podem publicar os seus relatórios conjuntamente desde que a informação seja separada por empresa.

#### **RELATÓRIOS DAS EMPRESAS – RQS EE**

Os operadores das redes, os CUR e os comercializadores devem elaborar anualmente e publicar nas suas páginas na internet, até 15 de maio, relatórios da qualidade de serviço. Devem também enviar um exemplar à ERSE, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes em matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, bem como à DREn da Região Autónoma dos Açores e à DRCIE da Região Autónoma da Madeira.

O RQS EE elenca as matérias que devem ser incluídas nos relatórios relativos às redes de transporte e o conjunto de matérias que os ORD, CUR e comercializadores devem incluir nos seus, consoante lhes sejam aplicáveis.

Os CUR e os ORD com menos de cem mil clientes e pertencentes ao mesmo grupo económico podem publicar os seus relatórios conjuntamente desde que a informação seja separada por empresa.

#### **RELATÓRIOS DA ERSE**

No âmbito do RQS GN, a ERSE deve publicar anualmente (não está definida uma data limite) um relatório da qualidade de serviço, o qual deve caracterizar e avaliar a qualidade de serviço das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de armazenagem subterrânea, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural.

No âmbito do RQS EE, a ERSE deve publicar anualmente, até 15 de outubro, um relatório da qualidade de serviço, o qual deve caracterizar e avaliar a qualidade de serviço das atividades de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica.

#### **RELATÓRIOS DAS EMPRESAS**

A ERSE tem avaliado o cumprimento dos prazos de publicação e envio à ERSE dos relatórios das empresas, bem como o cumprimento do conteúdo obrigatório dos mesmos relatórios. Essa avaliação tem revelado haver ainda não só diversos incumprimentos dos prazos de publicação e envio à ERSE e às restantes entidades acima referidas, muitos deles recorrentes, como também incumprimentos no que respeita ao conteúdo. Verifica-se ainda que a maior parte dos incumprimentos se deve aos comercializadores e que muitos dos relatórios publicados beneficiariam de um maior cuidado e atenção na sua redação, de forma a tornarem-se ferramentas de comunicação mais eficazes. Registaram-se também dúvidas e diferentes interpretações sobre as matérias aplicáveis a cada entidade.

Com a existência de comercializadores a atuarem em ambos os mercados, detetou-se que, atualmente, os RQS não preveem a possibilidade de uma empresa nestas condições poder publicar um único relatório da qualidade de serviço que abranja toda a informação requerida.

Identificou-se igualmente que nas situações em que uma empresa se registre como comercializador num setor mas não realize qualquer atividade nesse setor (por opção própria), permanece, de acordo com os RQS, obrigada a publicar e enviar à ERSE um relatório da qualidade de serviço desse ano sobre a sua atividade nesse setor, uma vez que os RQS em vigor não preveem situações em que as empresas possam ficar dispensadas desta obrigação.

#### **RELATÓRIOS DA ERSE**

A ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço do setor do gás natural e um relatório da qualidade de serviço do setor da energia elétrica.

Nos últimos anos procurou-se melhorar a legibilidade dos relatórios da ERSE, sem comprometer o rigor, estruturando os relatórios em fichas temáticas, para que a consulta por assuntos ficasse mais facilitada, propiciando a sua divulgação de forma mais eficaz junto dos diferentes públicos a que se destina. É

pertinente salientar que, habitualmente, os temas de qualidade de serviço técnica e os temas de qualidade de serviço comercial tendem a ser lidos por públicos com formações e interesses muito diferentes.

## **20.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

### **RELATÓRIOS DAS EMPRESAS**

Face à situação descrita, propõe-se que as obrigações regulamentares relativas aos relatórios da qualidade de serviço das empresas passem a permitir explicitamente que empresas que atuem em ambos os setores possam publicar um único relatório da qualidade de serviço relativo a ambos os setores. Propõe-se ainda que os comercializadores que não tenham tido atividade num determinado ano possam ficar desobrigados da publicação do relatório relativo a esse ano, informando a ERSE desse facto.

De forma a melhor adequar os relatórios das empresas aos públicos a que se destinam e a reduzir as possibilidades de dúvidas e de diferentes interpretações das matérias aplicáveis aos relatórios de cada entidade, propõe-se que sejam definidas, por tipo de entidade, todas as matérias que devem ser incluídas nos relatórios, clarificando, nesse processo, como devem proceder as entidades que tenham mais do que uma função (por exemplo, os ORD que atuem também como CUR(R) e os comercializadores que atuem em ambos os setores).

No que respeita ao envio do relatório, propõe-se que os comercializadores e os CUR(R) que não exerçam também atividade como ORD deixem de ter a obrigação de envio às restantes entidades previstas nos RQS atuais, dado apenas abordarem temas de qualidade de serviço comercial, os quais não são relevantes para as entidades mencionadas. No caso dos ORT e ORD, o envio seria feito para a ERSE e para as restantes entidades consideradas pertinentes consoante o setor e a região (Continente, Região Autónoma dos Açores ou Região Autónoma da Madeira).

Propõe-se ainda tornar explícito que os operadores das restantes infraestruturas não ficam obrigados a publicar um relatório da qualidade de serviço.

Para otimizar o envio à ERSE propõe-se clarificar que este pode ser feito através de correio eletrónico contendo, em anexo, uma versão do relatório em formato eletrónico, deixando de ser necessário o envio de um exemplar em papel. O prazo máximo proposto para envio e publicação dos relatórios é 30 de maio.

### **RELATÓRIOS DA ERSE**

Tendo em conta os objetivos dos relatórios da qualidade de serviço da ERSE e as diferenças entre os públicos-alvo das diversas temáticas da qualidade de serviço, propõe-se que seja permitida à ERSE a opção de publicar a caracterização e avaliação dos aspetos da qualidade de serviço, de ambos os setores,

em documentos separados e em momentos diferentes, de forma a melhor os adequar aos públicos a que se destinam e aos objetivos da ERSE, mantendo a periodicidade de publicação anual. Desta forma seria possível, por exemplo, publicar um relatório sobre a qualidade da energia ou as características do gás natural, que poderia ser mais aprofundado e publicado no momento considerado mais oportuno, o qual pode não ser o mesmo que para outros aspetos da qualidade de serviço. Seria possível, igualmente, publicar um relatório sobre, por exemplo, o desempenho na resposta a reclamações, de ambos os setores, com benefícios para a comparação entre empresas e para a consulta de temas cuja aplicação é comum aos dois setores. Facilitaria ainda a inclusão de informação associada a esta temática mas prevista noutros regulamentos (por exemplo, no RRC) e que tornaria mais ricos os conteúdos publicados pela ERSE.

**Síntese das propostas:**

71. Empresas que atuem em ambos os setores podem publicar um único relatório da qualidade de serviço relativo a ambos os setores.
72. Comercializadores que não tenham atividade num ano podem não publicar o relatório desse ano, informando a ERSE desse facto.
73. Matérias a incluir nos relatórios passam a estar elencadas por tipo de entidade e tendo em conta as entidades que tenham mais do que uma função.
74. Envio à ERSE pode ser feito por correio eletrónico, anexando o relatório em formato eletrónico.
75. Prazo para envio: 30 de maio.
76. ERSE publica anualmente a caracterização e avaliação dos aspetos de qualidade de serviço dos dois setores, podendo fazê-lo em momentos e em documentos diferentes e podendo publicar um documento único sobre os temas comuns aos dois setores, bem como informação associada prevista noutros regulamentos (por exemplo, no RRC).

## **21 OUTROS TEMAS**

Foram identificados outros temas para os quais se considera ser necessário avaliar se devem ser alvo de alterações ou se devem continuar presentes em RQS, os quais se apresentam seguidamente.

### **CLASSIFICAÇÃO DE CLIENTES PARA ESTABELECIMENTO DO ÂMBITO DAS OBRIGAÇÕES REGULAMENTARES**

Atualmente, por questões ligadas a obrigações tributárias<sup>48</sup>, os comercializadores de energia estão obrigados a identificar fiscalmente os clientes com os quais estabeleceram contratos de fornecimento. Assim, é possível saber se o contrato de fornecimento de uma determinada instalação se refere a um cliente doméstico. Este facto vem obviar a dificuldades que se verificaram no passado de separar entre clientes domésticos e não domésticos. Efetivamente, parte das obrigações de qualidade de serviço tinham âmbitos restritos, por exemplo, a instalações alimentadas em baixa tensão, no caso da eletricidade, ou com consumo até 10 000 m<sup>3</sup>(n), no caso do gás natural, cujo intuito era incluir os clientes domésticos.

Tendo atualmente a recolha desta informação carácter obrigatório, os requisitos regulamentares podem ser revistos, e, quando aplicável, passarem a remeter para clientes domésticos, ao invés de recorrer ao expediente de remeter para características técnicas.

### **ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DA SATISFAÇÃO DE CLIENTES, A REALIZAR PELA ERSE**

Até 2006, os RQS do setor elétrico obrigavam os distribuidores vinculados a promover, pelo menos anualmente, a realização de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes relativamente à qualidade do fornecimento de energia elétrica, bem como dos serviços conexos, e que a metodologia seguida na realização dos inquéritos ou estudos de imagem e os resultados obtidos seriam objeto de publicação nos respetivos relatórios da qualidade de serviço. Na revisão que deu origem ao RQS de 2006, a ERSE considerou que a avaliação do grau de satisfação dos clientes deveria ser realizada por uma entidade independente, de forma a facilitar o processo de elaboração e uniformização das metodologias utilizadas, permitindo simultaneamente uma base inequívoca de comparação de resultados entre empresas. Consequentemente, foi proposto que a sua realização fosse da responsabilidade da ERSE, para que este instrumento de regulação possibilitasse a avaliação da satisfação dos clientes na perspetiva alargada do setor e não apenas na perspetiva de obtenção de informação para gestão interna das empresas. Simultaneamente, a realização e publicação dos resultados por parte da ERSE possibilitaria utilizar a avaliação de satisfação dos clientes como um instrumento de informação dos mercados, facilitando a comparação dos resultados das diversas empresas.

---

<sup>48</sup> Artigo 125.º do Código do Imposto Municipal sobre Imóveis, na sua redação atual.

No contexto atual as razões acima apresentadas mantêm-se válidas. Contudo, a realização destes estudos pode sempre ser decidida pela ERSE como parte da sua atividade, não sendo necessário constar em RQS.

**ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DA EFICÁCIA DA COMUNICAÇÃO ESCRITA COM OS CLIENTES DE GÁS NATURAL, A REALIZAR PELAS EMPRESAS EM CADA PERÍODO REGULATÓRIO**

Estes estudos foram adicionados ao RQS GN na revisão de 2013 depois de ter sido identificada a necessidade de verificação deste tema, em particular para os pré-avisos de interrupção de fornecimento e para o envio de faturas. Os estudos entretanto realizados indicam não haver problemas na comunicação atempada de forma escrita por parte das empresas. Importa reavaliar se esta obrigação deve permanecer em RQS ou se é mais apropriado a sua realização ser determinada quando a ERSE considerar importante.

**OBRIGAÇÕES NO ÂMBITO DO DECRETO-LEI N.º 134/2009 (REGIME JURÍDICO DOS CALL CENTRES)**

O regime jurídico dos *call centres*, através do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, atribui as competências de fiscalização do seu cumprimento às entidades reguladoras setoriais. Assim, a ERSE, em 2013, adicionou aos RQS as obrigações relacionadas com este regime que fossem aplicáveis às entidades abrangidas pela regulação da ERSE, as quais incluem obrigação de reporte de informação. Considera-se importante analisar agora se estas obrigações devem manter-se em RQS ou se é mais adequado separar entre as obrigações que a ERSE, através do processo de revisão dos regulamentos, considera adequadas para a qualidade de serviço e as obrigações impostas pelo regime jurídico dos *call centres*. Salienta-se que os poderes e obrigações de fiscalização associados a este regime jurídico mantêm-se, independentemente de fazerem ou não parte da regulamentação da ERSE.

**INTERRUPÇÕES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

No âmbito dos trabalhos de acompanhamento da ERSE sobre continuidade de serviço, foi detetado que nem todos os operadores de rede consideram do mesmo modo as interrupções a instalações de produção no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço. Em síntese, colocam-se a seguinte questão – devem as interrupções a instalações de produção ser consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço?

A opção a tomar tem consequência no número e duração de interrupções consideradas, mas também o número de pontos de entrega utilizados no cálculo dos indicadores.

Importa ainda ter em consideração que a interrupção de uma instalação de consumo tem consequências distintas de uma instalação de produção. Muito provavelmente o “value of lost load (VOLL)” é distinto nas duas situações.

A ERSE não considerou dispor de informação suficiente para propor uma opção, solicitando-se aos interessados que, no âmbito desta consulta, apresentem os seus contributos sobre o tema.

#### **REGISTO DE INTERRUPTÕES DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

O RQS do setor do gás natural publicado em abril de 2013 estabelece no art.º 11º que os operadores de redes devem registar todas as interrupções, bem como outros aspetos relacionados com o registo dessas interrupções. Todavia, o referido artigo não identifica concretamente a forma de cálculo do número de interrupções e a sua duração relativa a um único incidente. Nesse sentido, tem-se verificado que a forma de determinação do número e duração das interrupções relacionadas com um único incidente não tem sido feita da mesma forma pelos diversos operadores das redes do gás natural.

De acordo com a informação prestada pelos operadores das redes de distribuição, constata-se que um dos ORD não utiliza a metodologia proposta pela ERSE. A metodologia utilizada por este operador para a determinação da duração média de interrupção, que corresponde ao tempo médio de reposição de fornecimento entre o primeiro e o último cliente, regista resultados idênticos à metodologia proposta pela ERSE, sendo que a diferença entre as duas metodologias corresponde a cerca de 5% a 10% nos resultados dos indicadores.

Atendendo ao anteriormente exposto, propõe-se a harmonização da forma de determinação do número e duração das interrupções relacionadas com um único incidente pelos operadores das redes do gás natural. Nestes termos, a harmonização passa por estabelecer a informação necessária que deve ser recolhida para efeitos de registo de uma interrupção de fornecimento. Assim, propõe-se que na sua classificação, deva constar obrigatoriamente, entre outros: a identificação da infraestrutura ou do elemento da infraestrutura onde teve origem; a data e a hora de início e de fim da interrupção; a causa e a classe atribuída à interrupção; comprovativos das ações de comunicação ou divulgação prévia e o comprovativo da situação invocada, designadamente nos casos fortuitos ou de força maior.

Para além disso, propõe-se que esse registo possa ser realizado por incidente, agregando várias interrupções e que a data e hora do início do incidente seja determinada pelo início da interrupção do primeiro cliente afetado pelo incidente e a data e hora do fim do incidente corresponda ao momento em que é restabelecido o último cliente com interrupção.

Finalmente, propõe-se que o registo de interrupções deva ser auditável, garanta a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.





## ANEXO

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 1.º Objeto</p> <p>1. O presente regulamento é aprovado nos termos do n.º 2 do artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, alterados e republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, ao abrigo da alínea d) do n.º 2 do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, bem como da alínea f) do n.º 2 do artigo 71.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e do n.º 2 do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.</p> <p>2. O presente regulamento tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Elétrico Nacional e no Sistema Nacional de Gás Natural.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 1.º Objeto</p> <p>1. O presente regulamento é editado nos termos do n.º 2 do artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e ao abrigo da alínea d) do n.º 2 do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.</p> <p>2. O presente regulamento tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Elétrico Nacional.</p> <p>3. As disposições de natureza técnica respeitam a aspetos de continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica.</p> <p>4. As disposições de natureza comercial respeitam a aspetos de comunicação com o cliente e a serviços prestados ao cliente.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 1.º Objeto</p> <p>1. O presente regulamento é editado nos termos do n.º 2 do atual artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e ao abrigo da alínea f) do n.º 2 do artigo 71.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, do n.º 2 do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.</p> <p>2. O presente regulamento tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Nacional de Gás Natural.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 2.º Âmbito de aplicação</p> <p>1. As disposições do presente regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 2.º Âmbito de aplicação</p> <p>1. As disposições do presente regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:</p> <p>a) Fornecimento de energia elétrica a</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 2.º Âmbito de aplicação</p> <p>1. As disposições do presente regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:</p> <p>a) Prestação do serviço de transporte de</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>a) Produção de energia elétrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;</p> <p>b) Prestação do serviço de transporte de energia elétrica ou de gás natural;</p> <p>c) Prestação do serviço de distribuição de energia elétrica ou de gás natural;</p> <p>d) Prestação do serviço de armazenamento subterrâneo de gás natural;</p> <p>e) Prestação do serviço de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito;</p> <p>f) Comercialização de energia elétrica ou de gás natural;</p> <p>g) Utilização de energia elétrica;</p> <p>h) Prestação do serviço de mudança de comercializador.</p> <p>2. No que respeita ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), estão abrangidas pelas disposições deste regulamento as seguintes entidades:</p> <p>a) Operador da rede de transporte de Portugal continental;</p> <p>b) Operadores das redes de distribuição de Portugal continental;</p> <p>c) Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores;</p> <p>d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira;</p>	<p>clientes;</p> <p>b) Prestação do serviço de transporte de energia elétrica;</p> <p>c) Prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;</p> <p>d) Produção de energia elétrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;</p> <p>e) Utilização de energia elétrica.</p> <p>2. Estão abrangidas pelas disposições deste regulamento as seguintes entidades:</p> <p>a) Operador da rede de transporte de Portugal continental;</p> <p>b) Os operadores das redes de distribuição de Portugal continental;</p> <p>c) Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores;</p> <p>d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira;</p> <p>e) Os comercializadores de último recurso;</p> <p>f) Os comercializadores;</p> <p>g) Os clientes;</p> <p>h) Os produtores com instalações ligadas às redes do SEN.</p>	<p>gás natural.</p> <p>b) Prestação do serviço de distribuição de gás natural.</p> <p>c) Prestação do serviço de armazenamento subterrâneo de gás natural.</p> <p>d) Prestação do serviço de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito.</p> <p>e) Relacionamento entre os operadores das infraestruturas.</p> <p>f) Relacionamento dos comercializadores e dos comercializadores de último recurso retalhistas com os operadores das infraestruturas.</p> <p>g) Relacionamento dos clientes com os operadores das infraestruturas, os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas.</p> <p>h) Fornecimento de gás natural aos clientes.</p> <p>2. Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:</p> <p>a) Operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito.</p> <p>b) Operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural.</p> <p>c) Operador da rede de transporte de gás natural.</p> <p>d) Operadores das redes de distribuição de gás natural.</p> <p>e) Comercializadores.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>e) Operador Logístico de Mudança de Comercializador;</p> <p>f) Comercializadores;</p> <p>g) Comercializadores de último recurso;</p> <p>h) Clientes;</p> <p>i) Produtores com instalações ligadas às redes do SEN.</p> <p>3. No que respeita ao Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:</p> <p>a) Operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito;</p> <p>b) Operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural;</p> <p>c) Operador da rede de transporte de gás natural;</p> <p>d) Operadores de redes de distribuição de gás natural;</p> <p>e) Operador Logístico de Mudança de Comercializador;</p> <p>f) Comercializadores;</p> <p>g) Comercializadores de último recurso retalhistas;</p> <p>h) Clientes.</p>		<p>f) Comercializadores de último recurso retalhistas.</p> <p>g) Clientes.</p>
<p>Artigo 3.º Siglas e Definições</p>	<p>Artigo 3.º Siglas e Definições</p>	<p>Artigo 3.º Siglas e definições</p>
<p>1. No presente regulamento são utilizadas as</p>	<p>1. No presente regulamento são utilizadas as</p>	<p>1. No presente regulamento são usadas as</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>seguintes siglas:</p> <p>a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);</p> <p>b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);</p> <p>c) BTE - Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW);</p> <p>d) BTN - Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA);</p> <p>e) DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia;</p> <p>f) DRET- Direção Regional da Economia e Transportes da Região Autónoma da Madeira;</p> <p>g) DREn- Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores;</p> <p>h) END - Energia não distribuída;</p> <p>i) ENF - Energia não fornecida;</p> <p>j) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;</p> <p>k) GNL - Gás natural liquefeito;</p> <p>l) INE - Instituto Nacional de Estatística;</p> <p>m) IW - Índice de Wobbe;</p> <p>n) MAIFI - Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador</p>	<p>seguintes siglas:</p> <p>a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);</p> <p>b) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);</p> <p>c) BTN – Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA);</p> <p>d) BTE – Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW);</p> <p>e) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;</p> <p>f) DREn da RAA – Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores;</p> <p>g) DRCIE da RAM – Direção Regional de Comércio, Indústria e Energia da Região Autónoma da Madeira;</p> <p>h) END – Energia não distribuída;</p> <p>i) ENF – Energia não fornecida;</p> <p>j) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;</p> <p>k) INE – Instituto Nacional de Estatística;</p> <p>l) MAIFI – Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>”);</p> <p>m) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);</p>	<p>seguintes siglas:</p> <p>a) DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia.</p> <p>b) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.</p> <p>c) GNL - Gás natural liquefeito.</p> <p>d) IW - Índice de Wobbe.</p> <p>e) PCS - Poder calorífico superior.</p> <p>f) RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.</p> <p>g) RPGN - Rede Pública de Gás Natural.</p> <p>h) RRC - Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural.</p> <p>i) SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural.</p> <p>2. Para efeitos do presente regulamento entende-se por:</p> <p>a) Ações de renovação - substituição de troços de tubagem que, pela sua antiguidade, características ou estado de conservação se consideram obsoletos ou próximos do final do período de vida útil.</p> <p>b) Alimentação individual da instalação do cliente - infraestrutura por onde transita o gás natural consumido exclusivamente na instalação de utilização de um cliente.</p> <p>c) Armazenamento subterrâneo de gás natural - conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após receção do gás na interface com a RNTGN, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injetá-lo na RNTGN através da mesma</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>"Momentary Average Interruption Frequency Index");</p> <p>o) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);</p> <p>p) MPQS - Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;</p> <p>q) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);</p> <p>r) PCS - Poder calorífico superior;</p> <p>s) PdE - Ponto de Entrega;</p> <p>t) RAA - Região Autónoma dos Açores;</p> <p>u) RAM - Região Autónoma da Madeira;</p> <p>v) RARI - Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;</p> <p>w) RND - Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental;</p> <p>x) RNTEE - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;</p> <p>y) RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural;</p> <p>z) RPGN - Rede Pública de Gás Natural;</p> <p>aa) RRCEE - Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico;</p> <p>bb) RRCGN - Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural;</p> <p>cc) RRD - Regulamento da Rede de Distribuição do setor elétrico;</p>	<p>n) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;</p> <p>o) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);</p> <p>p) PdE – Ponto de Entrega;</p> <p>q) RAA – Região Autónoma dos Açores;</p> <p>r) RAM – Região Autónoma da Madeira;</p> <p>s) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;</p> <p>t) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental;</p> <p>u) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;</p> <p>v) RRC – Regulamento das Relações Comerciais;</p> <p>w) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;</p> <p>x) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;</p> <p>y) RT - Rede de Transporte;</p> <p>z) SAIDI – Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Duration Index”);</p> <p>aa) SAIFI – Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Frequency Index”);</p>	<p>interface de transferência de custódia.</p> <p>d) Cliente - pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio.</p> <p>e) Cliente doméstico - O cliente é considerado doméstico caso o gás natural se destine ao consumo privado no agregado familiar, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de julho, relativamente ao conceito de consumidor.</p> <p>f) Comercializador - entidade registada para a comercialização de gás natural cuja atividade consiste na compra a grosso e/ou na venda a grosso e a retalho de gás natural, em regime de livre concorrência.</p> <p>g) Comercializador de último recurso retalhista - entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural a todos os consumidores com instalações ligadas à rede que, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou, após a sua extinção, as tarifas transitórias, bem como o fornecimento dos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos.</p> <p>h) Condições de referência - Para efeitos deste regulamento, consideram-se as seguintes condições de referência: 0 °C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25 °C de temperatura inicial de combustão, nos termos da norma ISO 13443/96 Natural Gas - Standard Reference Conditions.</p> <p>i) Impurezas - materiais sólidos, líquidos ou gasosos cuja concentração ou presença no gás natural pode interferir com a integridade ou a operação das</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>dd) RRT - Regulamento da Rede de Transporte do setor elétrico;</p> <p>ee) SAIDI - Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Interruption Duration Index");</p> <p>ff) SAIFI - Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Interruption Frequency Index");</p> <p>gg) SARI - Tempo médio de reposição de serviço do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Restoration Index");</p> <p>hh) SEN - Sistema Elétrico Nacional;</p> <p>ii) SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural;</p> <p>jj) TIE - Tempo de interrupção equivalente;</p> <p>kk) TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada;</p> <p>ll) Tdcl - Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha;</p> <p>mm) Tdtp - Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência.</p> <p>2. Para efeitos do presente regulamento são utilizadas as seguintes definições:</p> <p>a) Ações de renovação - substituição de troços de tubagem da rede de gás natural que, pela sua antiguidade, características ou estado de conservação se consideram</p>	<p>bb) SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Restoration Index");</p> <p>cc) SEN – Sistema Elétrico Nacional;</p> <p>dd) TIE – Tempo de interrupção equivalente;</p> <p>ee) TIEPI – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada.</p> <p>2. Para efeitos do presente regulamento são utilizadas as seguintes definições:</p> <p>a) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial e cliente;</p> <p>b) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão num intervalo de tempo entre dez milissegundos e um minuto, de acordo com a NP EN 50160;</p> <p>c) Cliente ou consumidor – pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, nos termos da definição estabelecida no RRC;</p> <p>d) Comercializador – entidades cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, nos termos</p>	<p>redes ou dos equipamentos de gás que estejam em conformidade com a Diretiva 90/396/CEE.</p> <p>j) Índice de Wobbe - razão entre o poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa do gás.</p> <p>k) Instalação de gás natural - instalação privada instalada a jusante da RPGN para uso de um ou mais clientes.</p> <p>l) Nomeação - Processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao Gestor Técnico Global do SNGN e aos operadores das infraestruturas a capacidade que pretendem utilizar, nos pontos de entrada e de saída da respetiva infraestrutura, no dia gás seguinte</p> <p>m) Operador da rede de distribuição - entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como pela garantia de capacidade da rede e longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás natural.</p> <p>n) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNTGN, responsável numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e das suas interligações com outras redes, quando aplicável, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>obsoletos ou próximos do final do período de vida útil;</p> <p>b) Ações simples - Ações de baixo nível de complexidade técnica e de recursos, designadamente a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, no setor elétrico, ou a instalação do contador ou abertura da válvula de corte, no setor do gás natural;</p> <p>c) Armazenamento subterrâneo de gás natural - conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após receção do gás na interface com a RNTGN, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injetá-lo na RNTGN através da mesma interface de transferência de custódia;</p> <p>d) Atendimento escrito - atendimento que consiste quer na receção quer no envio de comunicações escritas, e que é proporcionado através de um endereço de correio eletrónico (ou formulário online que permita à entidade atendida guardar um registo da comunicação realizada) e de um endereço postal;</p> <p>e) Atendimento presencial - atendimento que é realizado com a presença da entidade que presta o atendimento e da entidade que solicita o atendimento;</p> <p>f) Atendimento telefónico - atendimento que consiste quer na receção quer no envio de comunicações de voz através de telefone ou de meio que proporcione a receção e o envio de comunicações de voz com imediatez semelhante à do telefone;</p>	<p>estabelecidos na lei;</p> <p>e) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização sujeita a obrigações de serviço universal, nos termos da lei;</p> <p>f) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;</p> <p>g) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;</p> <p>h) Duração média das interrupções longas do sistema – quociente da soma das durações das interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p> <p>i) Emissão (eletromagnética) – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior;</p> <p>j) Energia não distribuída – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);</p> <p>k) Energia não fornecida – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);</p>	<p>o) Operador de armazenamento subterrâneo de gás natural - entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e respetivas infraestruturas.</p> <p>p) Operador de terminal de GNL - entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, sendo responsável num terminal de GNL pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação e respetivas infraestruturas.</p> <p>q) Poder calorífico superior - quantidade de calor produzida na combustão completa, a pressão constante, de uma unidade de massa ou de volume do gás combustível, considerando que os produtos de combustão cedem o seu calor até atingirem a temperatura inicial dos reagentes e que toda a água formada na combustão atinge o estado líquido.</p> <p>r) Rede Nacional de Transporte de Gás Natural - conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural.</p> <p>s) Utilizador - pessoa singular ou coletiva que entrega gás natural na rede ou que é abastecida através dela, incluindo os clientes agentes de mercado, os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>g) Atendimento comercial - atendimento presencial, escrito ou telefónico não dedicado exclusivamente à receção de comunicações de avarias, de emergências e/ou de leituras de equipamentos de medição;</p> <p>h) Cava da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão num intervalo de tempo entre dez milissegundos e um minuto, de acordo com a NP EN 50160;</p> <p>i) Chamada - solicitação de comunicação através do atendimento telefónico, independentemente da concretização do atendimento;</p> <p>j) Cliente - pessoa singular ou coletiva que compra eletricidade ou gás natural para consumo próprio;</p> <p>k) Cliente doméstico - O cliente é considerado doméstico caso o gás natural se destine ao consumo privado no agregado familiar, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de julho, relativamente ao conceito de consumidor;</p> <p>l) Comercializador - entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso ou a retalho de energia elétrica ou gás natural, incluindo comercializadores em regime de livre concorrência, comercializadores de último recurso (setor elétrico) e comercializadores de último recurso retalhista (setor do gás natural);</p> <p>m) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de</p>	<p>l) Frequência da tensão de alimentação – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo);</p> <p>m) Frequência média de interrupções breves do sistema – quociente do número total de interrupções breves nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p> <p>n) Frequência média de interrupções longas do sistema – quociente do número total de interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p> <p>o) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;</p> <p>p) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;</p> <p>q) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos;</p> <p>r) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a 3 minutos;</p>	



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>comercialização sujeita a obrigações de serviço universal, nos termos da lei;</p> <p>n) Comercializador de último recurso retalhista - entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural a todos os consumidores com instalações ligadas à rede que, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou, após a sua extinção, as tarifas transitórias, bem como o fornecimento dos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos;</p> <p>o) Condições de referência do gás natural - Para efeitos deste regulamento, consideram-se as seguintes condições de referência: 0°C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25°C de temperatura inicial de combustão, nos termos da norma ISO 13443/96 Natural Gas - Standard Reference Conditions;</p> <p>p) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões - estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;</p> <p>q) Distorção harmónica - deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;</p> <p>r) Duração média das interrupções longas do sistema - quociente da soma das durações das interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p>	<p>s) Leitura – Valor, ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa, referente ao consumo de um cliente, obtido por leitura direta do operador da rede ou comunicado pelo cliente ou pelo seu comercializador, que permita a faturação completa;</p> <p>t) Ocorrência – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica;</p> <p>u) Operador da rede – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no RRC para Portugal continental: a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, as entidades concessionárias de redes em BT em Portugal continental, a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM;</p> <p>v) Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema;</p> <p>w) Ponto de entrega – ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede;</p> <p>x) Produtor – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores;</p> <p>y) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>s) Emissão (eletromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior;</p> <p>t) Energia não distribuída - valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores de redes de distribuição, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);</p> <p>u) Energia não fornecida - valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);</p> <p>v) Frequência da tensão de alimentação - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo);</p> <p>w) Frequência média de interrupções breves do sistema - quociente do número total de interrupções breves nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p> <p>x) Frequência média de interrupções longas do sistema - quociente do número total de interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;</p> <p>y) Impurezas - materiais sólidos, líquidos ou gasosos cuja concentração ou presença no gás natural pode interferir com a integridade ou a operação das redes ou</p>	<p>veicular energia elétrica;</p> <p>z) Sobretensão ("swell") – aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10 ms e 1 minuto;</p> <p>aa) Subestação – posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;</li> <li>▪ Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão;</li> </ul> <p>bb) Tempo de interrupção equivalente – quociente entre a energia não fornecida num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;</p> <p>cc) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação da rede de distribuição;</p> <p>dd) Tempo médio de reposição de serviço do sistema – quociente da soma dos tempos de interrupções longas em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>dos equipamentos de gás que estejam em conformidade com a Diretiva 90/396/CEE;</p> <p>z) Incidente - qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede;</p> <p>aa) Índice de Wobbe - razão entre o poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa do gás;</p> <p>bb) Instalação de gás natural - instalação privada instalada a jusante da RPGN para uso de um ou mais clientes;</p> <p>cc) Instalação elétrica - conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;</p> <p>dd) Interrupção breve - interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos;</p> <p>ee) Interrupção longa - interrupção com uma duração superior a 3 minutos;</p> <p>ff) Leitura - valor, ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa, referente ao consumo de um cliente, obtido por leitura direta do operador da rede ou comunicado pelo cliente ou pelo seu comercializador, que permita a faturação completa;</p> <p>gg) Nomeação - processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao Gestor Técnico Global do</p>	<p>ee) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;</p> <p>ff) Tensão de alimentação declarada – tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o comercializador ou comercializador de último recurso e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada;</p> <p>gg) Tensão nominal de uma rede – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento;</p> <p>hh) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;</p> <p>ii) Tremulação (“flicker”) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>SNGN e aos operadores de infraestruturas a capacidade que pretendem utilizar, nos pontos de entrada e de saída da respetiva infraestrutura, no dia gás seguinte;</p> <p>hh) Ocorrência - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica;</p> <p>ii) Operador de infraestrutura - qualquer uma das seguintes entidades: operador de armazenamento subterrâneo de gás natural, operador de terminal de GNL;</p> <p>jj) Operador logístico de mudança de comercializador - Entidade que tem atribuições no âmbito da gestão da mudança de comercializador, podendo incluir, nomeadamente, a gestão dos equipamentos de medida, a recolha de informação local ou à distância e o fornecimento de informação sobre consumo aos agentes de mercado;</p> <p>kk) Operador de rede - qualquer uma das seguintes entidades: operador da RNTEE, operador da RNTGN, operador de rede de distribuição de energia elétrica, operador de rede de distribuição de gás natural;</p> <p>ll) Operador de rede de distribuição de energia elétrica - entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no RRCEE: entidade concessionária da RND, as entidades concessionárias de redes em BT em Portugal continental, a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>transporte e distribuidor vinculado da RAM;</p> <p>mm) Operador de rede de distribuição de gás natural - entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de distribuição de gás natural.</p> <p>nn) Operador de rede de transporte de energia elétrica - entidade concessionária da RNTTE, nos termos das Bases de Concessão e do respetivo contrato;</p> <p>oo) Operador de rede de transporte de gás natural - entidade concessionária da RNTGN, responsável numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e das suas interligações com outras redes, quando aplicável, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural;</p> <p>pp) Operador de armazenamento subterrâneo de gás natural - entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e respetivas infraestruturas;</p> <p>qq) Operador de terminal de GNL - entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, sendo responsável num terminal de GNL pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>e regaseificação e respectivas infraestruturas;</p> <p>rr) Perturbação (eletromagnética) - fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema;</p> <p>ss) Poder calorífico superior - quantidade de calor produzida na combustão completa, a pressão constante, de uma unidade de massa ou de volume do gás combustível, considerando que os produtos de combustão cedem o seu calor até atingirem a temperatura inicial dos reagentes e que toda a água formada na combustão atinge o estado líquido;</p> <p>tt) Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;</p> <p>uu) Produtor - entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores;</p> <p>vv) Rede nacional de transporte de gás natural - conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural;</p> <p>ww) Sobretensão ("swell") - aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10 ms e 1 minuto;</p> <p>xx) Subestação - posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins: transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão; compensação do fator de potência por</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão;</p> <p>yy) Tempo de interrupção equivalente - quociente entre a energia não fornecida num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;</p> <p>zz) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação da rede de distribuição;</p> <p>aaa) Tempo médio de reposição de serviço do sistema - quociente da soma dos tempos de interrupções longas em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;</p> <p>bbb) Tensão de alimentação - valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;</p> <p>ccc) Tensão de alimentação declarada - tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o comercializador ou comercializador de último recurso e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada;</p> <p>ddd) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) - valor eficaz da tensão num determinado ponto</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;</p> <p>eee) Tensão nominal de uma rede - tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento;</p> <p>fff) Tremulação ("flicker") - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;</p> <p>ggg) Utilizador da rede - pessoa singular ou coletiva que fornece a rede ou é por ela abastecida, incluindo os clientes, agentes de mercado e os comercializadores.</p>		
<p>Artigo 4.º Nível de qualidade de serviço aos clientes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os clientes têm direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no presente regulamento e os estabelecidos contratualmente com o seu comercializador.</li> <li>2. Sem prejuízo do disposto no número anterior, o cliente deve tomar as medidas que considera adequadas para minimizar as consequências nas suas instalações das falhas de qualidade de serviço.</li> <li>3. O requisitante de ligação à rede pode optar por uma ligação com níveis de qualidade superior à estabelecida no presente</li> </ol>	<p>Artigo 4.º Nível de qualidade de serviço aos clientes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os clientes têm direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no presente regulamento e os estabelecidos contratualmente com o seu comercializador, designadamente através de padrões de qualidade de serviço e de compensações associadas ao incumprimento de padrões individuais.</li> <li>2. O cliente poderá optar por uma ligação com níveis de qualidade superior à estabelecida no presente regulamento, mediante o pagamento dos respetivos</li> </ol>	<p>Artigo 5.º Nível de qualidade de serviço dos clientes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os clientes têm direito à qualidade de serviço segundo os níveis estabelecidos no presente regulamento e os estabelecidos contratualmente com o seu comercializador, designadamente através de padrões de qualidade de serviço e de compensações associadas ao incumprimento de padrões individuais.</li> <li>2. Sem prejuízo do disposto no número anterior, o cliente deve tomar as medidas que considera adequadas para minimizar as consequências nas suas instalações das falhas de qualidade de serviço.</li> </ol>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>regulamento, mediante o pagamento dos respetivos encargos, nos termos estabelecidos no RRCEE ou RRCGN.</p> <p>4. A pedido do requisitante de ligação à rede, ou do cliente ou do respetivo comercializador, o operador de rede deve informar e aconselhar sobre o local e o tipo de alimentação adequado para a obtenção do nível de qualidade de serviço pretendido.</p>	<p>encargos, nos termos estabelecidos no RRC.</p> <p>3. A pedido do cliente ou do respetivo comercializador ou comercializador de último recurso, o operador da rede deverá informar e aconselhar sobre o local e o tipo de alimentação adequado para a obtenção do nível de qualidade de serviço superior ao estabelecido no presente regulamento.</p> <p>4. O cliente e o comercializador ou comercializador de último recurso poderão acordar contratualmente sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção de um nível de qualidade de serviço superior ao estabelecido no presente regulamento.</p>	<p>3. Os comercializadores, os comercializadores de último recurso retalhistas, o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição podem acordar contratualmente com os clientes sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção de níveis de qualidade de serviço superiores aos estabelecidos no presente regulamento, mediante o pagamento pelo cliente dos respetivos encargos.</p>
<p><b>Artigo 5.º</b> Fornecimento em regime contínuo</p> <p>1. Os operadores de redes do setor elétrico e do gás natural devem proceder, sempre que possível, de forma a manter o fornecimento contínuo de energia elétrica ou gás natural.</p> <p>2. O fornecimento pode ser interrompido pelas razões previstas nos RRCEE e RRCGN.</p>	<p><b>Artigo 14.º</b> Fornecimento em regime contínuo</p> <p>1. Os operadores das redes devem proceder, sempre que possível, de forma a não interromper o fornecimento de energia elétrica.</p> <p>2. Nos termos do RRC, o fornecimento de energia elétrica bem como a prestação do serviço de transporte e de distribuição, podem ser interrompidos por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Razões de interesse público;</li> <li>b) Razões de serviço;</li> <li>c) Razões de segurança;</li> <li>d) Casos fortuitos ou casos de força maior;</li> <li>e) Facto imputável ao cliente;</li> <li>f) Acordo com o cliente.</li> </ul>	<p><b>Artigo 7.º</b> Fornecimento em regime contínuo</p> <p>1. Os operadores das infraestruturas devem proceder, sempre que possível, de forma a não interromper o fornecimento de gás natural.</p> <p>2. Nos termos do RRC, a interrupção do serviço prestado pelos operadores das redes que afete o fornecimento de gás natural pode ocorrer pelas seguintes razões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Casos fortuitos ou de força maior.</li> <li>b) Razões de interesse público.</li> <li>c) Razões de serviço.</li> <li>d) Razões de segurança.</li> <li>e) Facto imputável ao cliente.</li> <li>f) Acordo com o cliente.</li> </ul>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 6.º Verificação da qualidade</p> <p>Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas, o operador logístico de mudança de comercializador e os comercializadores devem instalar e manter operacionais e auditáveis sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 5.º Verificação da qualidade</p> <p>Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem instalar e manter operacionais e auditáveis sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.</p>	
<p style="text-align: center;">Artigo 7.º Dever de colaboração</p> <p>Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem colaborar e trocar entre si toda a informação necessária à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço, e o cumprimento das disposições deste regulamento.</p>		
<p style="text-align: center;">Artigo 8.º Casos fortuitos ou de força maior</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para efeitos do presente regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior aqueles que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias.</li> <li>2. Consideram-se casos fortuitos as ocorrências que, não tendo acontecido por</li> </ol>	<p style="text-align: center;">Artigo 7.º Casos fortuitos ou de força maior</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para efeitos do presente regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior aqueles que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias.</li> <li>2. Consideram-se casos fortuitos as ocorrências que, não tendo acontecido por</li> </ol>	<p style="text-align: center;">Artigo 66.º Casos fortuitos ou de força maior</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para efeitos do presente regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior aqueles que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias.</li> <li>2. Consideram-se casos fortuitos as ocorrências que, não tendo acontecido por</li> </ol>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>circunstâncias naturais, não poderiam ser previstas.</p> <p>3. Consideram-se casos de força maior as circunstâncias de um evento natural ou de ação humana que, embora pudesse prevenir-se, não poderia ser evitado, nem em si, nem nas consequências danosas que provoca.</p> <p>4. Na apreciação de cada uma das circunstâncias referidas nos números anteriores deve ponderar-se a aplicação dos procedimentos previstos na lei, nomeadamente a vigente em matéria de declaração de estado de sítio e emergência e proteção civil.</p> <p>5. As normas complementares à aplicação do presente regime são estabelecidas no MPQS.</p>	<p>circunstâncias naturais, não poderiam ser previstas.</p> <p>3. Consideram-se casos de força maior as circunstâncias de um evento natural ou de ação humana que, embora pudesse prevenir-se, não poderia ser evitado, nem em si, nem nas consequências danosas que provoca.</p> <p>4. Na apreciação de cada uma das circunstâncias referidas nos números anteriores deve ponderar-se a aplicação dos procedimentos previstos na lei, nomeadamente a vigente em matéria de declaração de estado de sítio e emergência e proteção civil.</p> <p>5. As normas complementares à aplicação do presente regime encontram-se estabelecidas no Procedimento n.º 2 do MPQS.</p>	<p>circunstâncias naturais, não poderiam ser previstas pelos operadores.</p> <p>3. Consideram-se casos de força maior as circunstâncias em que um evento natural ou de ação humana que, embora pudesse prevenir-se, não pudesse ser evitado, nem em si, nem nas consequências danosas que provoca.</p> <p>4. Na apreciação de cada uma das circunstâncias referidas nos números anteriores deve ponderar-se a aplicação dos procedimentos previstos na lei, nomeadamente a vigente em matéria de declaração de estado de sítio e emergência e proteção civil.</p> <p>5. Por sua iniciativa, ou mediante proposta dos operadores, a ERSE aprovará as normas complementares à aplicação do presente regime.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 9.º</b> Eventos excecionais no setor elétrico</p> <p>1 - Consideram-se eventos excecionais no setor elétrico os eventos que reúnam cumulativamente as seguintes características:</p> <p>a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências.</p> <p>b) Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.</p> <p>c) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, os produtores evitem a totalidade das suas consequências.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 8.º</b> Eventos excecionais</p> <p>1. Consideram-se eventos excecionais os eventos que reúnam cumulativamente as seguintes características:</p> <p>a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;</p> <p>b) Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;</p> <p>c) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, os produtores evitem a totalidade das suas consequências;</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>d) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.</p> <p>2- Um evento só é considerado evento excecional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte de operadores de redes ou de comercializadores, de acordo com os procedimentos estabelecidos no MPQS.</p> <p>3- Os pedidos de classificação como eventos excecionais no setor elétrico não são passíveis de deferimento tácito pela ERSE.</p> <p>4- A classificação como evento excecional no setor elétrico permite:</p> <p>a) A identificação do contributo específico do evento nos indicadores de qualidade de serviço.</p> <p>b) Que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.</p> <p>c) Que não sejam pagas compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.</p> <p>5- A avaliação feita pela ERSE deve ter em consideração:</p> <p>a) A justificação apresentada, incluindo os elementos de entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão e que contribuam para comprovar os factos.</p> <p>b) A diligência adotada pelo requerente tendo em vista minimizar o impacto junto</p>	<p>d) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.</p> <p>2. Um evento só é considerado evento excecional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte de operadores de redes, de comercializadores ou de comercializadores de último recurso.</p> <p>3. Os pedidos de classificação como eventos excecionais não são passíveis de deferimento tácito pela ERSE.</p> <p>4. O pedido referido no n.º 2, bem como toda a sua tramitação, deve respeitar o Procedimento n.º 5 do MPQS.</p> <p>5. A classificação como evento excecional permite:</p> <p>a) A identificação do contributo específico do evento nos indicadores de qualidade de serviço;</p> <p>b) Que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões;</p> <p>c) Que não sejam pagas compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.</p> <p>6. A avaliação feita pela ERSE deve ter em consideração:</p> <p>a) A justificação apresentada, incluindo os elementos de entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão e que contribuam para comprovar os factos;</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>dos clientes e restantes utilizadores de redes.</p> <p>c) Parecer fundamentado, quando aplicável, sobre as suas áreas de competência, da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, quando o incidente ocorra em Portugal continental, da DREn, quando ocorra na RAA, ou da DRET, quando ocorra na RAM.</p> <p>6- Da decisão da ERSE, quanto à classificação como evento excecional no setor elétrico, cabe recurso judicial nos termos definidos pela lei.</p>	<p>b) A diligência adotada pelo requerente tendo em vista minimizar o impacto junto dos clientes e restantes utilizadores de redes;</p> <p>c) Parecer fundamentado, quando aplicável, sobre as suas áreas de competência, da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, quando o incidente ocorra em Portugal continental, da DREn, quando ocorra na RAA, ou da DRCIE, quando ocorra na RAM.</p> <p>7. Da decisão da ERSE, quanto à classificação como evento excecional, cabe recurso judicial nos termos definidos pela lei.</p>	
<p><b>Artigo 10.º</b> Partilha de responsabilidades e direito de regresso</p> <p>1. Os comercializadores respondem pelos diversos aspetos da qualidade de serviço junto dos clientes com quem celebrem um contrato de fornecimento, sem prejuízo da responsabilidade dos operadores de redes ou das infraestruturas com quem estabeleceram contratos de uso das redes e do direito de regresso sobre estes.</p> <p>2. Os comercializadores devem informar os seus clientes dos direitos e das obrigações que lhes são conferidos pelo presente regulamento, bem como dos níveis de qualidade de serviço contratados, nos termos previstos no RRCEE ou no RRCGN.</p>	<p><b>Artigo 9.º</b> Partilha de responsabilidades e direito de regresso</p> <p>1. Os comercializadores e os operadores de último recurso respondem pelos diversos aspetos da qualidade de serviço junto dos clientes com quem celebrem um contrato de fornecimento, sem prejuízo da responsabilidade dos operadores das redes com quem estabeleceram contratos de uso das redes e do direito de regresso sobre estes, nos termos estabelecidos no RARI, no RRC, no Artigo 58.º, Artigo 59.º e no Artigo 60.º.</p> <p>2. A partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo, preferencialmente, constar do contrato de uso das redes.</p>	<p><b>Artigo 4.º</b> Responsabilidade pela qualidade de serviço</p> <p>1. Os operadores das infraestruturas, os comercializadores e os operadores de último recurso retalhistas são responsáveis pela qualidade de serviço prestada aos clientes, na medida das obrigações inerentes à respetiva atividade.</p> <p>2. Os comercializadores e os operadores de último recurso retalhistas respondem pela qualidade de serviço aos clientes com quem celebrem um contrato de fornecimento, sem prejuízo do direito de regresso sobre os operadores das infraestruturas com quem estabeleceram contratos de uso de infraestruturas, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações.</p> <p>3. Os comercializadores e os operadores de último recurso</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		<p>retalhistas devem informar os seus clientes dos direitos e das obrigações que lhes são conferidos pelo presente regulamento, bem como dos níveis de qualidade de serviço contratados, nos termos previstos no RRC.</p> <p>4. Os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas devem informar os seus clientes sobre as matérias, no âmbito da qualidade de serviço, que devem ser tratadas diretamente com o respetivo operador da rede, nos termos previstos no RRC.</p> <p>5. Os comercializadores, os comercializadores de último recurso retalhistas e os operadores das infraestruturas devem cooperar entre si, na medida das respetivas obrigações inerentes à atividade, para o cumprimento do presente regulamento.</p> <p>6. O disposto nos números anteriores não prejudica o acordo com os comercializadores de regimes mais favoráveis para o cliente.</p>
<p>Artigo 11.º Relação com regime legal de responsabilidade civil</p> <p>O disposto neste Regulamento e o pagamento das compensações nele previstas, não prejudica o regime da responsabilidade civil legalmente aplicável.</p>		
<p>Artigo 12.º Definição de interrupção</p> <p>1. Define-se interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma</p>	<p>Artigo 15.º Definição de interrupção</p> <p>1. Define-se interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.</p> <p>2. Para a determinação da duração de uma interrupção num PdE considera-se que:</p> <p>a) O início da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE é inferior a 5% do valor da tensão declarada em todas as fases;</p> <p>b) O fim da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada ou o instante em que o fornecimento é reposto a partir de outro PdE.</p> <p>3. A reposição do fornecimento, na sequência de uma interrupção num PdE do operador de rede de transporte que afete vários clientes ligados diretamente ou através da rede de distribuição, pode ser feita escalonadamente no tempo.</p> <p>4. Nas situações referidas no número anterior, a duração equivalente de interrupção é a média aritmética ponderada dos tempos parciais de reposição, em que o fator de ponderação é a potência reposta em cada um dos escalões referidos.</p> <p>5. Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica, devendo ser consideradas todas as interrupções que afetem os PdE, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p> <p>6. Nas situações em que se verifique uma sucessão de ações de corte e de reposição de fornecimento</p>	<p>infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.</p> <p>2. Para a determinação da duração de uma interrupção num PdE considera-se que:</p> <p>a) O início da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE é inferior a 5% do valor da tensão declarada em todas as fases;</p> <p>b) O fim da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada ou o instante em que o fornecimento é reposto a partir de outro PdE.</p> <p>3. A reposição do fornecimento, na sequência de uma interrupção num PdE do operador da rede de transporte que afete vários clientes ligados diretamente ou através da rede de distribuição, pode ser feita escalonadamente no tempo.</p> <p>4. Nas situações referidas no número anterior, a duração equivalente de interrupção é a média aritmética ponderada dos tempos parciais de reposição, em que o fator de ponderação é a potência reposta em cada um dos escalões referidos.</p> <p>5. Considera-se um só incidente, a sucessão de ações de corte e de reposição de fornecimento correlacionadas elétrica e temporalmente, afetando um ou mais PdE, desde que o período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afetados não tenha duração superior a 10 minutos.</p> <p>6. Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor																																						
<p>correlacionadas elétrica e temporalmente, afetando um ou mais PdE:</p> <p>a) Considera-se um só incidente, desde que o período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afetados não tenha duração superior a 10 minutos;</p> <p>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.</p>	<p>básica, nos termos definidos no número anterior, devendo ser consideradas todas as interrupções que afetem os PdE, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p>																																							
<p align="center"><b>Artigo 13.º</b> Classificação de interrupções</p> <p>1. As interrupções são classificadas de acordo com a sua origem, tipo e causa, de acordo com o quadro seguinte:</p> <table border="1" data-bbox="353 858 846 1166"> <thead> <tr> <th>ORIGEM</th> <th>TIPO</th> <th>CAUSAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">Produção, transporte ou distribuição</td> <td rowspan="4">Previstas</td> <td>Razões de interesse público</td> </tr> <tr> <td>Razões de serviço</td> </tr> <tr> <td>Facto imputável ao cliente</td> </tr> <tr> <td>Acordo com o cliente</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">Acidentais</td> <td rowspan="4"></td> <td>Outras redes ou instalações</td> </tr> <tr> <td>Razões de segurança</td> </tr> <tr> <td>Casos fortuitos</td> </tr> <tr> <td>Casos de força maior</td> </tr> <tr> <td rowspan="2"></td> <td rowspan="2"></td> <td>Próprias</td> </tr> <tr> <td>Outras redes ou instalações</td> </tr> </tbody> </table>	ORIGEM	TIPO	CAUSAS	Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público	Razões de serviço	Facto imputável ao cliente	Acordo com o cliente	Acidentais		Outras redes ou instalações	Razões de segurança	Casos fortuitos	Casos de força maior			Próprias	Outras redes ou instalações	<p align="center"><b>Artigo 16.º</b> Classificação de interrupções</p> <p>1. As interrupções são classificadas de acordo com a sua origem, tipo e causa, de acordo com o quadro seguinte:</p> <table border="1" data-bbox="878 858 1370 1166"> <thead> <tr> <th>ORIGEM</th> <th>TIPO</th> <th>CAUSAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">Produção, transporte ou distribuição</td> <td rowspan="4">Previstas</td> <td>Razões de interesse público</td> </tr> <tr> <td>Razões de serviço</td> </tr> <tr> <td>Facto imputável ao cliente</td> </tr> <tr> <td>Acordo com o cliente</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">Acidentais</td> <td rowspan="4"></td> <td>Outras redes ou instalações</td> </tr> <tr> <td>Razões de segurança</td> </tr> <tr> <td>Casos fortuitos</td> </tr> <tr> <td>Casos de força maior</td> </tr> <tr> <td rowspan="2"></td> <td rowspan="2"></td> <td>Próprias</td> </tr> <tr> <td>Outras redes ou instalações</td> </tr> </tbody> </table>	ORIGEM	TIPO	CAUSAS	Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público	Razões de serviço	Facto imputável ao cliente	Acordo com o cliente	Acidentais		Outras redes ou instalações	Razões de segurança	Casos fortuitos	Casos de força maior			Próprias	Outras redes ou instalações	
ORIGEM	TIPO	CAUSAS																																						
Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público																																						
		Razões de serviço																																						
		Facto imputável ao cliente																																						
		Acordo com o cliente																																						
Acidentais		Outras redes ou instalações																																						
		Razões de segurança																																						
		Casos fortuitos																																						
		Casos de força maior																																						
		Próprias																																						
		Outras redes ou instalações																																						
ORIGEM	TIPO	CAUSAS																																						
Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público																																						
		Razões de serviço																																						
		Facto imputável ao cliente																																						
		Acordo com o cliente																																						
Acidentais		Outras redes ou instalações																																						
		Razões de segurança																																						
		Casos fortuitos																																						
		Casos de força maior																																						
		Próprias																																						
		Outras redes ou instalações																																						
<p>2. No que respeita ao tipo, consideram-se:</p> <p>a) Interrupções previstas – as interrupções em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no RRCEE;</p> <p>b) Interrupções acidentais – as restantes</p>	<p>2. No que respeita ao tipo, consideram-se:</p> <p>a) Interrupções previstas – as interrupções por acordo com os clientes ou, ainda, por razões de serviço ou de interesse público em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no RRC;</p>																																							



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>interrupções.</p> <p>3. No que respeita à caracterização de interrupções, consideram-se:</p> <p>a) Interrupções por razões de interesse público – as interrupções que decorram da execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores de redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRCEE;</p> <p>b) Interrupções por razões de serviço – as interrupções que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores de redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRCEE;</p> <p>c) Interrupções por acordo com ou facto imputável ao cliente – as interrupções que decorram por acordo com o cliente e nas situações referidas no RRCEE;</p> <p>d) Interrupções por razões de segurança – as interrupções ocorridas em situações para as quais a continuidade de fornecimento ponha em causa a segurança de pessoas e bens, nos termos do RRCEE;</p> <p>e) Interrupções por casos fortuitos – as interrupções ocorridas em situações que</p>	<p>b) Interrupções acidentais – as restantes interrupções.</p> <p>3. No que respeita à caracterização de interrupções, consideram-se:</p> <p>a) Interrupções por razões de interesse público – as interrupções que decorram da execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores das redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRC;</p> <p>b) Interrupções por razões de serviço – as interrupções que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores das redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRC;</p> <p>c) Interrupções por acordo com ou facto imputável ao cliente – as interrupções que decorram por acordo com o cliente e nas situações referidas no RRC;</p> <p>d) Interrupções por razões de segurança – as interrupções ocorridas em situações para as quais a continuidade de fornecimento ponha em causa a segurança de pessoas e bens, nos termos do RRC;</p> <p>e) Interrupções por casos fortuitos – as</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º;</p> <p>f) Interrupções por casos de força maior – as interrupções ocorridas em situações que reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º;</p> <p>g) Interrupções devidas a outras redes ou instalações – as interrupções que tenham origem nas redes ou instalações de outros operadores, produtores ou clientes;</p> <p>h) Interrupções por causas próprias – As interrupções ocorridas em situações que não sendo passíveis de serem classificadas em nenhuma das categorias anteriores podem ser classificadas como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fenómenos atmosféricos – descargas atmosféricas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição;</li> <li>– Ações naturais – animais, arvoredo, movimento de terras ou interferência de objetos estranhos às redes ou centros de produção;</li> <li>– Origem interna – erros de projeto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, atividades de manutenção, trabalhos inadiáveis, obras próprias ou erro humano;</li> <li>– Outras causas – todas as que não estão incluídas nos pontos anteriores ou que são desconhecidas.</li> </ul> <p>4. Os procedimentos a observar no registo e classificação das interrupções constam do</p>	<p>interrupções ocorridas em situações que reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º;</p> <p>f) Interrupções por casos de força maior – as interrupções ocorridas em situações que reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º;</p> <p>g) Interrupções devidas a outras redes ou instalações – as interrupções que tenham origem nas redes ou instalações de outros operadores, produtores ou clientes;</p> <p>h) Interrupções por causas próprias – As interrupções ocorridas em situações que não sendo passíveis de serem classificadas em nenhuma das categorias anteriores, são consequentemente consideradas como imputáveis ao operador da rede em causa e, que por sua vez, poderão ser classificadas como devidas a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fenómenos atmosféricos – descargas atmosféricas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição;</li> <li>– Ações naturais – animais, arvoredo, movimento de terras ou interferência de objetos estranhos às redes ou centros de produção;</li> <li>– Origem interna – erros de projeto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, atividades de manutenção, trabalhos inadiáveis, obras próprias ou erro humano;</li> <li>– Outras causais – todas as que não estão incluídas nos pontos</li> </ul>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
MPQS.	anteriores ou que são desconhecidas. 4. Os procedimentos a observar no registo e classificação das interrupções constam do Procedimento n.º 2 do MPQS.	
<p data-bbox="383 440 808 520">Artigo 14.º Classificação de zonas de qualidade de serviço</p> <p data-bbox="342 547 846 655">Os padrões de qualidade de serviço a observar pelos operadores de redes podem variar de acordo com as zonas de qualidade de serviço que são estabelecidas no MPQS.</p>	<p data-bbox="907 440 1332 520">Artigo 17.º Classificação de zonas de qualidade de serviço</p> <p data-bbox="866 547 1370 655">1. Para efeitos de aplicação deste regulamento, são estabelecidas zonas de qualidade de serviço no Procedimento n.º 1 do MPQS.</p> <p data-bbox="866 679 1370 815">2. Os padrões de qualidade de serviço a observar pelos operadores das redes de distribuição podem variar de acordo com as zonas de qualidade de serviço estabelecidas no número anterior.</p>	
<p data-bbox="443 882 745 935">Artigo 15.º Ilha de qualidade de serviço</p> <p data-bbox="342 962 846 1150">1. Um parque industrial ou empresarial cujas características permitam que este seja identificado como sendo de uma Zona de Qualidade de Serviço superior à da envolvente geográfica onde o parque se insere pode ser qualificado como ilha de qualidade de serviço.</p> <p data-bbox="342 1174 846 1362">2. O promotor do parque industrial ou empresarial referido no número anterior pode optar, suportando os respetivos custos, por uma tipologia de ligação e eventual reforço de rede que garanta as características da zona de qualidade serviço superior.</p> <p data-bbox="342 1386 846 1414">3. O operador de rede deve aconselhar na</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>especificação das condições técnicas de ligação e reforço de rede que garantam o nível de qualidade pretendido.</p> <p>4. Com a validação do operador de rede envolvido, o promotor pode solicitar à ERSE a classificação do respetivo parque industrial ou empresarial como ilha de qualidade de serviço com as características de uma determinada Zona de Qualidade de Serviço.</p> <p>5. O operador da rede a que o parque anterior se encontre ligado tem a obrigação de manter ao longo do tempo as características da zona de qualidade de serviço que foram atribuídas com a classificação de ilha de qualidade de serviço.</p>		
<p>Artigo 16.º Incidente de grande impacto</p> <p>1. Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido pela ERSE.</p> <p>2. Todos os incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE, de acordo com o estabelecido no MPQS.</p>	<p>Artigo 18.º Incidentes de grande impacto</p> <p>1. Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido por Diretiva da ERSE.</p> <p>2. Todos os incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE, de acordo com o Procedimento n.º 4 do MPQS.</p>	
<p>Artigo 17.º Indicadores e padrões de continuidade de serviço</p> <p>1. Consideram-se indicadores gerais aqueles que se referem à rede explorada pelo operador de rede de transporte, à rede ou</p>	<p>Artigo 19.º Indicadores e padrões de continuidade de serviço</p> <p>De entre os indicadores e padrões de qualidade de serviço, os indicadores e padrões</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes.</p> <p>2. Consideram-se indicadores individuais aqueles que se referem a cada uma das instalações elétricas dos PdE, incluindo clientes.</p>	<p>de continuidade de serviço podem ser de natureza:</p> <p>a) Geral, quando se referem à rede explorada pelo operador da rede de transporte, à rede ou zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes.</p> <p>b) Individual, quando se referem a cada uma das instalações elétricas dos PdE, incluindo clientes.</p>	
<p>Artigo 18.º</p> <p>Indicadores gerais para a rede de transporte</p> <p>1. Em Portugal continental, o operador de rede de transporte procede, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) ENF, em MWh;</p> <p>b) TIE, em minutos;</p> <p>c) SAIFI RT;</p> <p>d) SAIDI RT, em minutos;</p> <p>e) SARI RT, em minutos;</p> <p>f) MAIFI RT.</p> <p>2. O cálculo dos indicadores referidos no número anterior deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p> <p>3. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente</p>	<p>Artigo 20.º</p> <p>Indicadores gerais</p> <p>1. Em Portugal continental, os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de transporte que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) ENF, em MWh;</p> <p>b) TIE, em minutos;</p> <p>c) SAIFI RT;</p> <p>d) SAIDI RT, em minutos;</p> <p>e) SARI RT, em minutos;</p> <p>f) MAIFI RT.</p> <p>2. Os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de distribuição, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Para redes de alta tensão de Portugal continental, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia elétrica, constam do MPQS.</p>	<p>serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI AT;</li> <li>- SAIDI AT, em minutos;</li> <li>- MAIFI AT.</li> </ul> <p>b) Para redes de média tensão, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e da RAM, para cada ilha e região:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- TIEPI MT, em minutos;</li> <li>- SAIFI MT;</li> <li>- SAIDI MT, em minutos;</li> <li>- END, em MWh;</li> <li>- MAIFI MT.</li> </ul> <p>c) Para redes de baixa tensão, agrupadas de acordo com a classificação de zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e da RAM, para cada ilha e região:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI BT;</li> <li>- SAIDI BT, em minutos.</li> </ul> <p>3. O cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p> <p>4. No caso da RAA e da RAM, o cálculo dos indicadores deve discriminar as</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>interrupções com origem nas redes de transporte e de distribuição e aquelas com origem exclusivamente no sistema electroprodutor.</p> <p>5. Todos os indicadores referidos no n.º 2 são calculados globalmente e por zona de qualidade de serviço.</p> <p>6. Os diferentes operadores das redes devem trocar entre si toda a informação necessária ao cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 do presente artigo.</p> <p>7. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia elétrica, constam do Procedimento n.º 3 do MPQS.</p>	
<p>Artigo 19.º</p> <p>Taxas de disponibilidade dos elementos da RNTEE</p> <p>1. Em Portugal continental, o operador de rede de transporte procede, em cada ano civil, à caracterização da disponibilidade dos elementos das respetivas redes que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores:</p> <p>a) Tdcl, em %;</p> <p>b) Tdtp, em %.</p> <p>2. Os procedimentos a observar no cálculo do indicador da disponibilidade dos elementos da RNTEE, designadamente no que se refere ao tipo de indisponibilidades e identificação dos elementos da RNTEE, constam do MPQS.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 20.º</p> <p>Indicadores gerais para a rede de distribuição</p> <p>1. Os operadores de redes procedem, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de distribuição, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Para redes de alta tensão de Portugal continental:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI AT;</li> <li>- SAIDI AT, em minutos;</li> <li>- MAIFI AT.</li> </ul> <p>b) Para redes de média tensão:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- TIEPI MT, em minutos;</li> <li>- SAIFI MT;</li> <li>- SAIDI MT, em minutos;</li> <li>- END, em MWh;</li> <li>- MAIFI MT.</li> </ul> <p>c) Para redes de baixa tensão:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI BT;</li> <li>- SAIDI BT, em minutos.</li> </ul> <p>2. O cálculo dos indicadores referidos no número anterior deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador de redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p> <p>3. O cálculo dos indicadores deve ser feito</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 20.º</p> <p>Indicadores gerais</p> <p>1. Em Portugal continental, os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de transporte que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) ENF, em MWh;</p> <p>b) TIE, em minutos;</p> <p>c) SAIFI RT;</p> <p>d) SAIDI RT, em minutos;</p> <p>e) SARI RT, em minutos;</p> <p>f) MAIFI RT.</p> <p>2. Os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de distribuição, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Para redes de alta tensão de Portugal continental, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI AT;</li> <li>- SAIDI AT, em minutos;</li> <li>- MAIFI AT.</li> </ul> <p>b) Para redes de média tensão, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e</p>	



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>com a seguinte discriminação:</p> <p>a) Globalidade da rede.</p> <p>b) Zona de qualidade de serviço.</p> <p>c) Interrupções previstas.</p> <p>d) Interrupções acidentais.</p> <p>e) No caso da RAA e da RAM, devem ser discriminadas as interrupções com origem nas redes de transporte e de distribuição e aquelas com origem exclusivamente no sistema electroprodutor.</p> <p>f) No caso da RAA e da RAM, deve ser feita uma discriminação por ilha.</p> <p>4. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia elétrica, constam do MPQS.</p>	<p>da RAM, para cada ilha e região:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- TIEPI MT, em minutos;</li> <li>- SAIFI MT;</li> <li>- SAIDI MT, em minutos;</li> <li>- END, em MWh;</li> <li>- MAIFI MT.</li> </ul> <p>c) Para redes de baixa tensão, agrupadas de acordo com a classificação de zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e da RAM, para cada ilha e região:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIFI BT;</li> <li>- SAIDI BT, em minutos.</li> </ul> <p>3. O cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p> <p>4. No caso da RAA e da RAM, o cálculo dos indicadores deve discriminar as interrupções com origem nas redes de transporte e de distribuição e aquelas com origem exclusivamente no sistema electroprodutor.</p> <p>5. Todos os indicadores referidos no n.º 2 são calculados globalmente e por zona de qualidade de serviço.</p> <p>6. Os diferentes operadores das redes devem trocar entre si toda a informação necessária ao cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 do presente</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>artigo.</p> <p>7. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia elétrica, constam do Procedimento n.º 3 do MPQS.</p>	
<p>Artigo 21.º Padrões para os indicadores gerais para a rede de distribuição</p> <p>1. A ERSE estabelece padrões anuais para os seguintes indicadores:</p> <p>a) SAIDI. b) SAIFI.</p> <p>2. Os padrões referidos no número anterior devem aplicar-se aos indicadores para as redes de média tensão, baixa tensão e com desagregação por zona de qualidade de serviço.</p> <p>3. No caso da RAA e RAM, os padrões são igualmente definidos por ilha e região.</p> <p>4. Os operadores de rede devem garantir que o valor dos indicadores gerais não excede, em cada ano civil, o valor do respetivo padrão.</p>	<p>Artigo 21.º Padrões gerais</p> <p>1. Para caracterização do desempenho são definidos padrões anuais para os indicadores gerais SAIDI e SAIFI referentes às redes de média e de baixa tensão, previstos no n.º 2 do artigo anterior.</p> <p>2. Os padrões referidos no número anterior são agrupados por zona de qualidade de serviço e, no caso da RAA e da RAM, são definidos igualmente para cada ilha e região.</p> <p>3. Os padrões mencionados no n.º 1 referem-se a interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.</p> <p>4. Os padrões referidos nos números anteriores são publicados por Diretiva da ERSE.</p>	
<p>Artigo 22.º Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço</p> <p>1. O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço é constituído por duas componentes:</p> <p>a) Componente 1 – tem como objetivo</p>	<p>Artigo 22.º Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço</p> <p>1. O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem como objetivo promover uma evolução adequada do desempenho geral das redes em termos de continuidade de serviço e assegurar</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica;</p> <p>b) Componente 2 – tem como objetivo incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.</p> <p>2. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço é estabelecida no MPQS e os valores dos parâmetros publicados pela ERSE no início de cada período regulatório.</p> <p>3. O cálculo anual do valor do incentivo referido neste artigo está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 124.º.</p>	<p>uma melhoria consistente da continuidade de serviço que globalmente afeta os clientes pior servidos.</p> <p>2. O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental.</p> <p>3. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço é estabelecida no Procedimento n.º 6 do MPQS e os valores dos parâmetros publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.</p> <p>4. O cálculo anual do valor do incentivo referido neste artigo está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 68.º.</p>	
<p>Artigo 23.º Indicadores individuais</p> <p>1. Os operadores de redes devem determinar, em cada ano civil e para todos os PdE das redes respetivas, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:</p> <p>a) Número de interrupções;</p> <p>b) Duração total das interrupções, em minutos;</p> <p>2. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais constam do MPQS.</p>	<p>Artigo 24.º Indicadores individuais</p> <p>1. Os operadores das redes devem determinar, em cada ano civil e para todos os PdE das redes respetivas, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:</p> <p>a) Número de interrupções;</p> <p>b) Duração total das interrupções, em minutos;</p> <p>2. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais constam do Procedimento n.º 3 do MPQS.</p>	
<p>Artigo 24.º Padrões para os indicadores individuais</p> <p>1. Nas redes de MAT, de AT, de MT e de BT,</p>	<p>Artigo 25.º Padrões individuais</p> <p>1. Nas redes de MAT, de AT, de MT e de BT,</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>no caso de Portugal continental, e nas redes de AT, MT e BT, no caso da RAA e da RAM, a ERSE define padrões anuais para os indicadores individuais, previstos no n.º 1 do artigo anterior.</p> <p>2. Os padrões mencionados no número anterior são agrupados por zona de qualidade de serviço e referem-se a interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.</p> <p>3. Os operadores de redes devem garantir o cumprimento dos padrões par os indicadores individuais.</p> <p>4. O incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço estabelecidos nos números anteriores confere aos clientes o direito a uma compensação independentemente de solicitação do cliente.</p> <p>5. O valor da compensação referida no número anterior é calculado de acordo com o estabelecido no Artigo 92.º e o seu pagamento aos clientes deverá decorrer de acordo com o disposto no Artigo 96.º.</p>	<p>no caso de Portugal continental, e nas redes de AT, MT e BT, no caso da RAA e da RAM, são definidos padrões anuais para os indicadores individuais, previstos no n.º 1 do artigo anterior, os quais não devem ser excedidos, por ano e por cliente.</p> <p>2. Os padrões mencionados no número anterior são agrupados por zona de qualidade de serviço e referem-se a interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.</p> <p>3. Os padrões referidos nos números anteriores são publicados por Diretiva da ERSE.</p> <p>4. Os clientes têm direito a uma compensação automática sempre que houver incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço estabelecidos nos números anteriores.</p> <p>5. O valor da compensação referida no número anterior é calculado de acordo com o estabelecido no Artigo 91.º e o seu pagamento aos clientes deverá decorrer de acordo com o disposto no Artigo 95.º.</p>	
<p><b>Artigo 25.º</b> Definição de interrupção</p> <p>1. Define-se interrupção de fornecimento de gás natural como a ausência de fornecimento de gás natural a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.</p> <p>2. O início da interrupção corresponde, consoante as situações, a um dos</p>		<p><b>Artigo 8.º</b> Definição de interrupção</p> <p>1. Define-se interrupção de fornecimento de gás natural como a ausência de fornecimento de gás natural a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.</p> <p>2. O início da interrupção corresponde, consoante as situações, a um dos</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>seguintes instantes que ocorrer em primeiro lugar:</p> <p>a) Instante identificado automaticamente pelos equipamentos da infraestrutura, a partir do qual se verifica o incumprimento das disposições contratuais, nomeadamente limites de pressão ou de caudal.</p> <p>b) Instante em que o cliente ou operador de infraestrutura a jusante comunica a interrupção de fornecimento de gás natural.</p> <p>c) Instante em que o operador de rede corta o fornecimento ao cliente, por atuação na válvula de corte.</p> <p>3. O fim da interrupção corresponde ao momento em que é restabelecido o fornecimento de gás natural ao cliente ou à infraestrutura afetada pela interrupção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>4. Sempre que estejam reunidas por parte do operador de rede as condições técnicas necessárias ao restabelecimento do fornecimento, mas este não possa ser efetuado por facto não imputável ao operador de rede, a interrupção é dada como finda para cálculo dos indicadores definidos no presente regulamento.</p> <p>5. Nos casos referidos no número anterior que resultem da ausência do cliente na sua instalação, o operador de rede deve deixar um aviso ao cliente com informação sobre o ocorrido, bem como os procedimentos a adotar para regularizar o fornecimento.</p>		<p>seguintes instantes que ocorrer em primeiro lugar:</p> <p>a) Instante identificado automaticamente pelos equipamentos da infraestrutura, a partir do qual se verifica o incumprimento das disposições contratuais, nomeadamente limites de pressão ou de caudal.</p> <p>b) Instante em que o cliente ou operador da infraestrutura a jusante comunica a interrupção de fornecimento de gás natural.</p> <p>c) Instante em que o operador da rede corta o fornecimento ao cliente, por atuação na válvula de corte.</p> <p>3. O fim da interrupção corresponde ao momento em que é restabelecido o fornecimento de gás natural ao cliente ou à infraestrutura afetada pela interrupção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>4. Sempre que estejam reunidas por parte do operador da rede as condições técnicas necessárias ao restabelecimento do fornecimento, mas este não possa ser efetuado por facto não imputável ao operador da rede, a interrupção é dada como finda para cálculo dos indicadores definidos no presente regulamento.</p> <p>5. Nos casos referidos no número anterior que resultem da ausência do cliente na sua instalação, o operador da rede deve deixar um aviso ao cliente com informação sobre o ocorrido, bem como os procedimentos a adotar para regularizar o fornecimento.</p> <p>6. Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede deve</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		deslocar-se à instalação do cliente no prazo máximo de 3 horas, após comunicação do cliente, com o objetivo de repor o fornecimento.
<p style="text-align: center;">Artigo 26.º Classes de interrupções</p> <p>Para efeitos de aplicação deste regulamento, define-se:</p> <p>a) Interrupção prevista - aquela em que o operador de rede consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência e avisar os clientes com a antecedência mínima estabelecida no RRCGN.</p> <p>b) Interrupção acidental - aquela em que o operador de rede não consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência acidental como aquela em que o operador de rede não consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência.</p> <p>c) Interrupção controlável - aquela em que a sua ocorrência pode ser evitada pela atuação do operador de rede, nomeadamente através de uma adequada manutenção e gestão das infraestruturas.</p> <p>d) Interrupção não controlável - aquela em que a sua ocorrência não pode ser evitada pela atuação do operador de rede.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 9.º Classes de interrupções</p> <p>1. Para efeitos de aplicação deste regulamento, define-se:</p> <p>a) Interrupção prevista como aquela em que o operador da rede consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência e avisar os clientes com a antecedência mínima estabelecida no RRC.</p> <p>b) Interrupção acidental como aquela em que o operador da rede não consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência.</p> <p>c) Interrupção controlável como aquela em que a sua ocorrência pode ser evitada pela atuação do operador da rede, nomeadamente através de uma adequada manutenção e gestão das infraestruturas.</p> <p>d) Interrupção não controlável como aquela em que a sua ocorrência não pode ser evitada pela atuação do operador da rede.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 27.º Identificação das classes de interrupção consoante as causas</p> <p>1. Para efeitos de cálculo dos indicadores, as classes de interrupção são identificadas consoante as causas que lhe dão origem,</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 10.º Identificação das classes de interrupção consoante as causas</p> <p>1. Para efeitos de cálculo dos indicadores, as classes de interrupção são identificadas consoante as causas que lhe dão origem,</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor																								
<p>conforme estabelecido no quadro seguinte.</p> <table border="1" data-bbox="405 320 869 432"> <thead> <tr> <th>Classe</th> <th>Causa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Não controlável</td> <td>Prevista</td> <td>Razões de interesse público</td> </tr> <tr> <td>Acidental</td> <td>Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Controlável</td> <td>Prevista</td> <td>Razões de serviço, outras causas</td> </tr> <tr> <td>Acidental</td> <td>Outras causas, onde se incluem as a</td> </tr> </tbody> </table> <p>2. As interrupções por facto imputável ao cliente ou por acordo com o cliente não são consideradas para efeitos de cálculo dos indicadores.</p>	Classe	Causa	Não controlável	Prevista	Razões de interesse público	Acidental	Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança	Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas	Acidental	Outras causas, onde se incluem as a		<p>conforme estabelecido no quadro seguinte.</p> <table border="1" data-bbox="1408 331 1917 443"> <thead> <tr> <th>Classe</th> <th>Causa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Não controlável</td> <td>Prevista</td> <td>Razões de interesse público</td> </tr> <tr> <td>Acidental</td> <td>Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Controlável</td> <td>Prevista</td> <td>Razões de serviço, outras causas</td> </tr> <tr> <td>Acidental</td> <td>Outras causas, onde se incluem as avarias</td> </tr> </tbody> </table> <p>2. As interrupções por facto imputável ao cliente ou por acordo com o cliente não são consideradas para efeitos de cálculo dos indicadores.</p>	Classe	Causa	Não controlável	Prevista	Razões de interesse público	Acidental	Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança	Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas	Acidental	Outras causas, onde se incluem as avarias
Classe	Causa																									
Não controlável	Prevista	Razões de interesse público																								
	Acidental	Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança																								
Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas																								
	Acidental	Outras causas, onde se incluem as a																								
Classe	Causa																									
Não controlável	Prevista	Razões de interesse público																								
	Acidental	Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança																								
Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas																								
	Acidental	Outras causas, onde se incluem as avarias																								
<p>Artigo 28.º Registo de interrupções de fornecimento</p> <p>1. O operador de rede de transporte e os operadores de redes de distribuição devem registar todas as interrupções.</p> <p>2. No registo de uma interrupção de fornecimento deve ser recolhida informação necessária à sua classificação, devendo constar obrigatoriamente, entre outros e sempre que aplicável o seguinte:</p> <p>a) A identificação da infraestrutura ou do elemento da infraestrutura onde teve origem;</p> <p>b) A data e a hora de início e de fim da interrupção;</p> <p>c) A causa e a classe atribuída à interrupção;</p> <p>d) Comprovativos das ações de comunicação ou divulgação prévias;</p> <p>e) Comprovativo da situação invocada, designadamente nos casos fortuitos ou de força maior;</p>		<p>Artigo 11.º Registo de interrupções de fornecimento</p> <p>1. O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição devem registar todas as interrupções.</p> <p>2. No registo referido no número anterior deve constar a causa e a classe atribuída à interrupção.</p> <p>3. Os procedimentos a observar no registo das interrupções devem respeitar o estabelecido em norma complementar, a publicar nos termos do <b>Erro! A origem da referência não foi encontrada.</b> e <b>Erro! A origem da referência não foi encontrada.</b></p> <p>4. A norma complementar prevista no número anterior deve, pelo menos, detalhar os procedimentos adotados para os seguintes efeitos:</p> <p>a) Determinação da duração e impacto das interrupções, considerando o tipo de instalação e a eventual ausência dos clientes.</p> <p>b) Reposição do fornecimento,</p>																								

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>3. O registo referido no número anterior pode ser realizado por incidente, agregando várias interrupções.</p> <p>4. A data e hora do início do incidente é determinada pelo início da interrupção, do primeiro cliente afetado pelo incidente determinado de acordo com o n.º 2 - Artigo 26.º, a data e hora do fim do incidente corresponde ao momento em que é restabelecido o último cliente com interrupção, de acordo com o n.º 3 - Artigo 26.º</p> <p>5. A duração das interrupções causadas por um único incidente deverá ser igual à duração do incidente.</p> <p>6. O registo de interrupções deverá ser auditável, garantir a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.</p>		<p>considerando o tipo de instalação, a eventual ausência dos clientes e o tipo de clientes.</p> <p>c) Identificação das causas das interrupções e respetivas classificações, particularizando os casos fortuitos ou de força maior.</p> <p>d) Registo da informação relacionada com as interrupções de fornecimento.</p> <p>e) Cumprimento dos deveres de informação associados à ocorrência de interrupções de fornecimento.</p>
<p>Artigo 29.º</p> <p>Indicadores gerais para a rede de transporte</p> <p>1. O operador de rede de transporte deve proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Número médio de interrupções por ponto de saída: quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado.</p> <p>b) Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante</p>		<p>Artigo 14.º</p> <p>Indicadores gerais para a rede de transporte</p> <p>1. O operador da rede de transporte deve proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Número médio de interrupções por ponto de saída: quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado.</p> <p>b) Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante</p>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado.</p> <p>c) Duração média de interrupção (min/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.</p> <p>2. Os indicadores gerais definidos no número anterior devem ser calculados diferenciando as interrupções controláveis previstas, controláveis acidentais, não controláveis previstas e não controláveis acidentais.</p>		<p>determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado.</p> <p>c) Duração média de interrupção (min/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.</p> <p>2. Os indicadores gerais definidos no número anterior devem ser calculados diferenciando as interrupções controláveis previstas, controláveis acidentais, não controláveis previstas e não controláveis acidentais.</p> <p>3. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais devem respeitar o estabelecido em norma complementar, a publicar nos termos do artigo 72.º e artigo 80.º.</p> <p>4. A norma complementar prevista no número anterior deve, pelo menos, detalhar os procedimentos adotados para os seguintes efeitos:</p> <p>a) Especificação da metodologia de cálculo dos indicadores gerais considerando, em particular, a necessidade do seu apuramento trimestral e anual.</p> <p>b) Registo da informação relacionada com o cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>c) Cumprimento dos deveres de informação associados ao cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>5. O operador da rede de transporte deve enviar à ERSE, 45 dias após o fim de cada</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		trimestre, a informação estabelecida no Anexo II do presente regulamento.
<p style="text-align: center;">Artigo 30.º Indicadores gerais para as redes de distribuição</p> <p>1. Os operadores de redes de distribuição devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Número médio de interrupções por 1000 clientes: quociente do número total de interrupções a clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes, no fim do período considerado, multiplicado por mil.</p> <p>b) Duração média das interrupções por cliente (min/cliente): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes no fim do período considerado.</p> <p>c) Duração média das interrupções (min/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, pelo número total de interrupções nos clientes no período considerado.</p> <p>2. Os indicadores gerais definidos no número anterior devem ser calculados diferenciando as interrupções controláveis previstas, controláveis acidentais, não controláveis previstas e não controláveis acidentais.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 15.º Indicadores gerais para as redes de distribuição</p> <p>1. Os operadores das redes de distribuição devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Número médio de interrupções por cliente: quociente do número total de interrupções a clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes, no fim do período considerado.</p> <p>b) Duração média das interrupções por cliente (min/cliente): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes no fim do período considerado.</p> <p>c) Duração média das interrupções (min/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, pelo número total de interrupções nos clientes no período considerado.</p> <p>2. Os indicadores gerais definidos no número anterior devem ser calculados diferenciando as interrupções controláveis previstas, controláveis acidentais, não controláveis previstas e não controláveis acidentais.</p> <p>3. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais devem respeitar o estabelecido em norma complementar, a</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor																																																
		<p>publicar nos termos do artigo 72.º e artigo 80.º.</p> <p>4. A norma complementar prevista no número anterior deve, pelo menos, detalhar os procedimentos adotados para os seguintes efeitos:</p> <p>a) Especificação da metodologia de cálculo dos indicadores gerais considerando, em particular, a necessidade do seu apuramento trimestral e anual.</p> <p>b) Registo da informação relacionada com o cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>c) Cumprimento dos deveres de informação associados ao cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>5. Os operadores das redes de distribuição devem enviar à ERSE, 45 dias após o fim de cada trimestre, a informação estabelecida no Anexo II do presente regulamento.</p>																																																
<p><b>Artigo 31.º</b> Padrões gerais para a rede de distribuição</p> <p>1. Os indicadores gerais para as redes de distribuição previstos no n.º 1 do Artigo 31.º não devem exceder os valores que constam do quadro seguinte, em cada ano.</p> <table border="1" data-bbox="349 1193 869 1393"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Indicadores</th> <th colspan="3">Classes de interrupções</th> <th rowspan="3">Controláveis acidentais</th> </tr> <tr> <th colspan="3">Controláveis previstas</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Lisboagás, GDL</th> <th rowspan="2">Outros operadores de redes</th> </tr> <tr> <th>Renovação da rede</th> <th>Outras situações</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Número médio de interrupções por 1000 clientes</td> <td>não definido</td> <td>3,25</td> <td>não definido</td> <td>não definido</td> </tr> <tr> <td>Duração média das interrupções (min/interrupção)</td> <td>420</td> <td>360</td> <td>360</td> <td>300</td> </tr> </tbody> </table>	Indicadores	Classes de interrupções			Controláveis acidentais	Controláveis previstas			Lisboagás, GDL		Outros operadores de redes	Renovação da rede	Outras situações		Número médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido	Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300		<p><b>Artigo 16.º</b> Padrões para a rede de distribuição</p> <p>1. Os indicadores para as redes de distribuição previstos no n.º 1 do Artigo 15.º não devem exceder os valores que constam do quadro seguinte, em cada ano.</p> <table border="1" data-bbox="1400 1203 1919 1402"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Indicadores</th> <th colspan="3">Classes de interrupções</th> <th rowspan="3">Controláveis acidentais</th> </tr> <tr> <th colspan="3">Controláveis previstas</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Lisboagás, GDL</th> <th rowspan="2">Outros operadores de redes</th> </tr> <tr> <th>Renovação da rede</th> <th>Outras situações</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Número médio de interrupções por 1000 clientes</td> <td>não definido</td> <td>3,25</td> <td>não definido</td> <td>não definido</td> </tr> <tr> <td>Duração média das interrupções (min/interrupção)</td> <td>420</td> <td>360</td> <td>360</td> <td>300</td> </tr> </tbody> </table>	Indicadores	Classes de interrupções			Controláveis acidentais	Controláveis previstas			Lisboagás, GDL		Outros operadores de redes	Renovação da rede	Outras situações		Número médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido	Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300
Indicadores		Classes de interrupções				Controláveis acidentais																																												
		Controláveis previstas																																																
	Lisboagás, GDL		Outros operadores de redes																																															
Renovação da rede	Outras situações																																																	
Número médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido																																														
Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300																																														
Indicadores	Classes de interrupções			Controláveis acidentais																																														
	Controláveis previstas																																																	
	Lisboagás, GDL		Outros operadores de redes																																															
Renovação da rede	Outras situações																																																	
Número médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido																																														
Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300																																														

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>2. Os padrões gerais referidos no número anterior aplicam-se aos operadores de redes de distribuição com mais de 100 000 clientes ligados às suas redes no ano anterior ao ano a que se referem.</p> <p>3. A entidade concessionária da rede de distribuição regional de gás natural de Lisboa deve enviar à ERSE, no prazo de 45 dias após cada ano, um relatório com a descrição das ações de renovação da rede de gás de cidade para gás natural, o número de clientes abrangidos e a caracterização da rede intervencionada.</p>		<p>2. Os padrões referidos no número anterior aplicam-se aos operadores das redes de distribuição com mais de 100 000 clientes ligados às suas redes no ano anterior ao ano a que se referem.</p> <p>3. Para efeitos de avaliação dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de concessão da distribuição regional de gás natural de Lisboa, a respetiva entidade concessionária deve enviar à ERSE, no prazo de 45 dias após cada ano, um relatório com a descrição das ações de renovação da rede de gás de cidade para gás natural, o número de clientes abrangidos e a caracterização da rede intervencionada.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 32.º Indicadores individuais</p> <p>1. Os operadores de redes de distribuição devem determinar, em cada trimestre e para todos os clientes, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:</p> <p>a) Número de interrupções controláveis previstas: somatório das interrupções controláveis previstas sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>b) Número de interrupções não controláveis: somatório das interrupções não controláveis sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>c) Número de interrupções controláveis acidentais: somatório das interrupções controláveis acidentais sentidas na instalação do cliente no período em</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 17.º Indicadores individuais</p> <p>1. Os operadores das redes de distribuição devem determinar, em cada trimestre e para todos os clientes, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:</p> <p>a) Número de interrupções controláveis previstas: somatório das interrupções controláveis previstas sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>b) Número de interrupções não controláveis: somatório das interrupções não controláveis sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>c) Número de interrupções controláveis acidentais: somatório das interrupções controláveis acidentais sentidas na instalação do cliente no período em</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>análise.</p> <p>d) Duração de interrupções controláveis previstas (h): somatório da duração das interrupções controláveis previstas sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>e) Duração de interrupções não controláveis (h): somatório da duração das interrupções não controláveis sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>f) Duração de interrupções controláveis acidentais (h): somatório da duração das interrupções controláveis acidentais sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>2. Para efeitos do número anterior, a recolha, o registo e o tratamento da informação devem permitir identificar para cada cliente as interrupções de fornecimento na sua instalação, nomeadamente no que se refere à data de ocorrência, duração e causa.</p> <p>3. Sempre que ocorra uma interrupção nas instalações dos clientes, os clientes afetados devem ser informados, na fatura emitida 45 dias após a ocorrência das interrupções, da data e hora da sua ocorrência, da sua duração e causa.</p>		<p>análise.</p> <p>d) Duração de interrupções controláveis previstas (h): somatório da duração das interrupções controláveis previstas sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>e) Duração de interrupções não controláveis (h): somatório da duração das interrupções não controláveis sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>f) Duração de interrupções controláveis acidentais (h): somatório da duração das interrupções controláveis acidentais sentidas na instalação do cliente no período em análise.</p> <p>2. Para efeitos do número anterior, a recolha, o registo e o tratamento da informação devem permitir identificar para cada cliente as interrupções de fornecimento na sua instalação, nomeadamente no que se refere à data de ocorrência, duração e causa.</p> <p>3. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais devem observar o estabelecido em norma complementar, a publicar nos termos do artigo 72.º e artigo 80.º.</p> <p>4. A norma complementar prevista no número anterior deve, pelo menos, detalhar os procedimentos adotados para os seguintes efeitos:</p> <p>a) Especificação da metodologia de cálculo dos indicadores individuais considerando, em particular, a necessidade do seu apuramento trimestral e anual.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		<p>b) Registo da informação relacionada com o cálculo dos indicadores individuais.</p> <p>c) Cumprimento dos deveres de informação associados ao cálculo dos indicadores individuais.</p> <p>5. Sempre que ocorra uma interrupção nas instalações dos clientes, os clientes afetados devem ser informados, na fatura emitida 45 dias após a ocorrência das interrupções, da data e hora da sua ocorrência, da sua duração e causa.</p>
<p>Artigo 33.º</p> <p>Indicadores gerais para o terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL</p> <p>1. Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da infraestrutura que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos efetivos de descarga e o número total de descargas.</p> <p>b) Tempo médio de carga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos efetivos de cargas e o número total de cargas.</p> <p>c) Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de descarga e o número de descargas com atraso.</p> <p>d) Tempo médio efetivo de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de enchimento e o</p>		<p>Artigo 12.º</p> <p>Indicadores gerais para o terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL</p> <p>1. Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL devem proceder, trimestralmente, à caracterização da continuidade de serviço da infraestrutura que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:</p> <p>a) Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos efetivos de descarga e o número total de descargas.</p> <p>b) Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de descarga e o número de descargas com atraso.</p> <p>c) Tempo médio efetivo de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de enchimento e o número total de enchimentos.</p> <p>d) Tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>número total de enchimentos.</p> <p>e) Tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de enchimento e o número de enchimentos com atraso.</p>		<p>de atraso de enchimento e o número de enchimentos com atraso.</p> <p>e) Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações relativas à injeção de gás natural para a rede de transporte.</p> <p>f) Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural, determinado com base no erro quadrático médio da energia armazenada no terminal de GNL nomeada relativamente à energia regaseificada, de acordo com a fórmula que se segue.</p> $1 - \frac{\sum_{d=1}^m \sqrt{\frac{(\sum_{u=1}^n W_{u,d}^{regGNLn} - W_d^{regGNL})^2}{W_d^{regGNL}}}}{m}$ <p>Em que:</p> <p><math>W_d^{regGN}</math> Energia regaseificada no dia <math>d</math></p> <p><math>W_{u,d}^{regGN}</math> Energia armazenada no terminal de GNL, nomeadamente para o utilizador <math>u</math> em cada dia <math>d</math> do período em análise</p> <p><math>m</math> Número total de dias do período em análise</p> <p><math>n</math> Número total de utilizadores</p> <p>2. Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais devem respeitar o estabelecido em norma complementar, a publicar nos termos do artigo 72.º e artigo 80.º.</p> <p>3. A norma complementar prevista no número anterior deve, pelo menos,</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		<p>detalhar os procedimentos adotados para os seguintes efeitos:</p> <p>a) Especificação da metodologia de cálculo dos indicadores gerais considerando, em particular, a necessidade do seu apuramento trimestral e anual.</p> <p>b) Registo da informação relacionada com o cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>c) Cumprimento dos deveres de informação associados ao cálculo dos indicadores gerais.</p> <p>4. Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL devem enviar à ERSE, 45 dias após o fim de cada trimestre, a informação estabelecida no Anexo II do presente regulamento, do qual faz parte integrante.</p>
<p>Artigo 34.º Características da tensão</p> <p>1. Os operadores de redes devem proceder à caracterização da tensão nas redes que exploram, devendo efetuar medições das seguintes características da tensão:</p> <p>a) Frequência;</p> <p>b) Valor eficaz da tensão;</p> <p>c) Cavas de tensão;</p> <p>d) Sobretensões (“<i>swells</i>”);</p> <p>e) Tremulação (“<i>flicker</i>”);</p> <p>f) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;</p> <p>g) Distorção harmónica.</p>	<p>Artigo 26.º Características da tensão</p> <p>1. Os operadores das redes devem proceder à caracterização da tensão nas redes que exploram, devendo efetuar medições das seguintes características da tensão:</p> <p>a) Frequência;</p> <p>b) Valor eficaz da tensão;</p> <p>c) Cavas de tensão;</p> <p>d) Sobretensões (“<i>swells</i>”);</p> <p>e) Tremulação (“<i>flicker</i>”);</p> <p>f) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;</p> <p>g) Distorção harmónica.</p>	



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>2. As medições a efetuar pelos operadores de redes são realizadas num conjunto de pontos selecionados das respetivas redes, de acordo com a metodologia prevista no artigo seguinte.</p> <p>3. Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos PdE devem respeitar:</p> <p>a) Em MAT, o disposto no MPQS;</p> <p>b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma NP EN 50160:2010.</p> <p>4. Para efeitos do número anterior, não se consideram condições normais de exploração os períodos de tempo de exploração perturbada, identificados em eventos excecionais, previsto no Artigo 9.º, e os períodos de tempo indispensáveis aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição para regular o valor da tensão no ponto de ligação da instalação de produção, quando recetora, após saída do paralelo.</p> <p>5. O não cumprimento sistemático e continuado do estabelecido no n.º 3, em zonas específicas das redes, obriga os operadores de redes afetadas à identificação da situação e à apresentação de relatórios circunstanciados à ERSE e, dependendo da localização da rede em questão, à DGE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREN da RAA ou à DRET da RAM.</p> <p>6. Em resultado da decisão que resulte da análise efetuada pelas entidades referidas no número anterior, os operadores de redes em questão deverão preparar um</p>	<p>2. As medições a efetuar pelos operadores das redes serão realizadas num conjunto de pontos selecionados das respetivas redes, de acordo com a metodologia prevista no artigo seguinte.</p> <p>3. Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos PdE devem respeitar:</p> <p>a) Em MAT, o disposto no Procedimento n.º 10 do MPQS;</p> <p>b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma NP EN 50160.</p> <p>4. Para efeitos do número anterior, não se consideram condições normais de exploração os períodos de tempo de exploração perturbada, identificados no âmbito do processo de classificação pela ERSE dos eventos excecionais, previsto no Artigo 8.º, e os períodos de tempo indispensáveis aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição para regular o valor da tensão no ponto de ligação da instalação de produção, quando recetora, após saída do paralelo.</p> <p>5. O não cumprimento sistemático e continuado do estabelecido no n.º 3, em zonas específicas das redes, obriga os operadores das redes afetadas à identificação da situação e à apresentação de relatórios circunstanciados à ERSE e, dependendo da localização da rede em questão, à DGE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREN da RAA ou à DRCIE da RAM.</p> <p>6. Em resultado da decisão que resulte da análise efetuada pelas entidades referidas</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>plano de melhoria da qualidade de serviço específico para a resolução da situação identificada, com uma análise benefício-custo fundamentada e de acordo com o estabelecido no Artigo 39.º, a ser inserido na proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes.</p>	<p>no número anterior, os operadores das redes em questão deverão preparar um plano de melhoria da qualidade de serviço específico para a resolução da situação identificada, com uma análise benefício-custo fundamentada e de acordo com o estabelecido no Artigo 39.º, a ser inserido na proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes.</p>	
<p><b>Artigo 35.º</b> Responsabilidade de entidades com instalações elétricas ligadas às redes</p> <p>As entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.</p>	<p><b>Artigo 11.º</b> Responsabilidade de entidades com instalações elétricas ligadas às redes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. As entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.</li> <li>2. A metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações ligadas às redes consta no Procedimento n.º 11 do MPQS.</li> </ol>	
<p><b>Artigo 36.º</b> Metodologia de verificação da qualidade da energia elétrica</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. A verificação da qualidade da energia elétrica tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria, e será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica estabelecidos no MPQS.</li> <li>2. A verificação da qualidade da energia elétrica nas redes de transporte e de</li> </ol>	<p><b>Artigo 27.º</b> Metodologia de verificação da qualidade da energia elétrica</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. A verificação da qualidade da energia elétrica tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria, e será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica estabelecidos no Procedimento n.º 8 do MPQS.</li> </ol>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>distribuição deve ser efetuada observando os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores de qualidade de energia previstos no MPQS.</p> <p>3. Na sequência da apresentação de reclamações de clientes, os operadores das respetivas redes efetuam medições complementares quando se verificarem as condições estabelecidas no Artigo 66.º</p>	<p>2. A verificação da qualidade da energia elétrica nas redes de transporte e de distribuição deverá ser efetuada observando os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores de qualidade de energia previstos em procedimento específico do MPQS.</p> <p>3. Na sequência da apresentação de reclamações de clientes, os operadores das respetivas redes efetuarão medições complementares quando se verificarem as condições estabelecidas no Artigo 43.º.</p>	
<p>Artigo 37.º Limite máximo de perturbações emitidas para a rede</p> <p>O limite máximo das perturbações emitidas para a rede pelas instalações ligadas às redes consta no MPQS.</p>	<p>Artigo 12.º Obrigações dos produtores</p> <p>1. As instalações de produção ligadas às redes do SEN devem obedecer às condições técnicas constantes do RRT, e do RRD em Portugal continental, do respetivo contrato de compra e venda de energia elétrica e demais legislação aplicável.</p> <p>2. Em casos especiais, e verificando-se lacuna ou insuficiência das condições técnicas, a DGEG ou os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, em Portugal continental, a DREN, na RAA, ou a DRCIE, na RAM, poderão aprovar a aplicação de medidas adicionais.</p> <p>3. Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que estão ligadas, o respetivo operador da rede fixará um prazo para a correção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>conhecimento fundamentado do facto ao produtor, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREn da RAA ou à DRCIE da RAM.</p> <p>Artigo 13.º Obrigações dos clientes</p> <p>4. Os clientes devem garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes do SEN que excedam os limites de emissão calculados conforme o definido no Procedimento n.º 11 do MPQS.</p> <p>5. O operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, dando conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, ou à DREn da RAA ou à DRCIE da RAM, quando o cliente não eliminar, no prazo referido no n.º 4 do presente artigo, as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique.</p> <p>6. Nos termos dos números anteriores, enquanto o cliente não elimine a perturbação e não seja imperiosa a interrupção do serviço, o operador de rede não é responsável, perante aquele cliente, pelos padrões individuais de continuidade de serviço.</p> <p>7. O prazo para a regularização da situação deverá ser objeto de acordo entre o</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	referido operador da rede e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão da ERSE.	
<p data-bbox="369 368 819 448">Artigo 38.º Atuação perante instalações de cliente ou produtor que perturbam a rede</p> <ol data-bbox="342 475 846 1426" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="342 475 846 884">1. Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que estão ligadas, o respetivo operador de rede fixa um prazo para a correção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando conhecimento fundamentado do facto ao produtor, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREn da RAA ou à DRET da RAM.</li> <li data-bbox="342 911 846 1299">2. O operador de rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, dando conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, ou à DREn da RAA ou à DRET da RAM, quando o cliente não eliminar, no prazo referido no n.º 4 do presente artigo, as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique.</li> <li data-bbox="342 1321 846 1426">3. Nos termos do número anterior, enquanto o cliente não elimine a perturbação e não seja imperiosa a interrupção do serviço, o operador de rede não é responsável,</li> </ol>	<p data-bbox="974 368 1263 421">Artigo 12.º Obrigações dos produtores</p> <ol data-bbox="869 448 1373 1347" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="869 448 1373 639">1. As instalações de produção ligadas às redes do SEN devem obedecer às condições técnicas constantes do RRT, e do RRD em Portugal continental, do respetivo contrato de compra e venda de energia elétrica e demais legislação aplicável.</li> <li data-bbox="869 662 1373 906">2. Em casos especiais, e verificando-se lacuna ou insuficiência das condições técnicas, a DGEG ou os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, em Portugal continental, a DREn, na RAA, ou a DRCIE, na RAM, poderão aprovar a aplicação de medidas adicionais.</li> <li data-bbox="869 928 1373 1347">3. Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que estão ligadas, o respetivo operador da rede fixará um prazo para a correção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando conhecimento fundamentado do facto ao produtor, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREn da RAA ou à DRCIE da RAM.</li> </ol>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>perante aquele cliente, pelos padrões individuais de continuidade de serviço.</p> <p>4. O prazo para a regularização da situação deve ser objeto de acordo entre o referido operador de rede e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão da ERSE.</p>	<p>Artigo 13.º Obrigações dos clientes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os clientes devem garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes do SEN que excedam os limites de emissão calculados conforme o definido no Procedimento n.º 11 do MPQS.</li> <li>2. O operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, dando conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, ou à DREn da RAA ou à DRCIE da RAM, quando o cliente não eliminar, no prazo referido no n.º 4 do presente artigo, as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique.</li> <li>3. Nos termos dos números anteriores, enquanto o cliente não elimine a perturbação e não seja imperiosa a interrupção do serviço, o operador de rede não é responsável, perante aquele cliente, pelos padrões individuais de continuidade de serviço.</li> <li>4. O prazo para a regularização da situação deverá ser objeto de acordo entre o referido operador da rede e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão da ERSE.</li> </ol>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 39.º</b> Planos de melhoria da qualidade de serviço</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os operadores de redes devem incluir um plano de melhoria da qualidade de serviço no âmbito da preparação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes, quando identificarem a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos limiares de qualidade da energia elétrica ou dos padrões gerais ou individuais de qualidade de serviço estabelecidos neste regulamento.</li> <li>2. Os planos de melhoria da qualidade de serviço devem apresentar a análise benefício-custo que os fundamentam, devendo ser devidamente calendarizados e orçamentados.</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 28.º</b> Planos de melhoria da qualidade de serviço</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os operadores das redes devem incluir um plano de melhoria da qualidade de serviço no âmbito da preparação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes, quando identificarem a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos limiares de qualidade da energia elétrica ou dos padrões gerais ou individuais de qualidade de serviço estabelecidos neste regulamento.</li> <li>2. Os planos de melhoria da qualidade de serviço devem apresentar a análise benefício-custo que os fundamentam, devendo ser devidamente calendarizados e orçamentados.</li> </ol>	
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 40.º</b> Características do gás natural</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. O gás natural veiculado no SNGN deve garantir o correto funcionamento das infraestruturas e dos equipamentos, bem como a segurança na sua utilização.</li> <li>2. A monitorização das características do gás natural deve ser realizada pelos operadores de infraestruturas nas quais se verifica a receção de gás natural no SNGN, a entrega de gás natural nos pontos de entrada da RNTGN e a mistura de gás natural de diferentes proveniências.</li> <li>3. O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar as seguintes gamas de variação admissíveis, para as características: <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Índice de Wobbe, calculado nas</li> </ol> </li> </ol>		<p style="text-align: center;"><b>Artigo 18.º</b> Características do gás natural</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. O gás natural veiculado no SNGN deve garantir o correto funcionamento das infraestruturas e dos equipamentos, bem como a segurança na sua utilização.</li> <li>2. A monitorização das características do gás natural deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas nas quais se verifica a receção de gás natural no SNGN, a entrega de gás natural nos pontos de entrada da RNTGN e a mistura de gás natural de diferentes proveniências.</li> <li>3. O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar as seguintes gamas de variação admissíveis, para as características:</li> </ol>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>condições de referência:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IW mínimo = 48,17 MJ/m<sup>3</sup> (n).</li> <li>- IW máximo = 57,66 MJ/m<sup>3</sup> (n).</li> </ul> <p>b) Densidade relativa, calculada nas condições de referência:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- d mínima = 0,5549.</li> <li>- d máxima = 0,7001.</li> </ul> <p>4. O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar os seguintes limites máximos para as características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Ponto de orvalho da água = -5°C à pressão máxima de serviço.</li> <li>b) Sulfureto de hidrogénio = 5 mg/m<sup>3</sup> (n).</li> <li>c) Enxofre total = 50 mg/m<sup>3</sup> (n).</li> </ul> <p>5. Devem ser monitorizadas as seguintes características do gás natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Concentração de oxigénio.</li> <li>b) Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço.</li> <li>c) Concentração de sulfureto de carbonilo.</li> <li>d) Concentração de impurezas.</li> <li>e) Concentração mínima de metano.</li> </ul> <p>6. Os operadores referidos no n.º 1 devem garantir que as características do gás asseguram a interoperacionalidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas.</p>		<p>a) Índice de Wobbe, calculado nas condições de referência:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IW mínimo = 48,17 MJ/m<sup>3</sup> (n).</li> <li>- IW máximo = 57,66 MJ/m<sup>3</sup> (n).</li> </ul> <p>b) Densidade relativa, calculada nas condições de referência:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- d mínima = 0,5549.</li> <li>- d máxima = 0,7001.</li> </ul> <p>4. O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar os seguintes limites máximos para as características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Ponto de orvalho da água = -5°C à pressão máxima de serviço.</li> <li>b) Sulfureto de hidrogénio = 5 mg/m<sup>3</sup> (n).</li> <li>c) Enxofre total = 50 mg/m<sup>3</sup> (n).</li> </ul> <p>5. Devem ser monitorizadas as seguintes características do gás natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Concentração de oxigénio.</li> <li>b) Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço.</li> <li>c) Concentração de sulfureto de carbonilo.</li> <li>d) Concentração de impurezas.</li> <li>e) Concentração mínima de metano.</li> </ul> <p>6. Os operadores referidos no n.º 1 devem garantir que as características do gás asseguram a interoperacionalidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas.</p>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 41.º</b> Metodologia de verificação das características do gás natural</p> <p>1. A verificação das características do gás natural deve ser feita nos seguintes pontos do SNGN:</p> <p>a) Nos pontos de entrada da RNTGN com ligação a redes internacionais.</p> <p>b) Nos terminais de receção, armazenamento e regaseificação após a regaseificação do gás natural para injeção na rede.</p> <p>c) Nos armazenamentos subterrâneos após o tratamento do gás natural para injeção na rede.</p> <p>d) Em pontos da rede de transporte ou das redes de distribuição onde se realize a mistura de gases com características diferentes.</p> <p>2. Os operadores de infraestruturas, às quais pertencem os pontos referidos no número anterior, devem apresentar à ERSE uma metodologia de monitorização que deve incluir, de forma justificada:</p> <p>a) Métodos e procedimentos adotados na monitorização das características do gás natural, detalhando critérios de escolha e identificação dos pontos de monitorização.</p> <p>b) Periodicidade ou continuidade da amostragem.</p> <p>c) Especificação dos equipamentos de monitorização, nomeadamente quanto a classes de precisão e procedimentos de calibração.</p> <p>d) Procedimentos adotados para efeitos</p>		<p style="text-align: center;"><b>Artigo 20.º</b> Metodologia de verificação das características do gás natural</p> <p>1. A verificação das características do gás natural deve ser feita nos seguintes pontos do SNGN:</p> <p>a) Nos pontos de entrada da RNTGN com ligação a redes internacionais.</p> <p>b) Nos terminais de receção, armazenamento e regaseificação após a regaseificação do gás natural para injeção na rede.</p> <p>c) Nos armazenamentos subterrâneos após o tratamento do gás natural para injeção na rede.</p> <p>d) Em pontos da rede de transporte ou das redes de distribuição onde se realize a mistura de gases com características diferentes.</p> <p>2. Os operadores das infraestruturas, às quais pertencem os pontos referidos no número anterior, devem apresentar à ERSE uma metodologia de monitorização que deve incluir, de forma justificada:</p> <p>a) Métodos e procedimentos adotados na monitorização das características do gás natural, detalhando critérios de escolha e identificação dos pontos de monitorização.</p> <p>b) Periodicidade ou continuidade da amostragem.</p> <p>c) Especificação dos equipamentos de monitorização, nomeadamente quanto a classes de precisão e procedimentos de calibração.</p> <p>d) Procedimentos adotados para efeitos</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>de registo da informação relacionada com a monitorização das características do gás natural.</p> <p>3. Sempre que ocorram alterações da metodologia de monitorização, por iniciativa da ERSE ou dos operadores, estes devem enviar à ERSE as respetivas alterações com apresentação da justificação para as mesmas.</p> <p>4. Os operadores devem disponibilizar a versão atualizada da metodologia de monitorização na sua página da Internet.</p> <p>5. Os resultados da monitorização das características do gás natural devem ser enviados à ERSE até 45 dias após o fim de cada trimestre.</p>		<p>de registo da informação relacionada com a monitorização das características do gás natural.</p> <p>3. Sempre que ocorram alterações da metodologia de monitorização, por iniciativa da ERSE ou dos operadores, estes devem enviar à ERSE as respetivas alterações com apresentação da justificação para as mesmas.</p> <p>4. Os operadores devem disponibilizar a versão atualizada da metodologia de monitorização na sua página da Internet.</p> <p>5. Os resultados da monitorização das características do gás natural devem ser enviados à ERSE até 45 dias após o fim de cada trimestre.</p>
<p>Artigo 42.º Pressão de fornecimento</p> <p>Os níveis de pressão do gás natural do SNGN devem assegurar um contínuo funcionamento das infraestruturas, atendendo aos limites de pressão do bom funcionamento das mesmas e dos equipamentos dos clientes.</p>		<p>Artigo 19.º Pressão de fornecimento</p> <p>Os níveis de pressão do gás natural do SNGN devem assegurar um contínuo funcionamento das infraestruturas, atendendo aos limites de pressão do bom funcionamento das mesmas e dos equipamentos dos clientes.</p>
<p>Artigo 43.º Metodologia de verificação do nível de pressão de fornecimento aos clientes</p> <p>1. Os operadores de redes de distribuição devem elaborar e aplicar uma metodologia de monitorização dos níveis de pressão de fornecimento aos clientes.</p> <p>2. A metodologia de monitorização dos níveis de pressão deve demonstrar de forma explícita e justificada que os métodos e procedimentos de monitorização escolhidos garantem a verificação dos</p>		<p>Artigo 21.º Metodologia de verificação do nível de pressão de fornecimento aos clientes</p> <p>1. Os operadores das redes de distribuição devem elaborar e aplicar uma metodologia de monitorização dos níveis de pressão de fornecimento aos clientes.</p> <p>2. A metodologia de monitorização dos níveis de pressão deve demonstrar de forma explícita e justificada que os métodos e procedimentos de monitorização escolhidos garantem a verificação dos</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>níveis de pressão de fornecimento de gás natural aos clientes finais.</p> <p>3. A metodologia de monitorização dos níveis de pressão deve apresentar, de forma justificada:</p> <p>a) Critérios de escolha, identificação e caracterização dos pontos de medição.</p> <p>b) Periodicidade da monitorização.</p> <p>c) Duração da monitorização.</p> <p>d) Caracterização dos equipamentos que constituem o sistema de monitorização, nomeadamente quanto a classes de precisão e procedimentos de calibração.</p> <p>4. As metodologias de monitorização devem ser enviadas à ERSE até 120 dias após a entrada em vigor do presente regulamento.</p> <p>5. Sempre que ocorram alterações da metodologia de monitorização, por iniciativa da ERSE ou dos operadores, estes devem enviar à ERSE as respetivas alterações com apresentação da justificação para as mesmas.</p> <p>6. Os resultados da monitorização da pressão das redes devem ser enviados à ERSE até 45 dias após o fim de cada trimestre.</p>		<p>níveis de pressão de fornecimento de gás natural aos clientes finais.</p> <p>3. A metodologia de monitorização dos níveis de pressão deve apresentar, de forma justificada:</p> <p>a) Critérios de escolha, identificação e caracterização dos pontos de medição.</p> <p>b) Periodicidade da monitorização.</p> <p>c) Duração da monitorização.</p> <p>d) Caracterização dos equipamentos que constituem o sistema de monitorização, nomeadamente quanto a classes de precisão e procedimentos de calibração.</p> <p>4. As metodologias de monitorização devem ser enviadas à ERSE até 120 dias após a entrada em vigor do presente regulamento.</p> <p>5. Sempre que ocorram alterações da metodologia de monitorização, por iniciativa da ERSE ou dos operadores, estes devem enviar à ERSE as respetivas alterações com apresentação da justificação para as mesmas.</p> <p>6. Os resultados da monitorização da pressão das redes devem ser enviados à ERSE até 45 dias após o fim de cada trimestre.</p>

Artigo 44.º Dever de informação dos operadores de redes de distribuição	Artigo 29.º Dever de informação dos operadores das redes de distribuição	Artigo 27.º Dever de informação do operador da rede de distribuição
<p>1. Os operadores de redes de distribuição têm a obrigação de prestar informação atualizada sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Segurança na utilização de energia elétrica, no caso dos operadores de redes de distribuição do setor elétrico;</p> <p>b) Segurança na utilização de gás natural, no caso dos operadores de redes de distribuição do setor do gás natural;</p> <p>c) Atuação em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento;</p> <p>d) Ligações às redes;</p> <p>e) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimentos, aplicáveis aos operadores de redes de distribuição;</p> <p>f) Leitura de equipamentos de medição;</p> <p>g) Apresentação de reclamações;</p> <p>h) Procedimentos associados à resolução de conflitos;</p> <p>i) Entidades competentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspeções obrigatórias, bem como o regime de preços máximos decorrentes da lei.</p> <p>2. A informação prevista no número anterior deve estar disponível nas páginas de internet dos operadores de redes de distribuição devendo, quando solicitada, ser disponibilizada gratuitamente por escrito.</p> <p>3. Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento em resultado de avarias nas</p>	<p>1. Os operadores das redes de distribuição têm a obrigação de disponibilizar informação atualizada sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Segurança na utilização de energia elétrica;</p> <p>b) Atuação em caso de avaria ou interrupção do fornecimento de energia elétrica;</p> <p>c) Ligações às redes;</p> <p>d) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimento;</p> <p>e) Leitura de equipamentos de medição;</p> <p>f) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários;</p> <p>g) Apresentação de reclamações, tratamento e prazos de resposta;</p> <p>h) Procedimentos associados à resolução de conflitos.</p> <p>2. As informações identificadas no número anterior devem estar disponíveis nas páginas da Internet.</p> <p>3. Sempre que solicitado, as informações referidas no n.º 1 - devem ser disponibilizadas gratuitamente em papel.</p> <p>4. Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento de energia elétrica em resultado de avarias na rede, os operadores das redes de distribuição, quando solicitados, devem assegurar informação aos clientes, diretamente ou através dos comercializadores de último</p>	<p>1. O operador da rede de distribuição tem a obrigação de disponibilizar informação atualizada, incluindo sob a forma escrita, relativa às seguintes matérias:</p> <p>a) Segurança na utilização do gás natural.</p> <p>b) Atuação em caso de emergência e de avarias.</p> <p>c) Ligações às redes.</p> <p>d) Entidades competentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspeções obrigatórias, bem como o regime de preços máximos decorrentes da lei.</p> <p>e) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.</p> <p>2. As informações identificadas no número anterior devem estar disponíveis designadamente através das páginas da Internet.</p> <p>3. Quando solicitada, as informações referidas no n.º 2 devem ser disponibilizadas de modo escrito e gratuitamente.</p> <p>4. Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento de gás natural em resultado de avarias na rede, os operadores das redes de distribuição, quando solicitados, devem assegurar informação aos clientes sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento de gás natural.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>redes, os operadores de redes de distribuição, quando para tal solicitados, devem assegurar informação aos clientes, diretamente ou através dos comercializadores, sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento.</p> <p>4. Nas ações ou campanhas de intervenção massificadas e localizadas, referentes a interrupções de fornecimento, que possam ser suscetíveis de fazer perigar a segurança de pessoas e bens, mesmo que tais campanhas tenham origem em decisões dos comercializadores, os operadores de redes de distribuição devem assegurar informação relevante e atempada às entidades administrativas a quem compete a proteção de pessoas e bens e, ainda, as entidades concedentes da distribuição em baixa tensão.</p>	<p>recurso ou comercializadores, sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento.</p> <p>5. Nas ações ou campanhas de intervenção massificadas e localizadas, referentes a interrupções de fornecimento, que possam ser suscetíveis de fazer perigar a segurança de pessoas e bens, mesmo que tais campanhas tenham origem em decisões dos comercializadores ou operadores de último recurso, os operadores das redes de distribuição devem assegurar informação relevante e atempada às entidades administrativas a quem compete a proteção de pessoas e bens e, ainda, as entidades concedentes da distribuição em baixa tensão.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 45.º</p> <p style="text-align: center;">Dever de informação dos comercializadores</p> <p>1 - Os comercializadores têm a obrigação de prestar informação atualizada sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural;</p> <p>b) Serviços disponíveis;</p> <p>c) Opções e preços;</p> <p>d) Periodicidade de faturação;</p> <p>e) Meios de pagamento disponíveis e procedimentos em caso de mora;</p> <p>f) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimento, aplicáveis aos comercializadores e aos operadores de redes de distribuição;</p> <p>g) Métodos de estimativa de consumo utilizados para faturação;</p> <p>h) Compensação do fator de potência;</p> <p>i) Fatores de conversão de m<sup>3</sup> para kWh utilizados para faturação;</p> <p>j) Apresentação de reclamações;</p> <p>k) Procedimentos associados à resolução de conflitos;</p> <p>l) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a interrupção do fornecimento ou a cessação do contrato de fornecimento e encargos associados à reposição do fornecimento;</p> <p>m) Eventuais custos associados à denúncia antecipada do contrato de fornecimento pelos clientes;</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 30.º</p> <p style="text-align: center;">Dever de informação dos comercializadores e comercializadores de último recurso</p> <p>1. Os comercializadores e os comercializadores de último recurso têm o dever de prestar informações relacionadas com o serviço de fornecimento de energia elétrica, bem como sobre os serviços conexos.</p> <p>2. Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem disponibilizar informação atualizada sobre as matérias referidas no n.º 1 - do Artigo 29.º e sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Contratos de fornecimento de energia elétrica;</p> <p>b) Serviços disponíveis;</p> <p>c) Preços;</p> <p>d) Periodicidade de faturação;</p> <p>e) Meios de pagamento disponíveis e procedimentos em caso de mora;</p> <p>f) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimento;</p> <p>g) Métodos de estimativa de consumo utilizados para faturação;</p> <p>h) Compensação do fator de potência;</p> <p>i) Apresentação de reclamações, tratamento e prazos de resposta;</p> <p>j) Procedimentos associados à resolução de conflitos;</p> <p>k) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a interrupção do fornecimento ou a cessação do contrato de fornecimento e encargos associados à</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 26.º</p> <p style="text-align: center;">Dever de informação dos comercializadores e comercializadores de último recurso retalhistas</p> <p>1. Os clientes têm o direito de solicitar ao comercializador ou ao comercializador de último recurso retalhista informações relacionadas com o serviço de fornecimento de gás natural, bem como sobre os serviços conexos.</p> <p>2. Os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas devem disponibilizar aos interessados informação atualizada, incluindo na forma escrita, designadamente sobre as seguintes matérias, que lhes sejam aplicáveis:</p> <p>a) Contratos de fornecimento de gás natural.</p> <p>b) Opções e preços à disposição dos clientes de gás natural, bem como aconselhamento sobre as opções mais convenientes.</p> <p>c) Serviços disponíveis.</p> <p>d) Periodicidade de faturação.</p> <p>e) Meios de pagamento disponíveis.</p> <p>f) Padrões de qualidade de serviço e eventuais compensações pelo incumprimento dos mesmos.</p> <p>g) Métodos de estimativa de consumo utilizados para efeitos de faturação.</p> <p>h) Fatores de conversão de m<sup>3</sup> para kWh para efeitos de faturação, designadamente os fatores de correção de volume e o poder calorífico superior, nos termos indicados no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.</p>
---	---	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>n) Utilização eficiente da energia elétrica e/ou do gás natural;</p> <p>o) Códigos de conduta;</p> <p>p) Entidades competentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspeções obrigatórias, bem como o regime de preços máximos decorrentes da lei;</p> <p>q) Categorias e procedimentos de registo de clientes prioritários;</p> <p>r) Categorias e procedimentos de registo de clientes com necessidades especiais.</p> <p>2 - Os comercializadores devem prestar aconselhamento sobre as opções comerciais mais convenientes a quem o solicite.</p>	<p>reposição do serviço;</p> <p>l) Custos associados à denúncia antecipada do contrato de fornecimento pelos clientes;</p> <p>m) Utilização eficiente da energia elétrica;</p> <p>n) Códigos de conduta, nos termos do RRC.</p> <p>3. As informações identificadas no n.º 2 - devem estar disponíveis nas páginas da Internet.</p> <p>4. Sempre que solicitado, as informações referidas no n.º 2 - devem ser disponibilizadas gratuitamente em papel.</p> <p>5. Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem prestar aconselhamento sobre as opções mais convenientes a quem o solicite.</p>	<p>i) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.</p> <p>j) Procedimentos associados à resolução de conflitos, incluindo a apresentação e tratamento de reclamações, indicando o prazo de resposta.</p> <p>k) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a interrupção do fornecimento ou a cessação do contrato de fornecimento e encargos associados à reposição do serviço.</p> <p>l) Custos associados à denúncia antecipada do contrato de fornecimento pelos clientes, quando aplicáveis.</p> <p>m) Entidades competentes e regime de preços vigentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspeções obrigatórias.</p> <p>3. As informações identificadas no n.º 2 devem estar disponíveis designadamente através das páginas da Internet.</p> <p>4. Quando solicitada, as informações referidas no n.º 2 devem ser disponibilizadas de modo escrito e gratuitamente.</p> <p>5. Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento de gás natural em resultado de avarias na rede, os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas, quando solicitados, devem assegurar informação aos clientes sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento de gás natural.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 46.º Meios de atendimento obrigatórios</p> <p>1 - Os operadores de redes, operadores de infraestruturas e os comercializadores estão obrigados a disponibilizar os seguintes meios de atendimento:</p> <p>a) Atendimento presencial, para os operadores de redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores de último recurso retalhistas;</p> <p>b) Atendimento telefónico, para os operadores de redes de distribuição e os comercializadores;</p> <p>c) Atendimento escrito, para os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores.</p> <p>2 - Os meios de atendimento disponibilizados por cada operador de rede, operador de infraestrutura ou comercializador devem permitir, no seu conjunto, um atendimento completo e eficaz.</p> <p>3 - O operador de rede de distribuição em média e alta tensão deve adotar modalidades de atendimento que assegurem um atendimento preferencial sobre matérias de qualidade de serviço aos operadores de redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão, nos termos do MPQS.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 31.º Meios de atendimento obrigatórios</p> <p>1 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, dentro das respetivas competências, devem prestar um atendimento completo e eficaz no conjunto dos meios disponibilizados, nos termos do RRC.</p> <p>2 - Os meios de atendimento obrigatórios são os seguintes:</p> <p>a) Para os operadores das redes de transporte: por escrito;</p> <p>b) Para os operadores das redes de distribuição: presencial, telefónico, por escrito;</p> <p>c) Para os comercializadores de último recurso: presencial, telefónico, por escrito;</p> <p>d) Para os comercializadores: telefónico ou equivalente que garanta resposta imediata, e por escrito.</p> <p>3 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem disponibilizar um meio de contacto eletrónico para receção de pedidos de informação e reclamações.</p> <p>4 - O operador da rede de distribuição em média e alta tensão deve adotar modalidades de atendimento que assegurem um atendimento preferencial e completo aos operadores de redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão, nos termos do MPQS.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 23.º Modalidades de atendimento e comunicação com os clientes</p> <p>1 - Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas, nas matérias que lhes dizem respeito, devem assegurar aos clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) as seguintes modalidades de atendimento:</p> <p>a) Atendimento presencial em centros de atendimento.</p> <p>b) Atendimento telefónico.</p> <p>c) Atendimento escrito, incluindo o postal e o contacto eletrónico.</p> <p>2 - Aos restantes clientes não abrangidos pelo número anterior, os operadores das redes e os comercializadores de último recurso retalhistas devem disponibilizar modalidades de atendimento que considerem adequadas a este tipo de clientes e que assegurem um atendimento completo e eficaz, permitindo nomeadamente a celebração de contratos, a realização de pagamentos, a requisição de serviços, a comunicação de avarias, de emergências e de leituras e a apresentação de pedidos de informação e de reclamações.</p> <p>3 - Os comercializadores devem obrigatoriamente disponibilizar aos seus clientes pelo menos as seguintes modalidades de atendimento que assegurem um atendimento eficaz:</p> <p>a) Meio de contacto postal.</p> <p>b) Meio de contacto telefónico, ou de natureza equivalente que assegure um contacto imediato.</p>
--	---	---



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
		<p>c) Meio de contacto eletrónico para receção de pedidos de informação e reclamações.</p> <p>4 - O conjunto das modalidades de atendimento escolhidas pelos comercializadores deve garantir um atendimento comercial completo, permitindo nomeadamente a celebração de contratos, a realização de pagamentos, a requisição de serviços, a comunicação de avarias, de emergências e de leituras e a apresentação de pedidos de informação e de reclamações.</p> <p>5 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores podem assegurar as modalidades de atendimento previstas através dos mesmos meios de atendimento, sem prejuízo do disposto relativamente à separação contabilística e jurídica de empresas e atividades, incluindo a diferenciação de imagens nos termos previstos no RRC.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 47.º</p> <p style="text-align: center;">Seleção dos centros de atendimento presencial para avaliação de desempenho</p> <p>1 - Em cada ano (A), considera-se, na seleção dos centros de atendimento presencial para avaliação de desempenho no atendimento presencial no ano (A + 1), o período compreendido entre o início do quarto trimestre do ano (A - 1) e o fim do terceiro trimestre do ano (A).</p> <p>2 - Em cada ano (A), as entidades que têm obrigatoriedade de dispor de atendimento presencial, bem como as entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem enviar à ERSE, até 15 de novembro do ano (A), uma lista de todos os seus centros de atendimento presencial, ordenados por ordem decrescente do número de atendimentos que ocorreram no período referido no número anterior.</p> <p>3 - Cada uma das entidades referidas no número anterior que esteja isenta da separação de atividades, pode optar por contabilizar conjuntamente, para cada centro de atendimento presencial, os atendimentos de cada uma das atividades devendo, nesse caso, indicar a proporção de atendimentos que corresponde a cada atividade.</p> <p>4 - Para cada entidade referida no n.º 2 -, os centros selecionados para avaliação de desempenho no atendimento presencial no ano (A + 1) são os primeiros centros da lista que perfaçam, no seu conjunto, pelo menos 40% do número total de atendimentos presenciais registados no período referido no n.º 1 -.</p> <p>5 - Cada uma das entidades referidas no n.º 2 - pode propor à ERSE, a qualquer momento,</p>		
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>alterações ao seu conjunto de centros selecionados, devendo apresentar a seguinte informação:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) Lista dos seus centros de atendimento presencial, por ordem decrescente do número de atendimentos ocorridos nos quatros trimestres anteriores à proposta de alteração;</li><li>b) Conjunto de centros que propõe passarem a ser os centros selecionados;</li><li>c) Data em que propõe que as alterações tenham efeito;</li><li>d) Razões que justificam a proposta de alteração do conjunto de centros selecionados.</li></ul> <p>6 - Na ausência de pronúncia da ERSE no prazo de 20 dias úteis após a apresentação da proposta, a alteração considera-se aceite.</p>		

<p>Artigo 48.º</p> <p>Obrigações de registo no atendimento presencial</p> <p>1 - As entidades obrigadas a dispor de atendimento presencial, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem registar:</p> <p>a) Em todos os centros de atendimento: o número de atendimentos presenciais realizados;</p> <p>b) Nos centros de atendimento selecionados para avaliação, nos termos do Artigo 47.º: os tempos de espera dos atendimentos presenciais realizados nestes centros de atendimento.</p> <p>2 - Em cada ano (A), as entidades que tenham registado menos de cinco mil atendimentos presenciais no período referido no n.º 1 - do Artigo 48.º estão dispensadas, no ano (A + 1) do registo dos tempos de espera dos atendimentos presenciais e da avaliação prevista no Artigo 50.º.</p> <p>3 - O número de atendimentos presenciais realizados em cada centro deve conter a seguinte desagregação:</p> <p>a) Número de atendimentos relacionados apenas com o setor elétrico;</p> <p>b) Número de atendimentos relacionados apenas com o setor do gás natural;</p> <p>c) Número de atendimentos relacionados com ambos os setores;</p> <p>d) Número de outros atendimentos não enquadráveis nas categorias anteriores;</p> <p>e) O número de atendimentos não realizados por desistência do utilizador do</p>		
---	--	--

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
serviço com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos; f) O número de atendimentos não realizados por desistência do utilizador do serviço com tempo de espera superior a 20 minutos.		

<p style="text-align: center;">Artigo 49.º Avaliação do desempenho no atendimento presencial</p> <p>1 - As entidades obrigadas a dispor de atendimento presencial, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem avaliar o desempenho dos seus centros de atendimento presencial através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>2 - O indicador geral referido no número anterior é calculado através do quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos e o número total de atendimentos.</p> <p>3 - Os atendimentos não realizados por desistência do utilizador do serviço não são considerados no número total de atendimentos, desde que o tempo de espera tenha sido inferior ou igual a 20 minutos.</p> <p>4 - O tempo de espera corresponde ao intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento, devendo considerar-se também todos os momentos em que o utilizador do serviço esteve a aguardar pelo atendimento.</p> <p>5 - O indicador referido no n.º 2 aplica-se, para cada entidade referida no n.º 1, a cada um dos centros de atendimento selecionados para avaliação do desempenho no atendimento presencial.</p> <p>6 - As entidades que partilhem um centro de atendimento presencial selecionado podem optar por calcular um valor conjunto do indicador para esse centro, devendo, nesse</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 32.º Atendimento presencial</p> <p>1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores que disponham de atendimento presencial devem avaliar o desempenho verificado nos seus centros de atendimento no que respeita ao tempo de espera.</p> <p>2 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores que registem menos de cinco mil atendimentos por ano estão dispensados da avaliação do tempo de espera referido no número anterior.</p> <p>3 - O desempenho é avaliado por centro de atendimento.</p> <p>4 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores avaliam os seus centros de atendimento que garantiram pelo menos 40% dos atendimentos efetuados no ano anterior.</p> <p>5 - As empresas que partilham um mesmo centro de atendimento podem optar por calcular um indicador conjunto para esse centro de atendimento, devendo, nesse caso, comunicar a proporção de atendimentos que lhes correspondem.</p> <p>As empresas que não sejam obrigadas à separação de atividades podem optar por calcular um indicador conjunto para esse centro de atendimento, devendo, nesse caso, comunicar a proporção de atendimentos que correspondem a cada atividade.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 24.º Atendimento presencial</p> <p>As instalações de atendimento presencial dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas devem ser dimensionadas de modo a assegurar um atendimento eficaz e um relacionamento comercial completo, permitindo nomeadamente a celebração de contratos, a realização de pagamentos, a requisição de serviços, a comunicação de avarias, de emergências e leituras e a apresentação de pedidos de informação e de reclamações.</p> <p style="text-align: center;">Artigo 34.º Tempo de espera no atendimento presencial</p> <p>1 - Considera-se tempo de espera no atendimento presencial, o tempo que medeia entre o instante da atribuição do número de ordem de atendimento e o início do atendimento, devendo considerar-se a soma de todos os tempos de espera que ocorram.</p> <p>2 - O indicador geral relativo ao tempo de espera no atendimento presencial é calculado pelo quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos e o número total de atendimentos.</p> <p>3 - Este indicador aplica-se às entidades que, nos termos do Artigo 23.º, têm obrigatoriedade de dispor de atendimento presencial, bem como às entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento.</p>
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>caso, indicar a proporção de atendimentos que corresponde a cada entidade.</p> <p>7 - As entidades que estejam isentas da separação de atividades podem optar por calcular, para cada centro selecionado, um valor do indicador que inclua todas as atividades devendo, nesse caso, indicar a proporção de atendimentos que corresponde a cada atividade.</p>	<p>Artigo 33.º</p> <p>Avaliação do atendimento presencial</p> <p>1 - O desempenho em cada centro de atendimento é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>2 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos e o número total de atendimentos.</p> <p>3 - O tempo de espera corresponde ao intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.</p> <p>4 - O número total de atendimentos não inclui os atendimentos não realizados por desistência do cliente.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 50.º</p> <p style="text-align: center;">Obrigações de registo no atendimento telefónico</p> <p>1 - As entidades obrigadas a dispor de atendimento telefónico, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem registar:</p> <p>a) O número de chamadas recebidas;</p> <p>b) Os tempos de espera das chamadas recebidas.</p> <p>2 - Em cada ano (A), as entidades que tenham registado menos de cinco mil chamadas no período compreendido entre o início do quarto trimestre do ano (A - 1) e o fim do terceiro trimestre do ano (A) estão dispensadas, no ano (A + 1), do registo dos tempos de espera das chamadas recebidas e da avaliação prevista no Artigo 56.º.</p> <p>3 - O número de chamadas recebidas deve conter a seguinte desagregação:</p> <p>a) Número de atendimentos relacionados apenas com o setor elétrico;</p> <p>b) Número de atendimentos relacionados apenas com o setor do gás natural;</p> <p>c) Número de atendimentos relacionados com ambos os setores;</p> <p>d) Número de outros atendimentos não enquadráveis nas categorias anteriores;</p> <p>e) Número de chamadas não atendidas.</p>		



Artigo 51.º Obrigações de disponibilização do atendimento telefónico	Artigo 34.º Atendimento telefónico	Artigo 25.º Atendimento telefónico
<p>1 - Os sistemas de atendimento telefónico devem ser dimensionados pelas entidades, ao longo do tempo, de modo a assegurar e manter um atendimento eficaz, devendo, para isso, ser tido em consideração o volume de chamadas recebidas.</p> <p>2 - O atendimento telefónico deve permitir:</p> <p>a) A comunicação de leituras dos equipamentos de medição;</p> <p>b) A comunicação de avarias, para as entidades que atuem no setor elétrico;</p> <p>c) A comunicação de avarias e emergências, para as entidades que atuem no setor do gás natural;</p> <p>d) O atendimento comercial.</p> <p>3 - As obrigações previstas nas alíneas a) a c) do número anterior, não se aplicam aos comercializadores quando as matérias a que estas alíneas se referem puderem ser tratadas diretamente com o operador de rede a cujas redes as instalações dos clientes estejam ligadas.</p> <p>4 - O atendimento telefónico para comunicação de leituras não pode ter custos para o utilizador do serviço.</p> <p>5 - O atendimento telefónico para comunicação de avarias no setor elétrico ou para comunicação de avarias e emergências, no setor do gás natural, deve estar permanentemente disponível e não pode ter custos para o utilizador do serviço.</p>	<p>1 - O atendimento telefónico deve permitir:</p> <p>a) A receção de comunicações de leituras;</p> <p>b) A receção de comunicações de avarias;</p> <p>c) O atendimento comercial.</p> <p>2 - Os atendimentos telefónicos previstos nas alíneas a) e b) do número anterior não são obrigatórios para os comercializadores e os comercializadores de último recurso quando, nos termos do RRC, estes estejam a cargo do operador da rede de distribuição respetivo.</p> <p>3 - Nas situações referidas no número anterior, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem informar os seus clientes indicando os meios de contacto adequados para o efeito.</p> <p>4 - Para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, que estabelece o regime jurídico aplicável aos centros de atendimento telefónico de relacionamento (<i>call centres</i>), consideram-se todos os centros de atendimento telefónico que reúnam, pelo menos, uma das seguintes características:</p> <p>a) Prestem serviços a empresas do setor elétrico com um número de clientes igual ou superior a 100 mil;</p> <p>b) Tenham um tráfego anual superior a 60 mil chamadas telefónicas recebidas.</p> <p>5 - O atendimento telefónico em centros de atendimento telefónico de relacionamento (<i>call centres</i>) deve permitir que, caso não seja possível efetuar o atendimento até aos 60 segundos de espera, o cliente deixe o seu</p>	<p>1 - Os sistemas de atendimento telefónico devem ser dimensionados de modo a assegurar um atendimento eficaz.</p> <p>2 - O atendimento telefónico em centros de atendimento telefónico de relacionamento (<i>call centres</i>) deve permitir que, caso não seja possível efetuar o atendimento até aos 60 segundos de tempo de espera em linha, o cliente deixe o seu contacto e identificação da finalidade da chamada, nos termos e para os efeitos do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, quando aplicável.</p> <p>3 - Nos casos referidos no número anterior, o cliente deve ser contactado no prazo máximo de dois dias úteis.</p> <p>4 - O custo para o cliente do atendimento telefónico dos operadores das redes de distribuição, dos comercializadores e dos comercializadores de último recurso retalhistas, para outras comunicações que não as leituras, emergências e avarias, não pode exceder o custo de uma chamada local.</p>

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
<p>6 - O custo de uma chamada para o atendimento telefónico comercial não pode ser superior ao de uma chamada local.</p>	<p>contacto e identificação da finalidade da chamada, nos termos e para os efeitos do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, quando aplicável.</p> <p>6 - Nos casos referidos no número anterior, o cliente deve ser contactado no prazo máximo de dois dias úteis.</p> <p>7 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem avaliar o desempenho dos seus sistemas de atendimento telefónico, nos termos do Artigo 35.º ao Artigo 37.º.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 52.º</b> Obrigações de registo na comunicação de leituras</p> <p>1- As entidades obrigadas a dispor de atendimento telefónico para comunicação de leituras dos equipamentos de medição, bem como aquelas que optem por disponibilizar este serviço, devem registar:</p> <p>a) O número de chamadas recebidas para comunicação de leituras;</p> <p>b) O número total de leituras comunicadas;</p> <p>c) O número de leituras comunicadas automaticamente.</p> <p>2- As entidades que disponibilizem a comunicação de leituras através dos restantes meios de atendimento devem registar o número de leituras comunicadas, discriminando os meios de atendimento utilizados para tal.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 35.º</b> Atendimento telefónico para comunicações de leituras</p> <p>1- O atendimento telefónico para comunicação de leituras não deve ter custos para o cliente.</p> <p>2- No caso de a receção de leituras ser assegurada por um sistema automático de atendimento, o desempenho é avaliado através de um indicador geral relativo ao sucesso da comunicação de leituras.</p> <p>3- O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras registadas de forma automática e o número total de chamadas recebidas para comunicação de leituras.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 37.º</b> Eficácia na receção automática de leituras por telefone</p> <p>1- O indicador geral relativo à eficácia na receção automática de leituras por telefone é calculado pelo quociente entre o número de leituras registadas automaticamente e o número total de chamadas telefónicas para esta modalidade de atendimento.</p> <p>2- Este indicador aplica-se aos operadores das redes de distribuição, bem como às entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 53.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho no atendimento telefónico para comunicação de avarias</p> <p>1 - As entidades, no âmbito do setor elétrico, obrigadas a dispor de atendimento telefónico para comunicação de avarias, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem avaliar os seus desempenhos nesta matéria através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>2 - O indicador geral referido no número anterior é calculado através do quociente entre o número de chamadas atendidas que tiveram um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de chamadas.</p> <p>3 - As chamadas a considerar para o indicador referido no número anterior são apenas as chamadas para comunicação de avarias.</p> <p>4 - O tempo de espera a considerar para o indicador referido no n.º 2 corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.</p> <p>5 - A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.</p> <p>6 - As chamadas não atendidas por desistência do utilizador do serviço não são consideradas no número total de chamadas referido no n.º 2, desde que o tempo de espera tenha sido inferior ou igual a 60 segundos.</p> <p>7 - Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 36.º</p> <p style="text-align: center;">Atendimento telefónico para comunicações de avarias</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. O atendimento telefónico para comunicações de avarias deve estar permanentemente disponível e não ter custos para o cliente.</li> <li>2. O atendimento telefónico para comunicações de avarias é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</li> <li>3. O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas.</li> <li>4. O tempo de espera a considerar corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.</li> <li>5. A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.</li> <li>6. O número total de chamadas referido no n.º 3 - não inclui as desistências com tempo de espera inferior a 60 segundos.</li> <li>7. Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas com tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.</li> <li>8. Os operadores das redes de distribuição, bem como os comercializadores de último recurso e os comercializadores que disponibilizem o atendimento telefónico para comunicação de avarias, devem garantir que o valor anual do indicador é</li> </ol>	
---	---	--

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>durante esse período devem ser consideradas como tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.</p> <p>8 - As entidades que disponibilizem o atendimento telefónico para comunicação de avarias devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 2 é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p>	<p>igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.</p> <p>9. No atendimento telefónico para comunicações de avarias não é obrigatória a disponibilização da funcionalidade prevista no n.º 5 - do Artigo 34.º.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 54.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho no atendimento telefónico para comunicação de avarias e emergências</p> <p>1 - As entidades, no âmbito do setor do gás natural, obrigadas a dispor de atendimento telefónico para comunicação de avarias e emergências, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem avaliar os seus desempenhos nesta matéria através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>2 - O indicador geral referido no número anterior é calculado através do quociente entre o número de chamadas atendidas que tiveram um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de chamadas.</p> <p>3 - As chamadas a considerar para o indicador referido no número anterior são apenas as chamadas para comunicação de emergências e avarias.</p> <p>4 - O tempo de espera a considerar para o indicador referido no n.º 2 corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.</p> <p>5 - A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.</p> <p>6 - As chamadas não atendidas por desistência do utilizador do serviço não são consideradas no número total de chamadas referido no n.º 2, desde que o tempo de espera tenha sido inferior ou igual a 60 segundos.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 36.º</p> <p style="text-align: center;">Tempo de espera no atendimento telefónico de emergências e avarias</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Considera-se tempo de espera no atendimento telefónico de emergências e avarias, o tempo que medeia entre o primeiro sinal de chamada e o atendimento efetivo, devendo considerar-se a soma de todos os tempos de espera que ocorreram.</li> <li>2. O indicador geral relativo ao tempo de espera no atendimento telefónico de emergências e avarias é calculado pelo quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de atendimentos.</li> <li>3. Este indicador aplica-se às entidades que, nos termos do Artigo 23.º, têm obrigatoriedade de dispor de atendimento telefónico de emergências e avarias, bem como às entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento.</li> <li>4. Em cada ano, as entidades a quem se aplica este indicador devem assegurar um tempo de espera no atendimento telefónico de emergências e avarias inferior ou igual a 60 segundos em, pelo menos, 85% dos atendimentos efetuados.</li> </ol>
--	--	---

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>7 - Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas como tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.</p> <p>8 - As entidades que disponibilizem o atendimento telefónico para comunicação de emergências e avarias devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 2 é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p>		

<p style="text-align: center;">Artigo 55.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho no atendimento telefónico comercial</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 37.º</p> <p style="text-align: center;">Atendimento telefónico comercial</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 35.º</p> <p style="text-align: center;">Tempo de espera no atendimento telefónico comercial</p>
<p>1 - As entidades obrigadas a dispor de atendimento telefónico comercial, bem como aquelas que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento, devem avaliar os seus desempenhos nesta matéria através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>2 - O indicador geral referido no número anterior é calculado através do quociente entre o número de chamadas atendidas que tiveram um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de chamadas.</p> <p>3 - Excluem-se do cálculo do indicador referido no número anterior:</p> <p>a) As chamadas para comunicação de leituras de equipamentos de medição;</p> <p>b) As chamadas para comunicação de avarias, no âmbito do setor elétrico;</p> <p>c) As chamadas para comunicação de emergências e avarias, no âmbito do setor do gás natural.</p> <p>4 - O tempo de espera a considerar para o indicador referido no n.º 2 corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.</p> <p>5 - A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.</p> <p>6 - As chamadas não atendidas por desistência do utilizador do serviço não são consideradas no número total de chamadas</p>	<p>1. Considera-se atendimento telefónico comercial o serviço de receção de chamadas que não inclua a comunicação de avarias e a receção de comunicação de leituras de modo automático.</p> <p>2. O atendimento telefónico para matérias de natureza comercial não deve ter um custo para o cliente superior ao de uma chamada local.</p> <p>3. O atendimento telefónico comercial é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.</p> <p>4. O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas.</p> <p>5. O tempo de espera a considerar corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.</p> <p>6. A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.</p> <p>7. O número total de chamadas referido no n.º 3 - não inclui as desistências com tempo de espera inferior a 60 segundos.</p> <p>8. Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas com tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.</p>	<p>1. Considera-se tempo de espera no atendimento telefónico comercial, o tempo que medeia entre o primeiro sinal de chamada e o atendimento efetivo, no que respeita a atendimentos relacionados com assuntos comerciais, devendo considerar-se a soma de todos os tempos de espera que ocorram.</p> <p>2. O indicador geral relativo ao tempo de espera no atendimento telefónico comercial é calculado pelo quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de atendimentos.</p> <p>3. Excluem-se do cálculo deste indicador os atendimentos relativos à receção automática de leituras e os relativos à comunicação de situações de avaria e de emergência.</p> <p>4. Este indicador aplica-se às entidades que, nos termos do Artigo 23.º, têm obrigatoriedade de dispor de atendimento telefónico comercial, bem como às entidades que optem por disponibilizar esta modalidade de atendimento.</p> <p>5. Estão dispensadas do cálculo do indicador as empresas que reúnam simultaneamente as duas seguintes condições:</p> <p>a) O número de clientes, a 31 de dezembro do ano anterior, seja inferior a 15 mil clientes;</p> <p>b) O número de atendimentos telefónicos comerciais registados no ano anterior seja inferior a 5 mil chamadas.</p>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>referido no n.º 2, desde que o tempo de espera tenha sido inferior ou igual a 60 segundos.</p> <p>7 - Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas como tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.</p> <p>8 - As entidades que disponibilizem o atendimento telefónico comercial devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 2 é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p>	<p>9. O cálculo do indicador não é obrigatório para as entidades que reúnam simultaneamente as seguintes condições:</p> <p>a) O número de clientes a 31 de dezembro do ano anterior tenha sido inferior a 15 mil;</p> <p>b) O número de atendimentos telefónicos comerciais registados no ano anterior tenha sido inferior a 5 mil.</p>	

<p>Secção II Pedidos de informação e reclamações</p>	<p>Secção III Pedidos de informação e reclamações</p>	<p>Secção IV Pedidos de informação e reclamações</p>
<p>Artigo 56.º Disposições gerais</p>	<p>Artigo 38.º Disposições gerais</p>	<p>Artigo 28.º Condições gerais</p>
<p>1 - Os operadores de redes e os comercializadores devem responder a todas as reclamações e pedidos de informação que lhes sejam dirigidos, independentemente da forma de apresentação.</p> <p>2 - Consideram-se reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas.</p> <p>3 - Consideram-se pedidos de informações as comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.</p> <p>4 - As entidades que pretendam apresentar reclamações ou pedidos de informação devem preferencialmente fazê-lo junto do respetivo comercializador.</p> <p>5 - O pedido de informação ou a reclamação deve conter a identificação da entidade que o apresenta, as questões colocadas ou a descrição dos motivos reclamados, bem como elementos informativos facilitadores ou complementares para a caracterização da situação questionada ou reclamada.</p> <p>6 - A receção de pedidos de informação e de reclamações deve ser assegurada em todas as</p>	<p>1 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem responder a todas as reclamações e pedidos de informação que lhes sejam dirigidos, independentemente da forma de apresentação.</p> <p>2 - Consideram-se reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas.</p> <p>3 - Consideram-se pedidos de informações as comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.</p> <p>4 - As entidades que pretendam apresentar reclamações ou pedidos de informação devem preferencialmente fazê-lo junto do comercializador ou do comercializador de último recurso.</p> <p>5 - O pedido de informação ou a reclamação deve conter a identificação da entidade que o apresenta, as questões colocadas ou a descrição dos motivos reclamados, bem como elementos informativos facilitadores ou complementares para a caracterização da situação questionada ou reclamada.</p> <p>6 - A receção de pedidos de informação e de reclamações deve ser assegurada em todas as</p>	<p>1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas.</p> <p>2 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se pedidos de informações as comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.</p> <p>3 - As entidades que pretendam apresentar reclamações ou pedidos de informação devem preferencialmente fazê-lo junto do comercializador ou do comercializador de último recurso retalhista.</p> <p>4 - O pedido de informação ou reclamação deve conter a identificação da entidade que o apresenta, as questões colocadas ou a descrição dos motivos reclamados, bem como elementos informativos facilitadores ou complementares para a caracterização da situação questionada ou reclamada.</p> <p>5 - A receção de pedidos de informação e de reclamações deve ser assegurada em todas as modalidades de atendimento previstas no presente regulamento.</p> <p>6 - Caso a reclamação não tenha sido integralmente decidida a favor das pretensões do reclamante, a entidade que recebeu a</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>modalidades de atendimento previstas no presente regulamento.</p> <p>7 - Caso a reclamação não tenha sido integralmente decidida a favor das pretensões do reclamante, a entidade que recebeu a reclamação deve informar o reclamante relativamente ao seu direito de reclamação junto da ERSE e da possibilidade de recurso.</p>	<p>modalidades de atendimento previstas no presente regulamento.</p> <p>7 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem manter um registo auditável do conteúdo das reclamações apresentadas e das respetivas respostas, independentemente do meio pelo qual foram apresentadas e respondidas.</p> <p>8 - Caso a reclamação não tenha sido integralmente decidida a favor das pretensões do reclamante, a entidade que recebeu a reclamação deve informar o reclamante relativamente ao seu direito de reclamação junto da ERSE.</p>	<p>reclamação deve informar o reclamante relativamente ao seu direito de reclamação designadamente junto da ERSE.</p> <p>7 - Os pedidos de informação apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento (<i>call centres</i>) devem ser respondidos de imediato ou, não sendo possível, no prazo máximo de três dias úteis, contado da data da realização do contacto inicial pelo cliente, salvo motivo devidamente justificado, nos termos do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, quando aplicável.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 57.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho na resposta a pedidos de informação apresentados por escrito</p> <p>1 - Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem avaliar os seus desempenhos na resposta a pedidos de informação apresentados por escrito através de indicadores gerais relativos ao tempo de resposta.</p> <p>2 - Para os operadores de redes de transporte e para os operadores de infraestruturas, o indicador geral corresponde ao tempo médio de resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito, calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta aos pedidos de informação apresentados num determinado período e o número total de pedidos de informação apresentados no mesmo período que tenham tido resposta.</p> <p>3 - Para os operadores de redes de distribuição e para os comercializadores, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito num determinado período cuja resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação apresentados por escrito no mesmo período.</p> <p>4 - Os operadores de redes de distribuição e os comercializadores devem garantir que o valor anual do indicador referido no número anterior é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 39.º</p> <p style="text-align: center;">Pedidos de informação apresentados por escrito</p> <p>1 - A resposta a pedidos de informação apresentados por escrito é avaliada através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.</p> <p>2 - Para os operadores das redes de transporte, o indicador geral corresponde ao tempo médio de resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito num determinado período.</p> <p>3 - O tempo médio de resposta a pedidos de informação é calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta aos pedidos de informação apresentados num determinado período e o número total de pedidos de informação apresentados no mesmo período que tenham tido resposta.</p> <p>4 - Para os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito num determinado período cuja resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação apresentados por escrito no mesmo período.</p> <p>5 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem garantir que o valor anual do indicador referido no número anterior é igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 41.º</p> <p style="text-align: center;">Tempo de resposta a pedidos de informação por escrito</p> <p>1 - Para o operador da rede de transporte, o indicador geral relativo ao tempo de resposta a pedidos de informação por escrito corresponde ao tempo médio de resposta.</p> <p>2 - Para os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores o indicador geral relativo ao tempo de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito é calculado pelo quociente entre o número de pedidos de informação recebidos num determinado período cuja resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação recebidos no mesmo período.</p> <p>3 - Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem responder aos pedidos de informação recebidos por escrito nesse ano, num prazo máximo de 15 dias úteis em, pelo menos, 98% das situações.</p> <p>4 - Em cada ano, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores devem responder aos pedidos de informação recebidos por escrito nesse ano, num prazo máximo de 15 dias úteis em, pelo menos, 90% das situações.</p>
---	--	--

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
5 - Caso se verifique a impossibilidade de resposta por se tratar de um pedido de informação anónimo ou para o qual não são conhecidos meios de contacto da entidade que apresentou o pedido, deve considerar-se como respondido na data em que se identifique esta situação.	6 - Caso se verifique a impossibilidade de resposta por se tratar de um pedido de informação anónimo ou para o qual não são conhecidos meios de contacto da entidade que apresentou o pedido, deve considerar-se como respondido na data em que se identifique esta situação.	

<p>Artigo 58.º</p> <p>Obrigações de registo no âmbito da resposta a pedidos de informação apresentados por escrito</p> <p>1 - No que respeita à resposta a pedidos de informação apresentados por escrito, os operadores de redes de transporte e os operadores de infraestruturas devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de pedidos de informação apresentados por escrito recebidos;</li><li>b) O número de pedidos de informação apresentados por escrito respondidos;</li><li>c) Para cada pedido de informação apresentado por escrito:<ul style="list-style-type: none"><li>i) O tempo, em dias úteis, entre a receção do mesmo e o envio da respetiva resposta;</li><li>ii) O tema do pedido de informação apresentado por escrito.</li></ul></li></ul> <p>2 - No que respeita à resposta a pedidos de informação apresentados por escrito, os operadores de redes de distribuição e os comercializadores devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de pedidos de informação apresentados por escrito recebidos;</li><li>b) O número de pedidos de informação apresentados por escrito respondidos num prazo superior a 15 dias úteis;</li><li>c) O número de pedidos de informação apresentados por escrito respondidos num prazo inferior ou igual a 15 dias úteis;</li><li>d) Para cada pedido de informação apresentado por escrito:</li></ul>		
--	--	--

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL*

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
i) O tempo, em dias úteis, entre a recepção do mesmo e o envio da respetiva resposta;  ii) O tema do pedido de informação apresentado por escrito.		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 59.º</b> Obrigações no âmbito da resposta a reclamações</p> <p>1 - Os operadores de redes de distribuição e os comercializadores devem dar resposta às reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis ou naquele que ficar definido no contrato, se inferior.</p> <p>2 - Na impossibilidade do cumprimento do prazo máximo ou contratual por factos não imputáveis à entidade reclamada, esta deve informar o reclamante, através de comunicação escrita, das diligências efetuadas, bem como dos factos que impossibilitam a resposta no prazo definido, indicando o prazo expectável da resposta final e, sempre que possível, uma pessoa para contacto.</p> <p>3 - As respostas a reclamações que impliquem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre os comercializadores e os operadores de redes, devem respeitar os meios de comunicação e procedimentos estabelecidos nos contratos de uso das redes ou contratos de uso das infraestruturas de forma a assegurar o cumprimento dos prazos referidos nos números 1, do prazo expectável de resposta referido no n.º 2 ou do conteúdo mínimo da comunicação escrita referida no n.º 2.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 41.º</b> Reclamações</p> <p>(...)</p> <p>3. Para os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao prazo de resposta.</p> <p>4. Para efeitos do número anterior, os padrões relativos ao prazo máximo de resposta aplicáveis são os seguintes:</p> <p>a) Para os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso, 15 dias úteis;</p> <p>b) Para os comercializadores, o prazo estabelecido contratualmente com cada cliente.</p> <p>5. Na impossibilidade do cumprimento dos prazos definidos no n.º 4, o reclamante deve ser informado, através de uma comunicação intercalar, das diligências efetuadas, bem como dos factos que impossibilitaram a resposta no prazo estabelecido, indicando o prazo expectável de resposta e, sempre que possível, uma pessoa para contacto.</p> <p>6. (...)</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 47.º</b> Resposta a reclamações</p> <p>1 - Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas devem responder às reclamações que lhes forem apresentadas no prazo máximo de 15 dias úteis.</p> <p>2 - Os comercializadores devem responder às reclamações que lhes forem apresentadas pelos seus clientes no prazo máximo estabelecido contratualmente.</p> <p>3 - Para efeitos do n.º 1 e do n.º 2, quando as reclamações digam respeito a matérias da responsabilidade dos operadores das redes, a comunicação entre os comercializadores ou os comercializadores de último recurso retalhistas e os operadores das redes deve ser célere e expedita, através dos meios que estas entidades acordarem entre si no contrato de uso das infraestruturas.</p> <p>4 - Na impossibilidade do cumprimento dos prazos indicados no n.º 1 e no n.º 2, o comercializador de último recurso retalhista ou o comercializador devem informar o seu cliente das diligências efetuadas, bem como dos factos que impossibilitaram a resposta no prazo estabelecido, indicando o prazo expectável para a resposta e, sempre que possível, uma pessoa para contacto.</p> <p>5 - (...)</p>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 60.º</b> Incumprimentos no âmbito da resposta a reclamações</p> <p>1- O reclamante tem direito de compensação quando ocorra qualquer dos seguintes incumprimentos, por facto não imputável ao reclamante:</p> <p>a) Incumprimento dos prazos referidos no Artigo 60.º;</p> <p>b) Inexistência de resposta à reclamação quando ultrapassado o prazo indicado como expectável nas situações referidas no n.º 2 – do Artigo 60.º, sem que a entidade reclamada tenha apresentado nova justificação;</p> <p>c) Incumprimento do conteúdo mínimo da comunicação escrita referida no n.º 2 - do Artigo 60.º.</p> <p>2 - A apresentação sucessiva de reclamações sobre o mesmo facto só pode ter efeitos cumulativos, para efeitos de pagamento de compensações, desde que tenham sido ultrapassados os prazos para resposta às reclamações anteriormente apresentadas.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 41.º</b> Reclamações</p> <p>(...)</p> <p>6. O incumprimento dos prazos de resposta referidos no n.º 4, do prazo expectável de resposta referido no n.º 5 ou do conteúdo mínimo da comunicação intercalar confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no artigo 52.º.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 47.º</b> Resposta a reclamações</p> <p>(...)</p> <p>5. O incumprimento dos prazos indicados no n.º 1 e no n.º 2 ou a ausência de resposta no prazo indicado ao cliente, nos termos previstos no número anterior, conferem ao cliente o direito de compensação nos termos previstos no artigo 48.º e no artigo 49.º.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="376 296 810 376">Artigo 61.º Avaliação de desempenho na resposta a reclamações</p> <p data-bbox="342 411 844 576">1 - Os operadores de redes de transporte e os operadores de infraestruturas devem avaliar os seus desempenhos na resposta a reclamações apresentadas por escrito através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.</p> <p data-bbox="342 611 844 884">2 - Para os operadores de redes de transporte e para os operadores de infraestruturas, o indicador geral referido no número anterior corresponde ao tempo médio de resposta a reclamações, calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta às reclamações apresentadas num determinado período e o número total de reclamações apresentadas no mesmo período que tenham tido resposta.</p>	<p data-bbox="1048 296 1189 349">Artigo 41.º Reclamações</p> <p data-bbox="869 384 1370 549">1 - Para os operadores das redes de transporte, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta que corresponde ao tempo médio de resposta a reclamações apresentadas num determinado período.</p> <p data-bbox="869 584 1370 748">2 - O tempo médio de resposta a reclamações é calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta às reclamações apresentadas num determinado período e o número total de reclamações apresentadas no mesmo período que tenham tido resposta.</p> <p data-bbox="869 783 913 807">(...)</p>	<p data-bbox="1458 296 1832 349">Artigo 42.º Tempo de resposta a reclamações</p> <p data-bbox="1395 384 1897 491">Para o operador da rede de transporte, o indicador geral relativo ao tempo de resposta a reclamações corresponde ao tempo médio de resposta.</p>

<p>Artigo 62.º</p> <p>Obrigações de registo no âmbito da resposta a reclamações</p> <p>1 - Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem manter um registo auditável do conteúdo das reclamações apresentadas e das respetivas respostas, independentemente do meio pelo qual foram apresentadas e respondidas.</p> <p>2 - No que respeita à resposta a reclamações, os operadores de redes de transporte e os operadores de infraestruturas devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de reclamações recebidas;</li><li>b) O número de reclamações respondidas;</li><li>c) Para cada reclamação:<ul style="list-style-type: none"><li>i) O tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e o envio da respetiva resposta;</li><li>ii) O tema da reclamação.</li></ul></li></ul> <p>3 - Os operadores de redes de transporte devem registar a informação prevista no número anterior discriminando entre a atividade de transporte e a atividade de gestão técnica global do sistema, no setor do gás natural, ou a atividade de gestão global do sistema, no setor elétrico.</p> <p>4 - No que respeita à resposta a reclamações, os operadores de redes de distribuição e os comercializadores devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de reclamações recebidas;</li></ul>		
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>b) O número de reclamações respondidas fora dos prazos referidos no Artigo 60.º;</p> <p>c) O número de reclamações respondidas dentro dos prazos referidos no Artigo 60.º;</p> <p>d) Para cada reclamação:</p> <p>i) O tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e o envio da respetiva resposta;</p> <p>ii) O tema da reclamação.</p> <p>e) O número de comunicações escritas referidas no n.º 2 no Artigo 60.º;</p> <p>f) O número de compensações pagas;</p> <p>g) O montante pago em compensações.</p>		
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 63.º</b> Reclamações relativas a faturação</p> <p>1 - No caso de reclamações relativas a faturação, os operadores de redes de distribuição ou os comercializadores devem, nos prazos que lhes sejam aplicáveis nos termos do Artigo 60.º adotar um dos seguintes procedimentos:</p> <p>a) Dar conhecimento ao reclamante da informação necessária para o esclarecimento da situação reclamada, designadamente os elementos necessários à compreensão dos valores faturados, elementos associados à leitura do contador, bem como o resultado da apreciação da reclamação;</p> <p>b) Propor ao reclamante a realização de uma reunião ou de um contacto telefónico direto para promover o completo esclarecimento do assunto.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 42.º</b> Reclamações relativas a faturação</p> <p>1 - A apresentação de reclamações relativas a faturação obriga o operador da rede de distribuição ou o comercializador de último recurso ou o comercializador, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, a adotar um dos seguintes procedimentos:</p> <p>a) Dar conhecimento ao cliente do conjunto de informação necessária ao esclarecimento da situação reclamada, designadamente sobre os elementos necessários à compreensão dos valores faturados, elementos associados à leitura e medição do contador, bem como o resultado da apreciação da reclamação;</p> <p>b) Propor ao reclamante a realização de uma reunião destinada a promover o completo esclarecimento do assunto.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 29.º</b> Reclamações relativas a faturação ou cobrança</p> <p>1 - A receção pelo comercializador ou pelo comercializador de último recurso retalhista, de reclamações relativas a faturação ou cobrança impede a emissão de ordens de interrupção do fornecimento ao cliente, por motivo associado ao não pagamento da fatura, até à finalização do tratamento da reclamação.</p> <p>2 - O comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista devem dar conhecimento ao cliente de que eventuais ordens de interrupção se suspendem até à finalização do tratamento da reclamação, relativamente à fatura reclamada, sem prejuízo do pagamento parcial atempado de valores subsequentes não reclamados.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>2 - A apresentação de reclamações sobre faturação determina a suspensão de eventuais ordens de interrupção do fornecimento por falta de pagamento da fatura reclamada, até à apreciação da reclamação, desde que acompanhada de informações concretas e objetivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de faturação.</p> <p>3 - Nas situações previstas no número anterior, os comercializadores devem dar conhecimento ao reclamante de que eventuais ordens de interrupção se suspendem até à apreciação da reclamação, relativamente à fatura reclamada, sem prejuízo do pagamento parcial atempado de valores subsequentes não reclamados.</p> <p>4 - Os comercializadores devem referir nos contratos com os clientes as eventuais indemnizações e as disposições sobre reembolsos aplicáveis em caso de faturação fora da periodicidade prevista contratualmente.</p>	<p>2 - A apresentação de reclamações sobre faturação determina a suspensão de eventuais ordens de interrupção de energia por falta de pagamento da fatura reclamada, até à sua apreciação pelo comercializador de último recurso ou comercializador, desde que acompanhada de informações concretas e objetivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de faturação.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 64.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 44.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 30.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas a medição de gás natural</p>
<p>1 - A apresentação de reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição deve ser acompanhada da descrição de factos que evidenciem a possibilidade do equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis.</p> <p>2 - Caso a reclamação seja apresentada a um comercializador, este deve solicitar ao operador de rede a cuja rede está ligada a instalação referida na reclamação, a realização das ações previstas no presente artigo.</p> <p>3 - O operador de rede deve, no prazo de 15 dias úteis após a apresentação da reclamação, acordar com o reclamante a realização de uma visita combinada para verificar o funcionamento do equipamento de medição.</p> <p>4 - Na sequência da visita combinada referida no número anterior deve ser comunicada ao reclamante a seguinte informação, fundamentada e de forma clara:</p> <p>a) A data de intervenção;</p> <p>b) A descrição da anomalia verificada, se for confirmada a sua existência;</p> <p>c) As diligências técnicas efetuadas para a verificação da anomalia, com dados quantificados sempre que aplicável.</p> <p>d) A possibilidade de requerer, nos termos do RRC, uma verificação extraordinária do equipamento de medição caso persistam dúvidas sobre a possibilidade do equipamento de medição poder estar</p>	<p>1 - A apresentação de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição deve ser acompanhada da descrição de factos que coloquem em evidência a possibilidade do equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente.</p> <p>2 - O operador da rede de distribuição deve, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, efetuar uma visita à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento de medição, devendo o cliente ser avisado previamente.</p> <p>3 - Na sequência da visita à instalação do cliente, o operador da rede deve comunicar com o comercializador de último recurso ou o comercializador, de forma a garantir que o cliente é informado sobre todos os elementos relevantes associados ao equipamento de medição verificados, designadamente, as ações realizadas, a data da intervenção e os elementos de medição.</p> <p>4 - Se, após a intervenção do operador da rede de distribuição, persistirem dúvidas sobre o funcionamento do equipamento de medição, o cliente pode exigir a realização de uma verificação extraordinária, nos termos previstos no RRC.</p> <p>5 - Caso a verificação extraordinária confirme que o equipamento de medição se encontra a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente, os erros de medição e eventuais erros na faturação já emitida são</p>	<p>1 - A apresentação de uma reclamação relativa à medição de gás natural deve ser acompanhada da descrição dos factos indiciadores de que os respetivos equipamentos podem estar a funcionar fora das tolerâncias regulamentarmente definidas.</p> <p>2 - Caso o operador da rede de transporte ou os operadores das redes de distribuição não possuam dados que permitam identificar a causa da reclamação devem, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data da sua receção, efetuar uma visita de verificação à instalação do cliente.</p> <p>3 - Na sequência da visita referida no número anterior, deve ser elaborado um relatório fundamentado e compreensível para o cliente sobre o funcionamento dos equipamentos de medição existentes na instalação visitada.</p> <p>4 - Do relatório referido no número anterior deve constar:</p> <p>a) A descrição da anomalia verificada, se for confirmada a sua existência.</p> <p>b) As diligências técnicas efetuadas para a verificação da anomalia, com dados quantificados sempre que tal seja aplicável.</p> <p>5 - Do relatório referido no número anterior deve ser entregue cópia ao cliente aquando da visita à sua instalação ou enviada posteriormente num prazo não superior a 5 dias úteis, acompanhada de informação sobre a possibilidade de requerer uma verificação</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>a funcionar fora das margens de erro estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis;</p> <p>e) Os encargos em que incorre no caso de requerer uma verificação extraordinária e esta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis.</p> <p>5 - A informação referida no número anterior deve ser entregue ao cliente no momento da visita combinada referida no n.º 2 - ou enviada posteriormente num prazo não superior a 5 dias úteis.</p> <p>6 - Se, após a intervenção do operador de rede, persistirem dúvidas sobre a possibilidade do equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis, o reclamante pode exigir a realização de uma verificação extraordinária, nos termos previstos no RRC.</p> <p>7 - O operador de rede deve comunicar com o comercializador de forma a assegurar que o reclamante recebe a informação referida no número 4.</p>	<p>corrigidos de acordo com o previsto no RRC e Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.</p> <p>6 - O cliente deve ser informado, previamente à realização da verificação extraordinária, dos encargos em que incorre no caso de esta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro admitidas regulamentarmente.</p>	<p>extraordinária do equipamento de medição, bem como indicação dos respetivos encargos.</p> <p>6 - Se após a visita do operador de rede persistirem dúvidas sobre o funcionamento dos equipamentos de medição dentro do intervalo regulamentar, o cliente, através do seu comercializador, pode solicitar uma verificação extraordinária dos mesmos, nos termos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados previsto no RRC.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 65.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica</p> <p>1 - A apresentação de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros de qualidade da energia elétrica se encontram fora dos limites regulamentares.</p> <p>2 - Caso a reclamação seja apresentada a um comercializador, este deve solicitar ao operador de rede a cujas redes está ligada a instalação referida na reclamação, a realização das ações previstas no presente artigo.</p> <p>3 - O operador de rede deve, no prazo de 15 dias úteis após a apresentação da reclamação, adotar um dos seguintes procedimentos:</p> <p>a) Dar conhecimento por escrito ao cliente, preferencialmente através do respetivo comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, das ações corretivas a adotar e do respetivo prazo de implementação;</p> <p>b) Acordar com o reclamante a realização de uma visita combinada para verificar, no local, as características da energia elétrica e analisar as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica.</p> <p>4 - Caso a visita combinada referida na alínea b) do número anterior não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 43.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica</p> <p>1 - A apresentação de reclamações relativas às características técnicas da energia elétrica deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros caracterizadores da tensão de alimentação se encontram fora dos limites regulamentares.</p> <p>2 - Após a apresentação da reclamação pelo cliente, o operador da rede deve, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, adotar um dos seguintes procedimentos:</p> <p>a) Dar conhecimento por escrito ao cliente, através do seu comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, e das ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação;</p> <p>b) Efetuar visita às instalações do cliente para verificar, no local, as características da energia elétrica e analisar as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica.</p> <p>3 - Caso a visita às instalações do cliente não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador da rede deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.</p> <p>4 - Previamente à realização das medições o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter que suportar.</p>	
---	---	--



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.</p> <p>5 - Previamente à realização das medições o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter de suportar.</p> <p>6 - Após a finalização das medições consideradas necessárias, o operador de rede deve comunicar com o comercializador de forma a assegurar que o reclamante é informado sobre os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação.</p> <p>7 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares são publicados pela ERSE no MPQS.</p> <p>8 - Os operadores de redes devem suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica.</p> <p>9 - Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante ou ao cliente da instalação referida na reclamação, o operador de rede deve ser reembolsado pelo reclamante ou pelo cliente da instalação referida na reclamação, através do comercializador, dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite publicado pela ERSE.</p>	<p>5 - Após a finalização das medições consideradas necessárias, o operador da rede deve comunicar com o comercializador de último recurso ou o comercializador, de forma a garantir que o cliente é informado sobre os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação.</p> <p>6 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares são publicados pela ERSE no Procedimento n.º 9 do MPQS.</p> <p>7 - Os operadores das redes de transporte e de distribuição deverão suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da energia elétrica.</p> <p>8 - Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao cliente, o operador da rede deve ser reembolsado pelo cliente, através do comercializador de último recurso ou comercializador, dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite publicado pela ERSE.</p> <p>9 - Os clientes têm o direito de instalar, por sua conta, sistemas de registo de medida da qualidade da energia elétrica devidamente selados e calibrados, nos termos da legislação aplicável.</p> <p>10 - Os registos produzidos pelos sistemas referidos no número anterior constituem meio de prova nas reclamações referidas no presente artigo.</p>	

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
	11 - É responsável por apurar as questões relativas a divergências de natureza técnica associadas às medições realizadas, a entidade administrativa territorialmente competente por esta matéria.	

<p style="text-align: center;">Artigo 66.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas às características do fornecimento de gás natural</p> <p>1 - A apresentação de reclamações relativas às características do fornecimento de gás natural deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que as mesmas se encontram fora das tolerâncias regulamentarmente definidas.</p> <p>2 - O operador de rede deve, no prazo de 15 dias úteis após a apresentação da reclamação, adotar um dos seguintes procedimentos:</p> <p>a) Dar conhecimento por escrito ao reclamante, diretamente ou através do respetivo comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade do fornecimento de gás natural, caso sejam conhecidas, das ações corretivas a adotar e do respetivo prazo de implementação;</p> <p>b) Acordar com o reclamante a realização de uma visita combinada para verificar a instalação referida na reclamação e efetuar as diligências ao seu alcance para identificar a causa dos factos reclamados.</p> <p>3 - Caso a visita combinada referida na alínea b) do número anterior comprove a falta de qualidade do fornecimento de gás natural, deve ser dado conhecimento ao reclamante, preferencialmente através do comercializador, do seguinte:</p> <p>a) Informação detalhada que caracterize a não conformidade dos parâmetros do gás natural fornecido ou da pressão.</p> <p>b) Período durante o qual o fornecimento foi efetuado de forma deficiente.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 31.º</p> <p style="text-align: center;">Reclamações relativas às características do fornecimento</p> <p>1 - A apresentação de reclamações relativas às características do fornecimento deve ser acompanhada da descrição dos factos indiciadores de que as mesmas se encontram fora das tolerâncias regulamentarmente definidas, nomeadamente através de factos que caracterizem as anomalias verificadas.</p> <p>2 - Caso o operador da rede de transporte ou os operadores das redes de distribuição considerem necessário devem, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de receção da reclamação, efetuar uma visita de verificação à instalação, efetuando as diligências ao seu alcance para identificar a causa dos factos reclamados.</p> <p>3 - No caso de ser comprovada a falta de qualidade do fornecimento, deve ser enviada comunicação ao cliente reclamante, preferencialmente através do comercializador, incluindo, quando aplicável, o seguinte:</p> <p>a) Informação detalhada que caracterize a não conformidade dos parâmetros do gás fornecido ou da pressão.</p> <p>b) Período durante o qual o fornecimento foi efetuado de forma deficiente.</p> <p>c) Ações corretivas e preventivas previstas ou em curso, bem como o respetivo prazo de implementação.</p> <p>4 - No caso de não se confirmar o incumprimento das características regulamentares do gás fornecido ou dos níveis de pressão, esta informação deve ser comunicada preferencialmente ao</p>
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>c) Ações corretivas e preventivas previstas ou em curso, bem como o respetivo prazo de implementação.</p> <p>4 - No caso da visita combinada referida na alínea b) do número 2 - não confirmar o incumprimento das características regulamentares do gás natural fornecido ou dos níveis de pressão, esta informação deve ser comunicada ao reclamante, preferencialmente através do comercializador, acompanhada da descrição detalhada das diligências efetuadas que conduziram a essa conclusão e, sempre que possível, incluindo informações quantitativas sobre as matérias objeto de reclamação.</p>		<p>comercializador do cliente, acompanhada da descrição detalhada das diligências efetuadas que conduziram a essa conclusão e, sempre que possível, incluindo informações quantitativas sobre as matérias objeto de reclamação.</p>
<p>Artigo 67.º Registos do cliente</p> <p>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.</p>		<p>Artigo 32.º Registos do cliente</p> <p>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.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>Capítulo VIII Serviços prestados nas instalações dos clientes</p> <p>Artigo 68.º Ativação de fornecimento</p> <p>Para efeitos de aplicação deste regulamento, considera-se ativação de fornecimento a realização das operações necessárias, incluindo a intervenção do operador de rede de distribuição, que permita o início do fornecimento a uma instalação de utilização que não esteja a ser abastecida, na sequência da celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador.</p>	<p>Artigo 46.º Ativação de fornecimento</p> <p>1 - Considera-se ativação de fornecimento as operações necessárias, incluindo a intervenção do operador da rede de distribuição, que permitam o início do fornecimento a uma instalação de utilização que esteja desligada, na sequência da celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador de último recurso ou com um comercializador.</p> <p>(...)</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 69.º Obrigações e incumprimentos relativos à ativação de fornecimento</p> <p>1 - Os comercializadores devem garantir que as solicitações dos clientes para a realização da ativação de fornecimento são comunicadas aos operadores de redes respetivos até ao final do dia útil seguinte após a solicitação.</p> <p>2 - Quando a presença do cliente seja necessária para a realização de uma ativação de fornecimento que envolva apenas ações simples, os operadores de redes de distribuição devem garantir que a visita combinada para ativação de fornecimento é agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de ativação lhes é comunicada, a menos que o cliente expressamente solicite uma data para a ativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.</p> <p>3 - O incumprimento dos prazos referidos nos números 1 - e 2 - por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 46.º Ativação de fornecimento</p> <p>(...)</p> <p>2. Para os operadores das redes de distribuição, a ativação de fornecimento é avaliada através de um indicador geral relativo ao prazo para essa ativação.</p> <p>3. O indicador geral aplicável aos operadores das redes de distribuição é calculado pelo quociente entre o número de ativações solicitadas num determinado período com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas no mesmo período.</p> <p>4. O prazo de ativação para os operadores das redes de distribuição corresponde ao tempo entre a solicitação do comercializador ou comercializador de último recurso e a realização da ativação.</p> <p>5. Os operadores das redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 3 é igual ou superior ao valor publicado pela ERSE.</p> <p>6. Para os comercializadores de último recurso e os comercializadores, a ativação de fornecimento é avaliada através de:</p> <p>a) Um indicador geral relativo ao prazo para essa ativação;</p> <p>b) Um indicador geral relativo ao tempo médio de ativação.</p> <p>7. O indicador geral referido na alínea a) do n.º 6 é calculado pelo quociente entre o número de ativações solicitadas num determinado período com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 44.º Ativação de fornecimento</p> <p>1. Para os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), o operador da rede de distribuição deve garantir que a visita combinada para ativação de fornecimento, na sequência de celebração de um contrato de fornecimento, é agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que a ativação de fornecimento lhe é solicitada.</p> <p>2. Para efeitos do número anterior, a comunicação entre os comercializadores ou comercializadores de último recurso retalhistas e os operadores das redes de distribuição deve ser célere e expedita, através dos meios que estas entidades acordarem entre si no contrato de uso das infraestruturas.</p> <p>3. O incumprimento do prazo referido no n.º 1, por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação previsto no artigo 48.º.</p>
--	---	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>número total de ativações solicitadas no mesmo período.</p> <p>8. O prazo de ativação para os comercializadores de último recurso e os comercializadores corresponde ao tempo entre a celebração do contrato de fornecimento com o cliente e a realização da ativação.</p> <p>9. Os indicadores gerais de ativação de fornecimento referidos no n.º 3 e no n.º 6 são aplicáveis às ativações em baixa tensão que envolvam ações simples por parte do operador da rede de distribuição, tais como a instalação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, do contador e do dispositivo de controlo de potência.</p> <p>10. Para efeitos de cálculo dos indicadores gerais referidos no n.º 3 e na alínea a) do n.º 6 excluem-se as situações em que o cliente expressamente solicite uma data para ativação com prazo superior a dois dias úteis.</p> <p>11. O tempo médio de ativação é calculado pelo quociente entre a soma dos prazos das ativações solicitadas num determinado período e o número total de ativações solicitadas no mesmo período e que tenham sido realizadas.</p>	

<p>Artigo 70.º</p> <p>Obrigações de registo relativas às ativações de fornecimento</p> <p>1 - No que respeita às ativações de fornecimento, os comercializadores devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de solicitações dos clientes para a realização da ativação do fornecimento;</li><li>b) O número de comunicações aos operadores de redes realizadas até ao final do dia útil seguinte após a solicitação;</li><li>c) O número de comunicações aos operadores de redes realizadas depois do final do dia útil seguinte após a solicitação;</li><li>d) Para cada solicitação de ativação de fornecimento, o tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e a respetiva comunicação ao operador de rede;</li><li>e) O número de situações em que o cliente expressamente solicite uma data para a ativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.</li><li>f) O número de compensações pagas.</li></ul> <p>2 - No que respeita às ativações de fornecimento, os operadores de redes de distribuição devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de comunicações por parte dos comercializadores para agendamento de ativações de fornecimento;</li><li>b) O número de ativações de fornecimento agendadas para uma data nos 3 dias úteis</li></ul>		
--	--	--



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>seguintes à data em que a solicitação de ativação lhes é comunicada;</p> <p>c) O número de ativações de fornecimento agendadas para uma data após os 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de ativação lhes é comunicada, excluindo as situações referidas no n.º 2 – do Artigo 70.º;</p> <p>d) Para cada comunicação, o tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e a respetiva data de agendamento;</p> <p>e) O número de ativações de fornecimento concretizadas;</p> <p>f) O número de ativações de fornecimento concretizadas, que envolvam apenas ações simples;</p> <p>g) O número de compensações pagas.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 71.º Visita combinada</p> <p>1 - Considera-se visita combinada a deslocação do operador de rede de distribuição a uma instalação de utilização em que é necessária a presença do cliente, ou do requisitante de ligação à rede, e em que é acordado um intervalo de tempo para o seu início.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior excluem-se as assistências técnicas conforme definidas no Artigo 79.º, as leituras de ciclo e as leituras fora de ciclo.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 47.º Visita combinada</p> <p>1 - Considera-se visita combinada a deslocação do operador da rede de distribuição, com início num intervalo previamente acordado, à instalação do cliente.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior excluem-se as leituras em roteiro e as assistências técnicas.</p> <p>(...)</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 45.º Visita combinada</p> <p>1 - A marcação das visitas combinadas às instalações dos clientes deve ser efetuada por acordo entre o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista e o cliente.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior, a comunicação entre os comercializadores ou comercializadores de último recurso retalhistas e os operadores das redes de distribuição deve ser célere e expedita, através dos meios que estas entidades acordarem entre si no contrato de uso das infraestruturas.</p> <p>(...)</p>

<p>Artigo 72.º Agendamento da visita combinada</p>	<p>Artigo 47.º Visita combinada</p>	<p>Artigo 45.º Visita combinada</p>
<p>1 - O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre:</p> <p>a) O requisitante de ligação à rede e o operador de rede de distribuição a cuja rede se pretende ligar;</p> <p>b) O cliente e o respetivo comercializador nas restantes situações.</p> <p>2 - No âmbito do setor elétrico, o cliente pode acordar a visita combinada diretamente com o respetivo operador de rede, nos termos do RRCGN, nas matérias relativas a:</p> <p>a) Ligações às redes;</p> <p>b) Leitura, verificação ou substituição dos equipamentos de medição;</p> <p>c) Verificação das características da energia elétrica, no âmbito de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica;</p> <p>d) Reposição de fornecimento quando a interrupção não tiver sido solicitada pelo comercializador que assegura o fornecimento à instalação consumidora.</p> <p>3 - No âmbito do setor do gás natural, o cliente pode acordar a visita combinada diretamente com o respetivo operador de rede, nos termos do RRCGN, nas matérias relativas a:</p> <p>a) Ligações às redes;</p> <p>b) Leitura, verificação ou substituição dos equipamentos de medição;</p> <p>c) Verificação das características do fornecimento de gás natural, no âmbito de</p>	<p>(...)</p> <p>3. O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo comercializador de último recurso ou comercializador.</p> <p>4. A avaliação do desempenho relativo à visita combinada é realizada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao cumprimento do intervalo acordado para a visita.</p> <p>5. Os clientes têm direito a agendar visitas combinadas em que o início da visita ocorra num intervalo de tempo com uma duração máxima de 2,5 horas.</p> <p>(...)</p> <p>9. O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações.</p> <p>10. Os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes podem solicitar o cancelamento ou o reagendamento de visitas combinadas desde que até às 17h00 do dia útil anterior, não havendo nestas situações direito a qualquer compensação.</p> <p>11. Para efeitos do número anterior, a solicitação de cancelamento ou de reagendamento deve ser feita por um canal que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte.</p>	<p>(...)</p> <p>3. O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à realização da visita que lhe sejam imputáveis, bem como do direito a eventuais compensações aplicáveis.</p> <p>4. O operador da rede de distribuição deve iniciar a visita à instalação de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) num dos seguintes prazos:</p> <p>a) Num intervalo de tempo previamente combinado, com a duração máxima de duas horas e meia.</p> <p>b) Num intervalo de cinco horas, se o operador garantir ao cliente um pré-aviso com a antecedência de uma hora, por via telefónica, relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da visita.</p> <p>5. O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar a modalidade de visita indicada na alínea a) do número anterior.</p> <p>6. No caso do operador da rede de distribuição disponibilizar ambas as modalidades de visita combinada previstas no n.º 4 cabe ao cliente a escolha da modalidade pretendida.</p> <p>(...)</p> <p>9. Não é devido o pagamento da compensação prevista no Artigo 96.º, se qualquer das partes efetuar a anulação do agendamento de visita combinada ou proceder à sua remarcação com a antecedência mínima de 12 horas</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>reclamações relativas às características do fornecimento de gás natural;</p> <p>d) Reposição de fornecimento quando a interrupção não tiver sido solicitada pelo comercializador que assegura o fornecimento à instalação consumidora.</p> <p>4 - O cliente, ou o requisitante de ligação à rede, deve ser previamente informado de todos os encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações.</p> <p>5 - O cliente, ou o requisitante de ligação à rede, tem direito a agendar visitas combinadas em que o início da visita ocorra num intervalo de tempo com uma duração que não pode ser superior a 2 horas e 30 minutos.</p> <p>6 - Qualquer das partes pode efetuar o cancelamento ou o reagendamento da visita combinada, devendo fazê-lo através de um canal de comunicação que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte.</p> <p>7 - O cancelamento ou o reagendamento da visita combinada deve ser realizado até às 17h00 do dia útil anterior.</p>		<p>relativamente ao início do intervalo de tempo anteriormente acordado.</p> <p>10. Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores e os comercializadores de último recurso retalhistas devem utilizar os contactos disponibilizados pelos clientes e os meios de comunicação ao seu dispor com o objetivo de fomentar o cumprimento dos intervalos de tempo acordados para as visitas combinadas.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 73.º Incumprimentos no âmbito da visita combinada</p> <p>1 - O incumprimento do intervalo acordado com o cliente, ou com o requisitante de ligação à rede, para início da visita combinada confere a estes o direito de compensação.</p> <p>2 - O operador de rede de distribuição, tendo comparecido no intervalo acordado para a visita combinada, tem direito de compensação nos seguintes casos:</p> <p>a) Ausência, na instalação de utilização, do requisitante de ligação à rede;</p> <p>b) Ausência, na instalação de utilização, do cliente, nas restantes situações.</p> <p>3 - A compensação referida na alínea a) do número anterior é paga pelo requisitante da ligação à rede.</p> <p>4 - A compensação referida na alínea b) do n.º 2 - é paga pelo comercializador.</p> <p>5 - O incumprimento do prazo para cancelamento ou reagendamento da visita combinada por parte do operador de rede de distribuição ou do comercializador confere ao cliente ou requisitante de ligação à rede o direito de compensação.</p> <p>6 - O incumprimento do prazo para cancelamento ou reagendamento da visita combinada por parte do requisitante de ligação à rede, confere ao operador de rede de distribuição o direito de compensação, a qual é paga pelo requisitante de ligação à rede.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 47.º Visita combinada</p> <p>(...)</p> <p>6. O incumprimento do intervalo referido no número anterior para início da visita combinada confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no artigo 52.º.</p> <p>7. Em caso de ausência do cliente na instalação, e tendo o operador da rede de distribuição comparecido no intervalo acordado para a visita combinada, o operador da rede de distribuição tem direito à compensação nos termos estabelecidos no n.º 2 - do Artigo 92.º.</p> <p>8. A compensação referida no número anterior é suportada pelo comercializador de último recurso ou comercializador, nos termos do Artigo 96.º</p> <p>(...)</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 45.º Visita combinada</p> <p>(...)</p> <p>7. O incumprimento dos prazos referidos no n.º 4, por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação previsto no artigo 48.º.</p> <p>8. A ausência do cliente na instalação no período da visita combinada confere ao operador da rede de distribuição o direito de compensação previsto no Artigo 96.º.</p> <p>(...)</p>
--	---	--

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
7- O incumprimento do prazo para cancelamento ou reagendamento da visita combinada por parte do cliente confere ao operador de rede de distribuição o direito de compensação, a qual é paga pelo comercializador.		

<p>Artigo 74.º Obrigações de registo relativas às visitas combinadas</p> <p>1 - No que respeita às visitas combinadas, os comercializadores, em relação aos seus clientes, e os operadores de redes de distribuição devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de visitas combinadas agendadas;</li><li>b) O número de visitas combinadas realizadas fora do intervalo acordado;</li><li>c) O número de visitas combinadas realizadas dentro do intervalo acordado;</li><li>d) O número total de visitas combinadas não realizadas;</li><li>e) O número de visitas combinadas não realizadas por ausência do operador de rede de distribuição;</li><li>f) O número de visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente;</li><li>g) O número de cancelamentos ou reagendamentos de visitas combinadas efetuados após as 17h00 do dia útil anterior pelo operador de rede de distribuição;</li><li>h) O número de cancelamentos ou reagendamentos de visitas combinadas efetuados após as 17h00 do dia útil anterior pelo cliente ou comercializador;</li><li>i) O número de cancelamentos ou reagendamentos de visitas combinadas efetuados até às 17h00 do dia útil anterior pelo operador de rede de distribuição;</li><li>j) O número de cancelamentos ou reagendamentos de visitas combinadas</li></ul>		
--	--	--

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
efetuados até às 17h00 do dia útil anterior pelo cliente ou comercializador; k) O número de compensações pagas aos clientes; l) O número de compensações pagas pelos clientes.		



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 75.º</p> <p>Resposta a situações de emergência no setor do gás natural</p> <p>1 - Consideram-se situações de emergência as situações em que possa estar em causa a segurança de pessoas ou bens.</p> <p>2 - Os operadores de redes do setor do gás natural devem disponibilizar serviços de resposta a situações de emergência.</p> <p>3 - O tempo de resposta a situações de emergência é o período que medeia entre a comunicação da situação de emergência ao operador de rede e a chegada ao local.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 39.º</p> <p>Tempo de resposta a situações de emergência</p> <p>1 - O tempo de resposta a situações de emergência é o período que medeia entre a comunicação da situação de emergência ao operador de rede e a chegada ao local.</p> <p>2 - Considera-se que se está perante uma situação de emergência quando possa estar em causa a segurança de pessoas ou bens.</p> <p>(...)</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 76.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho na resposta a situações de emergência no setor do gás natural</p> <p>1 - Os operadores de redes do setor do gás natural devem avaliar os seus desempenhos na resposta a situações de emergência através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.</p> <p>2 - Para o operador de rede de transporte, o indicador geral referido no número anterior é calculado através do quociente entre o número de situações em que o tempo de resposta foi inferior ou igual a 90 minutos e o número total de comunicações de situações de emergência.</p> <p>3 - O operador de rede de transporte deve garantir que o valor anual do indicador é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p> <p>4 - Para os operadores de redes de distribuição, o indicador geral referido no número 2 é calculado através do quociente entre o número de situações em que o tempo de resposta foi inferior ou igual a 60 minutos e o número total de comunicações de situações de emergência.</p> <p>5 - Os operadores de redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 39.º</p> <p style="text-align: center;">Tempo de resposta a situações de emergência</p> <p>(...)</p> <p>3. O indicador relativo ao tempo de resposta a situações de emergência é calculado pelo quociente entre o número de situações em que o operador de rede chegou ao local no prazo aplicável e o número total de comunicações de situações de emergência.</p> <p>4. Em cada ano, o tempo de resposta a situações de emergência do operador da rede de transporte deve ser inferior ou igual a 90 minutos em, pelo menos, 80% das situações de emergência.</p> <p>5. Em cada ano, o tempo de resposta a situações de emergência de cada operador das redes de distribuição deve ser inferior ou igual a 60 minutos em, pelo menos, 85% das situações de emergência.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 77.º</p> <p>Obrigações de registo no âmbito da resposta a situações de emergência no setor do gás natural</p> <p>1 - No que respeita à resposta a situações de emergência no setor do gás natural, os operadores de redes devem registar:</p> <p>a) O número de comunicações de situações de emergência nas suas redes;</p> <p>b) O número de situações de emergência com tempo de resposta inferior ou igual a 90 minutos, para o operador de rede de transporte;</p> <p>c) O número de situações de emergência com tempo de resposta inferior ou igual a 60 minutos, para os operadores de redes de distribuição.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 78.º</p> <p style="text-align: center;">Assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente</p> <p>1 - Considera-se assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente, abreviadamente denominada “assistência técnica”, a deslocação do operador de rede de distribuição à instalação de um cliente na sequência de uma comunicação de avaria respeitante à rede da sua responsabilidade.</p> <p>2 - Para efeitos do presente artigo e no âmbito do setor elétrico, considera-se que a alimentação individual da instalação do cliente consiste na infraestrutura por onde transita em exclusivo a energia elétrica consumida pelo cliente e que termina na origem da instalação de utilização, nos termos da regulamentação técnica aplicável.</p> <p>3 - Para efeitos do presente artigo e no âmbito do setor do gás natural, considera-se que a alimentação individual da instalação do cliente consiste na infraestrutura por onde transita em exclusivo o gás natural consumido pelo cliente e que termina na origem da instalação de utilização, nos termos da regulamentação técnica aplicável.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 48.º</p> <p style="text-align: center;">Assistência técnica</p> <p>1. Considera-se que ocorre uma assistência técnica quando, após uma comunicação de avaria, o operador da rede de distribuição se desloca à instalação do cliente.</p> <p>(...)</p> <p>9. Para efeitos do presente artigo, considera-se que a alimentação individual da instalação de utilização do cliente consiste na infraestrutura por onde transita em exclusivo a energia elétrica consumida pelo cliente e que termina na origem da instalação de utilização, nos termos da regulamentação técnica.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 79.º</p> <p>Obrigações no âmbito da assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente</p> <p>1 - A entidade que receba a comunicação de avaria deve informar o cliente sobre a atuação mais adequada à situação descrita, no sentido de, sendo possível, evitar a deslocação do operador de rede de distribuição à instalação do cliente.</p> <p>2 - Caso seja necessária a deslocação, a chegada à instalação do cliente deve ocorrer nos seguintes prazos, após comunicação ao operador de rede de distribuição:</p> <p>a) 2 horas para clientes prioritários;</p> <p>b) 4 horas para os restantes clientes.</p> <p>3 - Para os clientes domésticos que não sejam clientes prioritários, a contagem dos prazos definidos no número anterior suspende-se das 2h00 às 6h00, independentemente do momento em que ocorre a comunicação de avaria.</p> <p>4 - O operador de rede de distribuição deve informar o cliente da hora limite a que poderá chegar à instalação do cliente e, se aplicável, da existência de um período de suspensão da contagem do tempo de chegada.</p> <p>5 - O cliente pode solicitar que a assistência técnica seja realizada fora dos prazos previstos no n.º 2 -, devendo, nessas situações, a assistência técnica passar a ser tratada como visita combinada.</p> <p>6 - O operador de rede de distribuição pode não realizar a assistência técnica nas situações</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 48.º</p> <p style="text-align: center;">Assistência técnica</p> <p>(...)</p> <p>2. As assistências técnicas são avaliadas por um indicador individual, e respetivo padrão, que avalia o tempo de chegada do operador da rede de distribuição à instalação do cliente.</p> <p>3. A entidade que receba a comunicação de avaria deve informar o cliente sobre a atuação mais adequada à situação descrita, no sentido de, sendo possível, evitar a deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente.</p> <p>4. Caso seja necessária a deslocação, a chegada à instalação do cliente deve ocorrer nos seguintes prazos, após comunicação ao operador da rede de distribuição:</p> <p>a) 3 horas, para clientes prioritários;</p> <p>b) 4 horas, para os restantes clientes.</p> <p>5. Nos casos em que as comunicações de avaria de clientes em baixa tensão ocorram fora do período das 8h00 às 24h00, a contagem dos prazos inicia-se às 8h00 do dia seguinte.</p> <p>(...)</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 40.º</p> <p style="text-align: center;">Tempo de resposta na assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente</p> <p>1. O tempo de resposta na assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente é o período que medeia entre a comunicação da avaria ao operador da rede de distribuição e a chegada à instalação do cliente.</p> <p>2. O indicador geral relativo ao tempo de espera na assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente é calculado pelo quociente entre o número de situações em que o operador da rede de distribuição chegou ao local no tempo máximo de 3 horas e o número total de comunicações de avaria.</p> <p>3. Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem responder às comunicações de avaria na alimentação individual dos clientes no tempo máximo de 3 horas em, pelo menos, 90% das comunicações de avaria.</p> <p>4. Para efeitos dos números anteriores, nos casos em que as comunicações de avaria ocorram fora do período das 8h00 às 24h00, a contagem do tempo de resposta inicia-se às 8h00 do dia seguinte.</p> <p>5. Não são consideradas para cálculo deste indicador as situações em que a pedido expresso do cliente a atuação do operador de rede na alimentação individual da sua instalação seja realizada em prazo superior ao estabelecido neste artigo.</p> <p>6. As situações previstas no número anterior são consideradas como visitas</p>
---	--	---

*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL*

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
em que comprovadamente tal não se justifique, cabendo-lhe o ônus da prova.		combinadas, nos termos estabelecidos no Artigo 45.º.

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 80.º</p> <p style="text-align: center;">Incumprimentos no âmbito da assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente</p> <p>1 - O incumprimento por parte do operador de rede de distribuição dos prazos referidos no n.º 2 – do Artigo 80.º confere ao cliente o direito de compensação.</p> <p>2 - Caso se verifique que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual da instalação do cliente, e que a mesma não é da responsabilidade do operador de rede de distribuição, o operador de rede de distribuição tem direito de compensação.</p> <p>3 - Caso o cliente esteja ausente da sua instalação no momento de chegada ao local do operador de rede de distribuição e tendo este informado o cliente sobre a hora limite a que poderia chegar ao local, o operador de rede de distribuição deve tentar entrar em contacto com o cliente e, caso não o consiga fazer, tem direito de compensação.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 48.º</p> <p style="text-align: center;">Assistência técnica</p> <p>(...)</p> <p>6. O incumprimento por parte do operador da rede de distribuição dos prazos referidos no n.º 4 confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no artigo 52.º.</p> <p>7. Caso se verifique que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual da instalação de utilização, e a mesma não é da responsabilidade do operador da rede de distribuição, o operador da rede de distribuição tem direito à compensação prevista no n.º 2 - do Artigo 92.º.</p> <p>8. A compensação referida no número anterior é suportada pelo comercializador de último recurso ou comercializador, nos termos do Artigo 96.º</p> <p>(...)</p>	

<p>Artigo 81.º</p> <p>Obrigações de registo no âmbito da assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente</p> <p>1 - No que respeita às assistências técnicas, os operadores de redes de distribuição devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número total de comunicações de avarias na alimentação individual das instalações dos clientes;</li><li>b) O número de comunicações de avarias na alimentação individual das instalações dos clientes que originaram assistências técnicas;</li><li>c) O número de assistências técnicas a instalações de clientes prioritários com tempo de chegada ao local superior a 2 horas;</li><li>d) O número de assistências técnicas a instalações de clientes prioritários com tempo de chegada ao local inferior ou igual a 2 horas;</li><li>e) O número de assistências técnicas a instalações de clientes não prioritários com tempo de chegada ao local superior a 4 horas;</li><li>f) O número de assistências técnicas a instalações de clientes não prioritários com tempo de chegada ao local inferior ou igual a 4 horas;</li><li>g) O número de solicitações de clientes para a realização da assistência técnica fora dos prazos previstos;</li><li>h) O número de assistências técnicas não realizadas;</li></ul>		
--	--	--



DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
i) O número de assistências técnicas não realizadas por ausência do cliente; j) O número de assistências técnicas em que a avaria não é da responsabilidade do operador de rede de distribuição; k) O número de compensações pagas; l) O número de compensações recebidas.		

<p style="text-align: center;">Artigo 82.º</p> <p style="text-align: center;">Avaliação do desempenho na frequência da leitura de equipamentos de medição</p> <p>1 - Os operadores de redes de distribuição devem avaliar os seus desempenhos em relação à frequência da leitura de equipamentos de medição através de indicadores gerais relativos ao intervalo entre leituras consecutivas.</p> <p>2 - Para os operadores de redes de distribuição do setor elétrico, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras.</p> <p>3 - Para os operadores de redes de distribuição do setor do gás natural, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 64 dias e o número total de leituras.</p> <p>4 - O indicador previsto no n.º 3 - aplica-se apenas aos equipamentos de medição em BTN, independentemente da sua acessibilidade, e considera quer as leituras efetuadas diretamente pelo operador de rede de distribuição quer as leituras comunicadas ao operador de rede de distribuição pelos clientes ou pelos comercializadores.</p> <p>5 - O indicador previsto no n.º 4 - aplica-se apenas aos equipamentos de medição de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), independentemente da sua acessibilidade, e considera quer as leituras efetuadas diretamente pelo operador de rede de distribuição quer as leituras comunicadas ao</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 49.º</p> <p style="text-align: center;">Frequência da leitura de equipamentos de medição</p> <p>1 - A frequência da leitura dos equipamentos de medição é avaliada por um indicador geral e respetivo padrão.</p> <p>2 - O indicador geral relativo à frequência de leitura dos equipamentos de medição é calculado pelo quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras.</p> <p>3 - O indicador previsto no n.º 2 - aplica-se a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da sua acessibilidade, e considera quer as leituras efetuadas diretamente pelo operador da rede de distribuição quer as leituras comunicadas ao operador da rede de distribuição pelos clientes.</p> <p>4 - Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 2 - é igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.</p> <p>5 - Para efeitos de cálculo do indicador previsto no n.º 2 - todas as leituras realizadas no período são consideradas no cálculo do indicador, independentemente da leitura anterior ter ou não ocorrido nesse período.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 38.º</p> <p style="text-align: center;">Frequência da leitura dos contadores</p> <p>1 - O indicador geral relativo à frequência de leitura dos contadores é calculado pelo quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 64 dias e o número total de leituras.</p> <p>2 - Este indicador aplica-se aos operadores das redes de distribuição e considera as leituras dos contadores de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n).</p> <p>3 - Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem assegurar a leitura dos contadores com um intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 64 dias em, pelo menos, 98% das leituras.</p>
---	--	---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
<p>operador de rede de distribuição pelos clientes ou pelos comercializadores.</p> <p>6 - Os operadores de redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador é igual ou superior ao valor do padrão publicado pela ERSE.</p> <p>7 - Para efeitos de cálculo do valor anual referido no número anterior, todas as leituras realizadas nesse período são consideradas no cálculo do indicador, independentemente da leitura anterior ter ou não ocorrido nesse período.</p>		

<p>Artigo 83.º</p> <p>Obrigações de registo relativas à frequência da leitura de equipamentos de medição</p> <p>1 - No que respeita à frequência da leitura de equipamentos de medição, os operadores de redes de distribuição do setor elétrico devem registar, para clientes em BTN:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de contadores com contrato ativo;</li><li>b) O número de leituras realizadas pelo operador de rede de distribuição;</li><li>c) O número de leituras fornecidas pelos clientes ou comercializadores;</li><li>d) O número de estimativas utilizadas para faturação;</li><li>e) O número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias;</li><li>f) O número de leituras por intervalo de leituras consecutivas, expresso em dias.</li></ul> <p>2 - No que respeita à frequência da leitura de equipamentos de medição, os operadores de redes de distribuição do setor do gás natural devem registar, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de contadores com contrato ativo;</li><li>b) O número de leituras realizadas pelo operador de rede de distribuição;</li><li>c) O número de leituras fornecidas pelos clientes ou comercializadores;</li><li>d) O número de estimativas utilizadas para faturação;</li></ul>		
--	--	--

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
e) O número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 64 dias; f) O número de leituras por intervalo de leituras consecutivas, expresso em dias.		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 84.º</p> <p>Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - Os factos imputáveis ao cliente que podem conduzir à interrupção do fornecimento são estabelecidos no RRCEE, para o setor elétrico, e no RRCGN, para o setor do gás natural.</p> <p>2 - O restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente pode ser realizado remotamente, quando as condições técnicas o permitam, ou através da deslocação do operador de rede de distribuição à instalação do cliente cujo fornecimento foi interrompido.</p>		<p style="text-align: center;">Artigo 46.º</p> <p>Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - Os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento são definidos no RRC.</p> <p>(...)</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 85.º</p> <p>Obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - As obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente aplicam-se quando a situação que deu origem à interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente estiver sanada.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior, quando sejam devidos pagamentos considera-se sanada a situação após boa cobrança dos montantes em dívida.</p> <p>3 - Quando a situação que deu origem à interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente seja sanada com o comercializador, este deve comunicar ao operador de rede de distribuição respetivo que a situação que deu origem à interrupção do fornecimento se encontra sanada, para que este possa proceder ao restabelecimento do fornecimento.</p> <p>4 - O comercializador deve realizar a comunicação ao operador de rede de distribuição referida no número anterior no prazo máximo de 30 minutos, a contar do momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada.</p> <p>5 - Caso seja necessária a deslocação do operador de rede de distribuição para a realização do restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, os operadores de redes de distribuição devem garantir que a chegada à instalação do cliente ocorre nos seguintes prazos máximos, a contar do momento em que</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 50.º</p> <p>Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - A diligência dos operadores das redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso ou dos comercializadores no restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente é avaliada por um indicador individual e respetivo padrão.</p> <p>2 - O indicador individual avalia o tempo necessário para que, após sanada a situação que conduziu à interrupção, o fornecimento seja restabelecido.</p> <p>3 - Nas situações de interrupção por falta de pagamento, considera-se sanada a situação após boa cobrança dos montantes em dívida.</p> <p>4 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem garantir que o restabelecimento ocorre nos seguintes prazos máximos:</p> <p>a) Doze horas para clientes BTN;</p> <p>b) Oito horas para os restantes clientes;</p> <p>c) Quatro horas caso o cliente pague o preço adicional para restabelecimento urgente fixado nos termos do RRC.</p> <p>5 - O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar o serviço de restabelecimento do fornecimento, incluindo a modalidade de restabelecimento urgente, nos seguintes horários, sem prejuízo de poderem</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 46.º</p> <p>Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - (...)</p> <p>2 - Ultrapassada a situação que deu origem à interrupção do fornecimento, e efetuados todos os pagamentos determinados legalmente, o fornecimento de gás natural deve ser reposto nos seguintes prazos máximos a contar do momento da regularização da situação:</p> <p>a) Doze horas para clientes domésticos.</p> <p>b) Oito horas para clientes não domésticos.</p> <p>c) Quatro horas caso o cliente pague o preço adicional para restabelecimento urgente fixado nos termos do RRC.</p> <p>3 - O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar o serviço de restabelecimento do fornecimento, incluindo a modalidade de restabelecimento urgente, nos dias úteis, entre as 08h00 e as 20h00, sem prejuízo de poderem ser estabelecidos pela empresa outros regimes mais favoráveis para o cliente.</p> <p>4 - A contagem dos prazos referidos no n.º 2 suspende-se entre as 20h00 e as 08h00.</p> <p>5 - O incumprimento dos prazos indicados, por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação previsto no artigo 48.º.</p>
--	--	---

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>o operador de rede de distribuição toma conhecimento de que a situação está sanada:</p> <p>a) Doze horas para clientes domésticos;</p> <p>b) Oito horas para clientes não domésticos;</p> <p>c) Quatro horas caso o cliente solicite expressamente o restabelecimento urgente e pague o preço adicional fixado nos termos do RRCEE, para o setor elétrico, ou do RRCGN, para o setor do gás natural.</p> <p>6 - O incumprimento, pelo comercializador, do prazo referido no n.º 4 - confere ao comercializador o dever de compensação ao cliente.</p> <p>7 - O incumprimento, pelo operador de rede de distribuição, do prazo referido no n.º 5 - confere ao operador de rede de distribuição o dever de compensação ao cliente.</p> <p>8 - A contagem dos prazos definidos no n.º 5 - suspende-se das 2h00 às 6h00, exceto para os clientes prioritários.</p> <p>9 - A informação sobre os prazos e os preços aplicáveis deve constar do pré-aviso de interrupção previsto no RRCEE, para o setor elétrico, e no RRCGN, para o setor do gás natural.</p> <p>10 - O operador de rede de distribuição deve informar o cliente da hora limite a que poderá chegar à instalação do cliente.</p> <p>11 - O cliente pode solicitar que o restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente seja realizado fora dos prazos previstos no n.º 5 -, devendo, nessas situações, o</p>	<p>ser estabelecidos pela empresa outros regimes mais favoráveis para o cliente:</p> <p>a) Clientes BT - dias úteis, entre as 08h00 e as 24h00;</p> <p>b) Restantes clientes – todos os dias, entre as 08h00 e as 24h00.</p> <p>6 - A contagem dos prazos referidos no n.º 4 suspende-se entre as 24h00 e as 08h00.</p> <p>7 - O incumprimento dos prazos indicados, por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no artigo 52.º.</p> <p>Os prazos referidos no n.º 4 não se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento não envolva ações simples por parte do operador da rede de distribuição, tais como a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna.</p>	



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>restabelecimento do fornecimento após facto imputável ao cliente passar a ser tratado como visita combinada.</p> <p>12 - Os prazos definidos no n.º 5 - só se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento envolva ações simples por parte do operador de rede de distribuição, devendo, nas restantes situações, o restabelecimento do fornecimento passar a ser tratado como visita combinada.</p> <p>13 - O serviço de restabelecimento do fornecimento, incluindo a modalidade de restabelecimento urgente, deve ser disponibilizado pelos operadores de redes de distribuição, no mínimo, nos seguintes horários:</p> <p>a) Dias úteis, das 8h00 às 24h00, para clientes domésticos;</p> <p>b) Todos os dias, das 8h00 às 24h00, para clientes não domésticos.</p> <p>14 - Os operadores de redes de distribuição podem realizar restabelecimentos do fornecimento fora dos horários definidos no número anterior e podem oferecer outros horários mais favoráveis para os clientes.</p>		

<p style="text-align: center;">Artigo 86.º</p> <p>Obrigações de registo relativas ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente</p> <p>1 - No âmbito do restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, os comercializadores devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de interrupções do fornecimento por factos imputáveis aos seus clientes;</li><li>b) O número de situações sanadas pelos clientes com o comercializador, no âmbito do n.º 3 – do Artigo 86.º;</li><li>c) O número de solicitações de clientes para restabelecimento do fornecimento, excluindo restabelecimentos urgentes;</li><li>d) O número de solicitações expressas de restabelecimento urgente do fornecimento;</li><li>e) O número de comunicações ao operador de rede de distribuição, no âmbito do n.º 4 - do Artigo 85.º, que excederam o prazo máximo de 30 minutos;</li><li>f) O número de comunicações ao operador de rede de distribuição, no âmbito do n.º 4 – do Artigo 86.º, que cumpriram o prazo máximo de 30 minutos;</li><li>g) Para cada comunicação ao operador de rede de distribuição, no âmbito do n.º 4 – do Artigo 86.º, o tempo, em minutos, de realização da mesma;</li><li>h) O número de restabelecimentos do fornecimento aos seus clientes, no âmbito do n.º 5 – do Artigo 86.º, que excederam os prazos estabelecidos;</li></ul>		
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>i) O número de restabelecimentos do fornecimento aos seus clientes, no âmbito do n.º 5 – do Artigo 86.º, que cumpriram os prazos estabelecidos;</p> <p>j) O montante de encargos cobrados a clientes por restabelecimento urgente do fornecimento;</p> <p>k) O número de restabelecimentos do fornecimento realizados fora dos prazos previstos no n.º 5 – do Artigo 86.º por solicitação expressa do cliente;</p> <p>l) O número de compensações pagas.</p> <p>2 - No âmbito do restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, os operadores de redes de distribuição devem registar:</p> <p>a) O número de interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente;</p> <p>b) O número de interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente solicitadas por comercializadores;</p> <p>c) O número de solicitações de restabelecimento do fornecimento, excluindo restabelecimentos urgentes;</p> <p>d) O número de solicitações expressas de restabelecimento urgente do fornecimento;</p> <p>e) O número de comunicações dos comercializadores, no âmbito do n.º 4 – do Artigo 86.º;</p> <p>f) O número de restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 – do Artigo 86.º, que excederam os prazos estabelecidos;</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>g) O número de restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 – do Artigo 86.º, que cumpriram os prazos estabelecidos;</p> <p>h) O montante de encargos cobrados por restabelecimento urgente do fornecimento.</p> <p>i) O número de restabelecimentos do fornecimento realizados fora dos prazos previstos no n.º 5 – do Artigo 86.º por solicitação expressa do cliente;</p> <p>j) O número de restabelecimentos do fornecimento anulados;</p> <p>k) O número de restabelecimentos do fornecimento não realizados por facto não imputável ao operador de rede de distribuição;</p> <p>l) O número de compensações pagas.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="436 295 750 351">Artigo 87.º Desativação de fornecimento</p> <p data-bbox="340 383 846 630">Para efeitos de aplicação deste regulamento, considera-se desativação de fornecimento a realização das operações necessárias, incluindo a intervenção do operador de rede de distribuição, que permita o fim do fornecimento a uma instalação de utilização que esteja a ser abastecida, na sequência da denúncia de um contrato de fornecimento com um comercializador.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="376 295 810 375">Artigo 88.º Obrigações e incumprimentos relativos à desativação de fornecimento</p> <p data-bbox="342 411 844 574">1 - Os comercializadores devem garantir que as solicitações dos clientes para a realização da desativação de fornecimento são comunicadas aos operadores de redes respetivos até ao final do dia útil seguinte após a solicitação.</p> <p data-bbox="342 611 844 938">2 - Nas situações em que a presença do cliente seja necessária para a realização de uma desativação que envolva apenas ações simples, os operadores de redes de distribuição devem garantir que a visita combinada para desativação de fornecimento é agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de desativação lhes é comunicada, a menos que o cliente expressamente solicite uma data para a desativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis.</p> <p data-bbox="342 975 844 1082">3 - O incumprimento dos prazos referidos nos números 1 - e 2 - por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação.</p>		

<p style="text-align: center;">Artigo 89.º Obrigações de registo relativas às desativações de fornecimento</p> <p>1 - No que respeita às desativações de fornecimento, os comercializadores devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de solicitações dos clientes para a realização da desativação do fornecimento;</li><li>b) O número de comunicações aos operadores de rede realizadas até ao final do dia útil seguinte após a solicitação;</li><li>c) O número de comunicações aos operadores de rede realizadas depois do final do dia útil seguinte após a solicitação;</li><li>d) para cada solicitação de desativação de fornecimento, o tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e a respetiva comunicação ao operador de rede;</li><li>e) O número de situações em que o cliente expressamente solicite uma data para a desativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.</li><li>f) O número de compensações pagas.</li></ul> <p>2 - No que respeita às desativações de fornecimento, os operadores de redes de distribuição devem registar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) O número de comunicações por parte dos comercializadores para agendamento de desativações de fornecimento;</li><li>b) O número de desativações de fornecimento agendadas para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que</li></ul>		
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>a solicitação de desativação lhes é comunicada;</p> <p>c) O número de desativações de fornecimento agendadas para uma data após os 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de desativação lhes é comunicada, excluindo as situações referidas no n.º 2 do Artigo 89.º;</p> <p>d) Para cada comunicação, o tempo, em dias úteis, entre a receção da mesma e a respetiva data de agendamento;</p> <p>e) O número de desativações de fornecimento concretizadas;</p> <p>f) O número de desativações de fornecimento concretizadas, que envolvam apenas ações simples;</p> <p>g) O número de compensações pagas.</p>		



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="367 296 819 376">Artigo 90.º Compensações e proveitos das atividades reguladas</p> <p data-bbox="342 411 846 520">1 - O cálculo dos montantes associados aos pagamentos das compensações está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 124.º.</p> <p data-bbox="342 555 846 799">2 - Nas auditorias efetuadas anualmente às contas reguladas dos operadores de redes e comercializadores de último recurso, no âmbito do Regulamento Tarifário do setor elétrico, devem ser identificados os montantes das compensações pagas para que os mesmos não sejam considerados para efeitos de apuramento anual de proveitos permitidos das atividades reguladas.</p>	<p data-bbox="891 296 1344 376">Artigo 53.º Compensações e proveitos das atividades reguladas</p> <p data-bbox="866 411 1370 520">1 - O cálculo dos montantes associados aos pagamentos das compensações está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 68.º.</p> <p data-bbox="866 555 1370 799">2 - Nas auditorias efetuadas anualmente às contas reguladas dos operadores de rede e comercializadores de último recurso, no âmbito do Regulamento Tarifário, deverão ser identificados os montantes das compensações pagas aos consumidores para que os mesmos não sejam considerados para efeitos de apuramento anual de proveitos permitidos das atividades reguladas.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 91.º Valor das compensações relativas à continuidade de serviço no setor elétrico</p> <p>1 - O valor das compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço referidos no Artigo 24.º é calculado nos termos dos números seguintes.</p> <p>2 - Quando se ultrapasse o número de interrupções, o valor da compensação (<math>CN_n</math>) é calculado da seguinte forma:</p> $CN_n = (NI - NIP) \times FC_n$ <p>em que:</p> <p><math>CN_n</math> é o valor da compensação, no ano <math>n</math>, em euros.</p> <p>NI é o número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, no PdE a clientes, reportado ao ano <math>n</math>.</p> <p>NIP é o padrão individual do número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.</p> <p><math>FC_n</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano <math>n</math>, em euros.</p> <p>3 - Os valores de <math>FC_n</math> são publicados pela ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:</p> $FC_{n+1} = FC_n \times [1 + (IPC/100)]$ <p>em que:</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 54.º Valor das compensações relativas à continuidade de serviço</p> <p>1 - O valor das compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço referidos no Artigo 24.º é calculado nos termos dos números seguintes.</p> <p>2 - Quando se ultrapasse o número de interrupções, o valor da compensação (<math>CN_n</math>) é calculado da seguinte forma:</p> $CN_n = [(NI - NIP)] \times FC_n$ <p>em que:</p> <p><math>CN_n</math> é o valor da compensação, no ano <math>n</math>, em euros.</p> <p>NI é o número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, no PdE a clientes, reportado ao ano <math>n</math>.</p> <p>NIP é o padrão individual do número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.</p> <p><math>FC_n</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano <math>n</math>, em euros.</p> <p>3 - Os valores de <math>FC_n</math> são publicados por Diretiva da ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:</p> $FC_{n+1} = FC_n \times [1 + (IPC/100)]$ <p>em que:</p>	
---	--	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p><math>FC_{n+1}</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções a utilizar no ano n+1.</p> <p><math>FC_n</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções do ano n.</p> <p>IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho do ano n, em percentagem, publicada pelo INE.</p> <p>4 - Quando se ultrapasse a duração total das interrupções, o valor da compensação (<math>CD_n</math>) é calculado da seguinte forma:</p> $CD_n = (DI - DIP) \times PC_n \times KC_n$ <p>em que:</p> <p><math>CD_n</math> é o valor da compensação, no ano n, em euros.</p> <p>DI é a duração total, em horas, das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no PdE a clientes, reportada ao ano n.</p> <p>DIP é o padrão individual, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.</p> <p><math>PC_n</math> é o valor médio da potência contratada durante o ano n, em kW.</p> <p><math>KC_n</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n, em €/kWh.</p>	<p><math>FC_{n+1}</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções a utilizar no ano n+1.</p> <p><math>FC_n</math> é o valor unitário de compensação do número de interrupções do ano n.</p> <p>IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho do ano n, em percentagem, publicada pelo INE.</p> <p>4 - Quando se ultrapasse a duração total das interrupções, o valor da compensação (<math>CD_n</math>) é calculado da seguinte forma:</p> $CD_n = [(DI - DIP)] \times PC_n \times KC_n$ <p>em que:</p> <p><math>CD_n</math> é o valor da compensação, no ano n, em euros.</p> <p>DI é a duração total, em horas, das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no PdE a clientes, reportada ao ano n.</p> <p>DIP é o padrão individual, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.</p> <p><math>PC_n</math> é o valor médio da potência contratada durante o ano n, em kW.</p> <p><math>KC_n</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n, em €/kWh.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>5 - Os valores de <math>KC_n</math> são publicados pela ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:</p> $KC_{n+1} = KC_n \times [1 + (IPC/100)]$ <p>em que:</p> <p><math>KC_{n+1}</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano n+1.</p> <p><math>KC_n</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano n.</p> <p>IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em Junho do ano n em percentagem, publicada pelo INE.</p> <p>6 - Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões individuais de continuidade de serviço indicados no n.º 2 - e no n.º 4 - do presente artigo, será paga a compensação de valor mais elevado.</p> <p>7 - Sempre que haja celebração de novo contrato com alteração do cliente, o cálculo das compensações será efetuado a partir da data do novo contrato.</p> <p>8 - O montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 100% do montante pago pelo cliente no ano anterior pela respetiva tarifa de acesso às redes.</p>	<p>5 - Os valores de <math>KC_n</math> são publicados por Diretiva da ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:</p> $KC_{n+1} = KC_n \times [1 + (IPC/100)]$ <p>em que:</p> <p><math>KC_{n+1}</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano n+1.</p> <p><math>KC_n</math> é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano n.</p> <p>IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em Junho do ano n em percentagem, publicada pelo INE.</p> <p>6 - Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões individuais de continuidade de serviço indicados no n.º 2 e no n.º 4 do presente artigo, será paga a compensação de valor mais elevado.</p> <p>7 - Sempre que haja celebração de novo contrato com alteração do cliente, o cálculo das compensações será efetuado a partir da data do novo contrato.</p> <p>8 - O montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 100% do montante pago pelo cliente no ano anterior pela respetiva tarifa de acesso das redes.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 92.º</b> Valor das compensações relativas à qualidade de serviço comercial</p> <p>1 - O valor das compensações previstas no Artigo 60.º, no Artigo 69.º, no Artigo 73.º, no Artigo 80.º, no Artigo 85.º e no Artigo 88.º é publicado pela ERSE.</p> <p>2 - O valor da compensação prevista no Artigo 60.º a pagar pelos comercializadores deve ser acordado contratualmente com o cliente, devendo sempre ser igual ou superior ao valor mínimo publicado pela ERSE, exceto no caso dos comercializadores de último recurso e comercializadores de último recurso retalhistas, em que o valor deve ser igual ao publicado pela ERSE.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 55.º</b> Valor das compensações de qualidade de serviço comercial</p> <p>1 - O valor das compensações previstas nas alíneas b), c), d), e) e f) do n.º 1 do artigo 52.º é o seguinte:</p> <p>a) Montante acordado contratualmente com o cliente, nas situações de incumprimento pelos comercializadores do prazo de resposta a reclamações;</p> <p>b) Valor a publicar por Diretiva da ERSE para as restantes situações.</p> <p>2 - Os operadores das redes de distribuição têm direito a uma compensação de valor igual ao indicado na alínea 1 - do número anterior, sempre que os clientes não estejam presentes nas instalações nos intervalos acordados para o efeito, nos termos do n.º 7 do Artigo 47.º.</p> <p>3 - Os operadores das redes de distribuição têm direito a uma compensação de valor igual a metade do valor indicado na alínea 1 - do n.º 1 -, sempre que as assistências técnicas tenham origem em avarias situadas nas instalações de utilização dos clientes ou nas instalações de utilização coletiva que alimentam as instalações de utilização, nos termos do n.º 7 do Artigo 48.º</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 49.º</b> Valor das compensações relativas à qualidade individual</p> <p>1 - Sem prejuízo do estabelecimento de valores mais elevados nos contratos de fornecimento, o incumprimento dos indicadores individuais de natureza comercial pelos comercializadores de último recurso retalhistas e pelos operadores das redes, implica, para qualquer deles, o pagamento de uma compensação no valor de 20 euros, por cada incumprimento.</p> <p>2 - O incumprimento dos indicadores individuais de natureza comercial pelos comercializadores implica o pagamento de uma compensação de valor acordado contratualmente com o cliente, por cada incumprimento.</p> <p>3 - Os operadores das redes de distribuição têm direito a uma compensação de igual montante ao indicado no n.º 1, sempre que os clientes não estejam presentes nas instalações nos intervalos acordados para o efeito, nos termos do Artigo 45.º.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 93.º</b> Pagamento de compensações de qualidade comercial aos clientes</p> <p>1 - Quando houver lugar ao pagamento de compensações ao cliente, o comercializador deve informar o cliente do direito de compensação e proceder ao crédito do seu valor, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente ou reclamante, o mais tardar na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.</p> <p>2 - A mudança de comercializador não prejudica o direito dos clientes à compensação.</p> <p>3 - Nas situações em que a compensação a pagar ao cliente se deve a um incumprimento por parte do operador de rede de distribuição, o comercializador tem direito de regresso sobre esse operador de rede de distribuição.</p> <p>4 - O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente ou reclamante.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 56.º</b> Pagamento de compensações de qualidade comercial ao cliente</p> <p>1 - Quando houver lugar ao pagamento de compensações aos clientes previstas nas alíneas b), c), d), e), e f) do n.º 1 do artigo 52.º, a informação do direito de compensação e o respetivo pagamento devem ser efetuados, o mais tardar, na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador ou o comercializador de último recurso deve comunicar essa informação ao seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.</p> <p>3 - Nas situações em que a compensação se deve a um incumprimento por parte do operador de rede de distribuição, o comercializador ou o comercializador de último recurso têm direito de regresso sobre esse operador de rede de distribuição.</p> <p>4 - O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 50.º</b> Pagamento de compensações ao cliente</p> <p>1 - Quando houver lugar ao pagamento de compensações aos clientes, a informação do direito de compensação e o respetivo pagamento devem ser efetuados, o mais tardar, na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista deve comunicar essa informação ao seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.</p> <p>3 - Nas situações em que a compensação se deve a um incumprimento por parte do operador de rede, o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista têm direito de regresso sobre esse operador de rede.</p> <p>4 - O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="365 296 824 405">Artigo 94.º Pagamento de compensações por incumprimentos no âmbito dos serviços de ligação às redes</p> <p data-bbox="342 440 846 571">O incumprimento dos prazos estabelecidos regulamentarmente pela ERSE no âmbito dos serviços de ligações às redes, confere o direito de compensação ao requisitante de ligação à rede.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="376 295 810 375">Artigo 95.º Pagamento de compensações de continuidade de serviço no setor elétrico</p> <p data-bbox="342 411 844 655">1 - Sempre que houver lugar ao pagamento de uma compensação por incumprimento de padrão de um indicador individual de continuidade de serviço no setor elétrico, o comercializador deve informar o seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente, nos termos previstos nos números seguintes.</p> <p data-bbox="342 692 844 855">2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.</p> <p data-bbox="342 892 844 1107">3 - Para os clientes afetados por um evento relativamente ao qual foi solicitada a classificação como evento excepcional, o pagamento referido no número anterior pode ser efetuado até 90 dias após a decisão da ERSE, quando essa decisão se verifique no ano civil seguinte ao da ocorrência do incidente.</p> <p data-bbox="342 1144 844 1334">4 - Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 €, deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço no âmbito do setor elétrico.</p>	<p data-bbox="934 295 1303 375">Artigo 57.º Pagamento das compensações de continuidade de serviço ao cliente</p> <p data-bbox="866 411 1368 655">1 - Sempre que houver lugar ao pagamento de uma compensação por incumprimento de padrão de continuidade de serviço, o comercializador de último recurso ou o comercializador devem informar o seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente, nos termos previstos nos números seguintes.</p> <p data-bbox="866 692 1368 855">2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.</p> <p data-bbox="866 892 1368 1054">3 - Para os clientes afetados por um evento excepcional, o pagamento referido no número anterior pode ser efetuado até 90 dias após a decisão da ERSE, quando essa decisão se verifique no ano civil seguinte ao da ocorrência do incidente.</p> <p data-bbox="866 1091 1368 1254">4 - Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 €, deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço.</p>	



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 96.º</b> Pagamento de compensações de qualidade comercial aos operadores de redes</p> <p>1 - O comercializador deve assegurar o pagamento ao operador de rede a cujas redes está ligada a instalação do cliente, das compensações previstas:</p> <p>a) Na alínea b) do n.º 2 – do Artigo 74.º; b) No n.º 7 - do Artigo 74.º; c) No n.º 2 – do Artigo 81.º; d) No n.º 3 – do Artigo 81.º.</p> <p>2 - O pagamento das compensações referidas no número anterior é efetuado pelos clientes ao respetivo comercializador que, sem prejuízo do disposto no número anterior, pode optar por não cobrar o respetivo valor aos seus clientes.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 58.º</b> Pagamento de compensações de qualidade comercial aos operadores das redes</p> <p>1 - O comercializador ou o comercializador de último recurso deve assegurar o pagamento das compensações previstas no n.º 2 - e no n.º 2 - do Artigo 92.º ao operador da rede à qual está ligada a instalação do cliente.</p> <p>2 - O pagamento das compensações referidas no número anterior é efetuado pelos clientes ao respetivo comercializador ou comercializador de último recurso, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>3 - O comercializador pode optar por não cobrar o respetivo valor aos seus clientes, sem prejuízo do disposto no n.º 1.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 51.º</b> Pagamento de compensações aos operadores das redes</p> <p>1 - O comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista deve assegurar o pagamento da compensação prevista no n.º 8 do artigo 45.º ao operador da rede à qual está ligada a instalação do cliente.</p> <p>2 - O pagamento da compensação referida no número anterior é efetuado pelos clientes ao respetivo comercializador ou comercializador de último recurso retalhista, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>3 - O comercializador pode optar por não cobrar o respetivo valor aos seus clientes, sem prejuízo do disposto no n.º 1.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 97.º</b> Direito de regresso do comercializador</p> <p>Os comercializadores têm direito de regresso em relação aos operadores de redes do valor das compensações, de natureza técnica e comercial, pagas ao seus clientes que resultem de incumprimentos da responsabilidade do operador de rede.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 59.º</b> Direito de regresso do comercializador pelo operador da rede</p> <p>1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso têm direito de regresso pelos operadores das redes do valor das compensações, de natureza técnica e comercial, pagas ao seus clientes que resultem de incumprimentos da responsabilidade do operador da rede.</p> <p>2 - O direito de regresso referido no número anterior é efetuado por acordo entre as partes, nos termos do contrato de uso das redes.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 98.º</p> <p>Direito de regresso entre operadores de redes e produtores no setor elétrico</p> <p>1 - Para efeitos do exercício do direito de regresso entre operadores de redes, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 91.º deve ser repartida entre o operador da RNTEE e o operador da RND de modo proporcional ao número ou à duração das interrupções, originadas em cada uma das redes, acima dos limites fixados no número anterior.</p> <p>2 - Os PdE do operador da RNTEE ao operador da RND referidos no n.º 1, bem como o método de cálculo da parcela do tempo total de interrupção imputável ao operador da RNTEE, são definidos no contrato de vinculação estabelecido entre estas entidades e revisto anualmente.</p> <p>3 - Em Portugal continental, para efeitos do exercício do direito de regresso entre o operador da RND e os operadores de redes de distribuição em BT, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 91.º é determinada com base numa regra de proporcionalidade, em função da origem da interrupção e da totalidade do número ou da duração das interrupções ocorridas por ano e por cliente.</p> <p>4 - No caso da RAA e da RAM, a repartição referida no número anterior deverá ser também aplicada entre os respetivos operadores de redes e os produtores.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 60.º</p> <p>Direito de regresso entre operadores das redes e produtores</p> <p>1 - Para efeitos do exercício do direito de regresso relativo ao pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade serviço, nos PdE do operador da RNT ao operador da RND servidos por uma única linha em MAT ou alimentados por um único transformador MAT/AT que respeitem o previsto nos padrões de segurança de planeamento da RNT, o número e a duração acumulada das interrupções acidentais longas ao operador da RND, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, não devem exceder, por ano e por cliente, os valores dos respetivos padrões publicados por Diretiva da ERSE.</p> <p>2 - Nos PdE do operador da RNT ao operador da RND não abrangidos no número anterior, para os mesmos efeitos, o número e a duração acumulada das interrupções acidentais longas ao operador da RND, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, não devem exceder, por ano e por cliente, os valores dos respetivos padrões publicados por Diretiva da ERSE.</p> <p>3 - Para efeitos do exercício do direito de regresso entre operadores de redes, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 91.º deve ser repartida entre o operador da RNT e o operador da RND de modo proporcional ao número ou à duração das interrupções, originadas em cada uma das redes, acima dos limites fixados no número anterior.</p>	
--	---	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>4 - Os PdE do operador da RNT ao operador da RND referidos no n.º 1, bem como o método de cálculo da parcela do tempo total de interrupção imputável ao operador da RNT, são definidos no contrato de vinculação estabelecido entre estas entidades e revisto anualmente.</p> <p>5 - Em Portugal continental, para efeitos do exercício do direito de regresso entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição em BT, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 91.º é determinada com base numa regra de proporcionalidade, em função da origem da interrupção e da totalidade do número ou da duração das interrupções ocorridas por ano e por cliente.</p> <p>6 - No caso da RAA e da RAM, a repartição referida no número anterior deverá ser também aplicada entre os respetivos operadores das redes e os produtores.</p>	

<p>Artigo 99.º</p> <p>Situações de exclusão do pagamento de compensações e impossibilidade de pagamento</p>	<p>Artigo 61.º</p> <p>Situações de exclusão do pagamento de compensações</p>	<p>Artigo 52.º</p> <p>Situações de exclusão do pagamento de compensações</p>
<p>1 - Os operadores de redes de distribuição e os comercializadores não estão obrigados ao pagamento de compensações nas seguintes situações, desde que devidamente comprovadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Eventos excepcionais, no âmbito do setor elétrico;</li> <li>b) Casos fortuitos ou de força maior, no âmbito do setor do gás natural;</li> <li>c) Impossibilidade de aceder à instalação do cliente, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento das obrigações previstas no presente regulamento;</li> <li>d) Não disponibilização pelo reclamante da informação indispensável ao tratamento das reclamações;</li> <li>e) Inobservância, pelo cliente ou reclamante, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações;</li> <li>f) Instalações de utilização eventuais no setor elétrico;</li> <li>g) Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir ao prestador de serviço o desenvolvimento das ações necessárias ao cumprimento das obrigações previstas no presente regulamento.</li> </ul> <p>2 - Para efeitos do disposto na alínea b) e c) do número anterior, caso não seja possível</p>	<p>1 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores não estão obrigados ao pagamento de compensações nas seguintes situações, desde que devidamente comprovadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Eventos excepcionais, nos termos do Artigo 8.º;</li> <li>b) Impossibilidade de aceder à instalação do cliente, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade;</li> <li>c) Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações;</li> <li>d) Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações;</li> <li>e) Instalações de utilização eventuais;</li> <li>f) Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir ao prestador de serviço o desenvolvimento das ações necessárias ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.</li> </ul> <p>2 - Para efeitos do disposto na alínea b) do número anterior, caso não seja possível aceder à instalação do cliente, após tentativa de contacto com o cliente deve ser deixado um aviso escrito, nomeadamente com a indicação da hora em que foi tentada a visita às instalações do cliente.</p>	<p>1 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores não estão obrigados ao pagamento de compensações nas seguintes situações, desde que devidamente comprovadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Ocorrência de casos fortuitos ou de força maior.</li> <li>b) Impossibilidade comprovada de aceder à instalação do cliente, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade.</li> <li>c) Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações, nomeadamente a identificação e morada do local de consumo.</li> <li>d) Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações.</li> <li>e) Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir ao prestador de serviço o desenvolvimento das ações necessárias ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.</li> </ul> <p>2 - Para efeitos do disposto na alínea b) do número anterior, caso não seja possível aceder à instalação do cliente, após tentativa de contacto com o cliente deve ser deixado um aviso escrito, nomeadamente com a indicação</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>aceder à instalação do cliente, após tentativa de contacto com o cliente deve ser deixado um aviso escrito, nomeadamente com a indicação da hora em que foi tentada a visita às instalações do cliente.</p> <p>3 - Sempre que não seja possível ao comercializador efetuar o pagamento da compensação ao cliente ou reclamante, devido à não disponibilização por este de informação indispensável à realização do pagamento, deve o valor da compensação ser transferido para o fundo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço.</p> <p>4 - Nas situações referidas no número anterior em que a compensação respeita a incumprimentos do operador de rede do setor elétrico, o valor que não foi pago deve reverter para o fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço.</p>		<p>da hora em que foi tentada a visita às instalações do cliente.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>Capítulo X Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários</p> <p>Secção I Clientes com necessidades especiais</p> <p>Artigo 100.º Disposições gerais</p> <p>1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes com necessidades especiais:</p> <p>a) Clientes com limitações no domínio da visão – cegueira total ou hipovisão;</p> <p>b) Clientes com limitações no domínio da audição – surdez total ou hipoacusia;</p> <p>c) Clientes com limitações no domínio da comunicação oral;</p> <p>d) Clientes com limitações no domínio do olfato, que impossibilitem a deteção da presença de gás natural ou clientes que coabitem com pessoas com estas limitações, no âmbito do setor do gás natural.</p>	<p>Artigo 62.º Clientes com necessidades especiais</p> <p>1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes com necessidades especiais:</p> <p>a) Clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão;</p> <p>b) Clientes com limitações no domínio da audição – surdez total ou hipoacusia;</p> <p>c) Clientes com limitações no domínio da comunicação oral;</p> <p>d) Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica;</p> <p>e) Clientes que coabitem com pessoas nas condições da alínea anterior.</p> <p>2 - Sem prejuízo dos direitos consignados nesta secção, os clientes com necessidades especiais devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.</p>	<p>Artigo 55.º Clientes com necessidades especiais</p> <p>Para efeitos do presente regulamento, são considerados clientes com necessidades especiais:</p> <p>a) Clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão.</p> <p>b) Clientes com limitações no domínio da audição - surdez total ou hipoacusia.</p> <p>c) Clientes com limitações no domínio da comunicação oral.</p> <p>d) Clientes com limitações no domínio do olfato que impossibilitem a deteção da presença de gás natural ou clientes que tenham no seu agregado familiar pessoa com esta deficiência.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="383 296 804 376">Artigo 101.º Registo dos clientes com necessidades especiais</p> <p data-bbox="342 411 846 491">1 - Os operadores de redes de distribuição devem manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais.</p> <p data-bbox="342 528 846 746">2 - A solicitação de registo junto do comercializador como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente, podendo o comercializador com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento solicitar documentos comprovativos da situação invocada.</p> <p data-bbox="342 783 846 919">3 - No caso de incapacidade temporária, o registo como cliente com necessidades especiais tem a validade de um ano, devendo ser renovado caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.</p> <p data-bbox="342 956 846 1035">4 - O comercializador deve comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição.</p>	<p data-bbox="907 296 1330 376">Artigo 64.º Registo dos clientes com necessidades especiais</p> <p data-bbox="866 411 1370 491">1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais.</p> <p data-bbox="866 528 1370 608">2 - A solicitação de registo como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente.</p> <p data-bbox="866 644 1370 782">3 - No caso de incapacidade temporária, o registo como cliente com necessidades especiais tem a validade de um ano, devendo ser renovado caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.</p> <p data-bbox="866 818 1370 922">4 - A solicitação do registo é efetuada junto do comercializador de último recurso ou comercializador com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento.</p> <p data-bbox="866 959 1370 1062">5 - O comercializador de último recurso ou o comercializador pode solicitar ao cliente documentos comprovativos da situação invocada.</p> <p data-bbox="866 1099 1370 1203">6 - O comercializador de último recurso ou o comercializador deve comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores das redes de distribuição.</p>	<p data-bbox="1433 296 1856 376">Artigo 57.º Registo dos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários</p> <p data-bbox="1393 411 1897 523">1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais e dos clientes prioritários.</p> <p data-bbox="1393 560 1897 639">2 - O registo dos clientes com necessidades especiais é voluntário e da exclusiva responsabilidade do cliente.</p> <p data-bbox="1393 676 1897 788">3 - O registo dos clientes com necessidades especiais deve ser acompanhado de documentos comprovativos da situação invocada.</p> <p data-bbox="1393 825 1897 928">4 - A solicitação do registo é efetuada junto do respetivo comercializador ou comercializador de último recurso retalhista com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento.</p> <p data-bbox="1393 965 1897 1093">5 - O comercializador de último recurso retalhista ou o comercializador deve comunicar ao respetivo operador da rede de distribuição a aceitação da solicitação referida no ponto anterior.</p> <p data-bbox="1393 1129 1487 1153">6 - (...)</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="407 296 779 376">Artigo 102.º Deveres para com os clientes com necessidades especiais</p> <p data-bbox="342 411 844 628">1 - Os comercializadores devem adotar medidas concretas, adequadas às especificidades dos clientes com necessidades especiais, para garantir que cada categoria de cliente com necessidades especiais tenha acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos que os restantes clientes.</p> <p data-bbox="342 663 844 799">2 - Os comercializadores devem apresentar à ERSE, no prazo de 3 meses após o início de cada período regulatório, do início da sua atividade ou quando a ERSE o solicitar, as medidas referidas no número anterior.</p> <p data-bbox="342 834 844 1027">3 - Os operadores de redes de distribuição de gás natural, relativamente aos clientes com necessidades especiais mencionados na alínea d) do n.º 1 - do Artigo 100.º, devem instalar e manter operacionais equipamentos que permitam a deteção e sinalização de fugas nas instalações desses clientes.</p>	<p data-bbox="934 296 1305 376">Artigo 66.º Deveres para com os clientes com necessidades especiais</p> <p data-bbox="866 411 1368 576">Os comercializadores de último recurso ou os comercializadores têm o dever de adotar medidas adequadas às especificidades dos clientes com necessidades especiais, tendo em vista garantir o direito à informação e a um relacionamento comercial de qualidade.</p>	<p data-bbox="1460 296 1832 376">Artigo 58.º Deveres para com os clientes com necessidades especiais</p> <p data-bbox="1393 411 1895 655">1 - Os comercializadores de último recurso retalhistas ou os comercializadores, relativamente aos clientes com necessidades especiais, devem adotar as medidas e os meios de comunicação adequados às especificidades destes clientes, tendo em vista garantir o exercício do direito daqueles à informação e a um relacionamento comercial de qualidade.</p> <p data-bbox="1393 691 1895 884">2 - Os operadores das redes de distribuição, relativamente aos clientes com necessidades especiais mencionados na alínea d) do Artigo 55.º, devem instalar e manter operacionais equipamentos que permitam a deteção e sinalização de fugas nas instalações desses clientes.</p> <p data-bbox="1393 919 1895 1136">3 - Os operadores das redes de distribuição devem consultar regularmente o organismo da administração pública com tutela na área, bem como as associações de promoção e de defesa dos direitos das pessoas com deficiência que sejam indicadas por aquele organismo, nomeadamente quanto ao conteúdo informativo referido no n.º 2 do Artigo 26.º.</p>



<p style="text-align: center;">Secção II Clientes prioritários</p> <p style="text-align: center;">Artigo 103.º Disposições gerais</p> <p>1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica ou de gás natural cause graves alterações à sua atividade, designadamente:</p> <p>a) Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados;</p> <p>b) Forças de segurança;</p> <p>c) Instalações de segurança nacional;</p> <p>d) Bombeiros;</p> <p>e) Proteção civil;</p> <p>f) Equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo;</p> <p>g) Instalações penitenciárias;</p> <p>h) Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições, no âmbito do setor elétrico;</p> <p>i) Estabelecimentos de ensino básico, no âmbito do setor do gás natural;</p> <p>j) Instalações destinadas ao abastecimento de gás natural de transportes públicos coletivos, no âmbito do setor do gás natural.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 63.º Clientes prioritários</p> <p>1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica causa graves alterações à sua atividade, nomeadamente:</p> <p>a) Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados;</p> <p>b) Forças de segurança e instalações de segurança nacional;</p> <p>c) Bombeiros;</p> <p>d) Proteção civil;</p> <p>e) Clientes que se encontrem nas condições das alíneas d) e e) do artigo anterior;</p> <p>f) Equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo;</p> <p>g) Instalações penitenciárias.</p> <p>2 - Estão excluídas todas as instalações que, pertencendo aos clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.</p> <p>3 - Sem prejuízo dos direitos consignados nesta secção, os clientes prioritários devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 56.º Clientes prioritários</p> <p>1 - Para efeitos do presente regulamento, são considerados clientes prioritários aqueles para quem a interrupção do fornecimento causa graves alterações no normal funcionamento das suas instalações, entre os quais:</p> <p>a) Hospitais, centros de saúde ou outras entidades que prestem serviços equiparados.</p> <p>b) Estabelecimentos de ensino básico.</p> <p>c) Instalações de segurança nacional.</p> <p>d) Instalações destinadas ao abastecimento de gás natural de transportes públicos coletivos.</p> <p>e) Bombeiros.</p> <p>f) Proteção civil.</p> <p>g) Forças de segurança.</p> <p>h) Instalações penitenciárias.</p> <p>2 - Estão excluídas todas as instalações que, pertencendo aos clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.</p> <p>Sem prejuízo dos direitos especiais consignados aos clientes prioritários, estes devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas alternativos de alimentação de energia.</p>
--	--	--

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
<p>2 - Devem ser excluídas da classificação como cliente prioritário todas as instalações que, mesmo pertencendo a clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.</p> <p>3 - Sem prejuízo dos direitos consignados aos clientes prioritários, estes devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência, ou a sistemas alternativos de alimentação de energia.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 104.º Registo dos clientes prioritários</p> <p>1 - Os operadores de redes de distribuição devem manter atualizado um registo dos clientes prioritários.</p> <p>2 - Os comercializadores devem comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 65.º Registo dos clientes prioritários</p> <p>1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes prioritários.</p> <p>2 - Sem prejuízo de solicitações dos clientes junto dos comercializadores ou dos comercializadores de último recurso, cabe aos operadores das redes de distribuição a identificação dos clientes prioritários.</p> <p>3 - O comercializador de último recurso ou o comercializador deve comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores das redes de distribuição.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 58.º Registo dos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários</p> <p>1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais e dos clientes prioritários.</p> <p>(...)</p> <p>6 - Sem prejuízo de solicitações dos comercializadores ou comercializadores de último recurso, cabe aos operadores das redes de distribuição a identificação dos clientes prioritários.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 105.º Deveres para com os clientes prioritários</p> <p>1 - Os operadores de redes e os comercializadores devem respeitar os meios de comunicação e procedimentos estabelecidos nos contratos de uso das redes ou contratos de uso das infraestruturas de forma a assegurar que os clientes prioritários são informados individualmente sobre as interrupções de fornecimento que sejam objeto de pré-aviso, com a antecedência mínima estabelecida no RRCEE, no caso do setor elétrico, ou no RRC GN, no caso do setor do gás natural.</p> <p>2 - Em caso de interrupção de fornecimento, os operadores de redes devem dar prioridade aos restabelecimentos do fornecimento de energia elétrica ou de gás natural aos clientes prioritários.</p> <p>3 - Nas situações de assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente em que seja necessária a deslocação do operador de rede de distribuição, este deve dar prioridade aos clientes prioritários.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 67.º Deveres para com os clientes prioritários</p> <p>1 - Os operadores das redes devem garantir que os clientes prioritários são informados individualmente, diretamente ou através dos respetivos comercializadores de último recurso ou comercializadores, sobre as interrupções de fornecimento que sejam objeto de pré-aviso, com a antecedência mínima estabelecida no RRC.</p> <p>2 - Os operadores das redes devem restabelecer prioritariamente o fornecimento de energia elétrica aos clientes prioritários, no caso de interrupções não imputáveis ao cliente ou de avarias na alimentação individual da instalação de utilização do cliente.</p> <p>3 - Para efeitos dos números anteriores, o cliente deve acordar com o seu comercializador de último recurso ou comercializador um meio de comunicação adequado.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 59.º Deveres para com os clientes prioritários</p> <p>1 - Os comercializadores de último recurso retalhistas ou os comercializadores têm o dever de informar individualmente os clientes prioritários com a antecedência mínima estabelecida no RRC das interrupções de fornecimento previstas que são objeto de pré-aviso.</p> <p>2 - Os operadores das redes de distribuição devem restabelecer o fornecimento de gás natural de modo prioritário aos clientes prioritários, salvo nas interrupções por facto imputável a estes clientes.</p> <p>3 - Para efeitos do n.º 1, o cliente deve acordar com o seu comercializador de último recurso retalhista ou comercializador um meio de comunicação adequado.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Capítulo XI Reporte de informação</p> <p style="text-align: center;">Secção I Informação à ERSE</p> <p style="text-align: center;">Artigo 106.º Recolha e registo de informação</p> <p>1 - Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.</p> <p>2 - As entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 70.º Recolha e registo de informação</p> <p>1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.</p> <p>2 - As entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 60.º Recolha e registo de informação</p> <p>1 - Os operadores das infraestruturas, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento deste regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.</p> <p>2 - As entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento deste regulamento.</p>

<p>Artigo 107.º Envio de informação à ERSE</p>	<p>Artigo 71.º Envio de informação à ERSE</p>	<p>Artigo 61.º Envio de informação à ERSE</p>
<p>1 - Os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores estão obrigados a enviar à ERSE a informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento do regulamento, incluindo toda a informação que permita o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e compensações associadas previstas e a informação prevista nas obrigações de registo constantes deste regulamento.</p> <p>2 - O conteúdo mínimo da informação referida no número anterior bem como os prazos e periodicidade de envio à ERSE são detalhados no MPQS devendo, salvo indicação em contrário, ser apresentada em formato eletrónico.</p> <p>3 - A informação referida no n.º 1 deve ser suficiente para dar cumprimento à obrigação prevista no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, no que respeita ao relatório sobre reclamações a apresentar à ERSE pelas entidades.</p>	<p>1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores estão obrigados a enviar à ERSE, trimestralmente e anualmente, a informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento do regulamento, incluindo toda a informação que permita o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e compensações associadas previstas</p> <p>2 - O conteúdo mínimo da informação referida no número anterior relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica é detalhado no Procedimento n.º 12 do MPQS.</p> <p>3 - Os operadores das redes de distribuição devem enviar anualmente à ERSE o número de leituras de contadores de clientes em BTN por intervalo de leituras consecutivas, expresso em dias.</p> <p>4 - Sem prejuízo de outros prazos estabelecidos no MPQS, os prazos para envio à ERSE da informação de qualidade de serviço de natureza comercial, são os seguintes:</p> <p>a) Informação relativa ao primeiro, segundo e terceiro trimestres: 45 dias após o fim do trimestre respetivo;</p> <p>b) Informação relativa ao quarto trimestre e ao ano civil: 60 dias após o fim do quarto trimestre.</p> <p>5 - Sem prejuízo de outros prazos estabelecidos no MPQS, os prazos para envio à ERSE da informação trimestral e anual relativa à continuidade de serviço e à qualidade</p>	<p>1 - Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores estão obrigados a enviar à ERSE, trimestralmente e anualmente, a informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento deste regulamento, referida no Anexo II do presente regulamento.</p> <p>2 - A informação prevista no número anterior deve ser acompanhada de documento de análise qualitativa do qual deve constar, nomeadamente, a justificação dos valores apresentados e a identificação dos fatores que influenciaram esses resultados.</p> <p>3 - Sempre que, posteriormente ao envio da informação, haja necessidade de correção da mesma, por parte das entidades referidas no n.º 1, as respetivas correções devem ser enviadas à ERSE com identificação inequívoca dos valores alterados e justificação da sua alteração.</p> <p>4 - Salvo indicação em contrário da ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SNGN, nos termos previstos no presente regulamento, deve ser apresentada em formato eletrónico.</p> <p>5 - A informação referida no n.º 1 deve ser suficiente para dar cumprimento à obrigação prevista no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, no que respeita ao relatório sobre</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>da energia elétrica são definidos por Diretiva da ERSE.</p> <p>6 - Sempre que haja necessidade de correções de informação, estas devem ser enviadas à ERSE com identificação inequívoca dos valores alterados e justificação da sua alteração.</p> <p>7 - Salvo indicação em contrário, toda a informação a enviar à ERSE deve ser apresentada em formato eletrónico.</p> <p>8 - A informação referida no n.º 1 deve ser suficiente para dar cumprimento à obrigação prevista no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, no que respeita ao relatório sobre reclamações a apresentar à ERSE pelas empresas.</p>	<p>reclamações a apresentar à ERSE pelas empresas.</p>

<p style="text-align: center;">Secção II Relatórios da qualidade de serviço</p> <p style="text-align: center;">Artigo 108.º Elaboração de relatórios da qualidade de serviço</p> <p>1 - Os operadores de redes e os comercializadores devem elaborar anualmente relatórios da qualidade de serviço.</p> <p>2 - Em cada região autónoma, os operadores de redes devem elaborar apenas um relatório da qualidade de serviço, agregando as matérias relativas às redes de transporte e de distribuição.</p> <p>3 - Cada comercializador de último recurso ou comercializador de último recurso retalhista que atue simultaneamente como operador de rede e que sirva um número de clientes inferior a 100 000 pode agregar no seu relatório as matérias referentes às duas atividades, discriminadas por atividade.</p> <p>4 - Cada comercializador que atue simultaneamente no setor elétrico e no setor do gás natural pode agregar no seu relatório as matérias referentes às atividades em ambos os setores.</p> <p>5 - Os comercializadores que, num ano civil, tenham tido clientes num período acumulado inferior a 90 dias estão dispensados do cumprimento das obrigações previstas na presente secção.</p> <p>6 - Caso as entidades referidas no número anterior optem por não elaborar o respetivo</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 72.º Elaboração de relatórios da qualidade de serviço das empresas</p> <p>Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem elaborar anualmente relatórios da qualidade de serviço.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 62.º Elaboração de relatórios de qualidade de serviço</p> <p>O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores devem elaborar anualmente relatórios da qualidade de serviço.</p>
--	--	---



*DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL*

---

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
relatório da qualidade de serviço, devem informar a ERSE desse facto.		

<p>Artigo 109.º</p> <p>Conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço</p>	<p>Artigo 73.º</p> <p>Conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço das empresas</p>	<p>Artigo 63.º</p> <p>Teor dos relatórios de qualidade de serviço</p>
<p>1 - Os relatórios da qualidade de serviço devem abranger a atividade desenvolvida no período de um ano civil, incluindo análises qualitativas que justifiquem os valores apresentados e identifiquem fatores que influenciaram os resultados.</p> <p>2 - Os relatórios da qualidade de serviço dos operadores de redes de transporte devem conter as seguintes matérias:</p> <p>a) Valores anuais de cada um dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>b) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>c) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>d) Número anual, por indicador, de compensações pagas por incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço;</p> <p>e) Montante anual, por indicador, pago em compensações por incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço;</p> <p>f) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica, no caso do operador de rede de transporte do setor elétrico;</p> <p>g) Características do gás natural, no caso do operador de rede de transporte do setor do gás natural;</p>	<p>1 - Os relatórios da qualidade de serviço relativos às redes de transporte devem incluir, nomeadamente, informação sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Evolução e cumprimento dos indicadores gerais aplicáveis;</p> <p>b) Número e montante total das compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço no ano a que respeita o relatório;</p> <p>c) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica;</p> <p>d) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes ocorridos nas suas redes, com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica;</p> <p>e) Número de reclamações apresentadas, discriminado por temas;</p> <p>f) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço;</p> <p>g) Resultados das auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.</p> <p>2 - Os relatórios da qualidade de serviço relativos às redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores devem incluir informação, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhes sejam aplicáveis:</p>	<p>1 - O relatório da qualidade de serviço do operador da rede de transporte deve incluir, nomeadamente, informação sobre as seguintes matérias:</p> <p>a) Indicadores gerais aplicáveis.</p> <p>b) Características do gás natural.</p> <p>c) Informação quantitativa e qualitativa sobre dos incidentes mais significativos.</p> <p>d) Número de reclamações apresentadas discriminado pelos principais assuntos.</p> <p>e) Número e montante total das compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço no ano a que respeita o relatório.</p> <p>f) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.</p> <p>2 - Os relatórios da qualidade de serviço dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas devem incluir informação, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhes sejam aplicáveis:</p> <p>a) Indicadores gerais e indicadores individuais aplicáveis.</p> <p>b) Características do fornecimento de gás natural.</p> <p>c) Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço no ano a que respeita o relatório, com discriminação</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>h) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes ocorridos nas suas redes, com impacto na continuidade de serviço, na qualidade da energia elétrica, na pressão de fornecimento ou nas características do gás natural;</p> <p>i) Caracterização detalhada de incidentes de grande impacto;</p> <p>j) Número de reclamações recebidas, discriminado por temas;</p> <p>k) Ações mais relevantes realizadas para a melhoria da qualidade de serviço;</p> <p>l) Resultados de eventuais ações de verificação do cumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.</p> <p>3 - Os relatórios da qualidade de serviço dos operadores de redes de distribuição devem conter as seguintes matérias:</p> <p>a) Valores anuais de cada um dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>b) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>c) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>d) Número anual, por indicador ou tema, de compensações pagas por incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço ou de obrigações de qualidade de serviço;</p> <p>e) Montante anual, por indicador ou tema, pago em compensações por incumprimento dos padrões dos</p>	<p>a) Evolução e cumprimento dos indicadores gerais e indicadores individuais aplicáveis;</p> <p>b) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica;</p> <p>c) Número e montante das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais, discriminados por indicador;</p> <p>d) Número e montante das compensações pagas aos operadores das redes de distribuição em resultado dos incumprimentos dos clientes, discriminados por indicador;</p> <p>e) Número de reclamações apresentadas, discriminado por temas;</p> <p>f) Número de clientes prioritários e clientes com necessidades especiais registados e iniciativas realizadas para melhorar a qualidade do relacionamento com estes clientes;</p> <p>g) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço;</p> <p>h) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais significativos;</p> <p>i) Resultados das auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.</p> <p>3 - A informação referida no n.º 2 deve ser discriminada por concelho, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão,</p>	<p>por indicador, nível de pressão ou tipo de cliente.</p> <p>d) Número e montante total das compensações pagas aos operadores das redes de distribuição em resultado do incumprimento pelos clientes do disposto no presente regulamento.</p> <p>e) Número de reclamações apresentadas, discriminado pelos principais assuntos.</p> <p>f) Número de clientes prioritários e clientes com necessidades especiais registados e iniciativas realizadas para melhorar a qualidade do relacionamento comercial com estes clientes.</p> <p>g) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.</p> <p>h) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais significativos.</p> <p>i) Estudo de avaliação da eficácia da comunicação escrita com os clientes.</p> <p>3 - A informação referida no n.º 2 deve, sempre que possível e quando aplicável, ser publicada de forma discriminada por concelho, por nível de pressão e por escalões de consumo.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>indicadores individuais de qualidade de serviço ou de obrigações de qualidade de serviço;</p> <p>f) Número anual, por indicador ou tema, de exclusões de pagamento ou impossibilidade de pagamento de compensações;</p> <p>g) Número anual, por tema, de compensações recebidas por incumprimentos de obrigações de qualidade de serviço por parte de clientes;</p> <p>h) Montante anual, por tema, recebido em compensações por incumprimento de obrigações de qualidade de serviço por parte dos clientes;</p> <p>i) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica, no caso de operadores de redes de distribuição do setor elétrico;</p> <p>j) Características do gás natural e pressão de fornecimento, no caso de operadores de redes de distribuição do setor do gás natural;</p> <p>k) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais significativos, com impacto na continuidade de serviço, na qualidade da energia elétrica, pressão de fornecimento ou nas características do gás natural;</p> <p>l) Caracterização detalhada de incidentes de grande impacto;</p> <p>m) Número de reclamações recebidas, discriminado por temas;</p> <p>n) Número de clientes prioritários registados nas respetivas redes, à data de 31 de dezembro;</p>	<p>para as matérias relativas à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica.</p> <p>4 - A informação discriminada por concelho referida no ponto anterior, em alternativa, poderá ser publicada na página da internet dos operadores das redes.</p> <p>5 - No caso da RAA e da RAM, os operadores das redes devem elaborar apenas um relatório da qualidade de serviço, para as respetivas redes de transporte e de distribuição.</p> <p>6 - Os relatórios da qualidade de serviço devem incluir uma análise qualitativa da qual deve constar, nomeadamente, a justificação dos valores apresentados e a identificação dos fatores que influenciaram esses resultados.</p> <p>7 - Os relatórios da qualidade de serviço devem ser adaptados ao público a que se destina a informação.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>o) Número de clientes com necessidades especiais registados nas respetivas redes, à data de 31 de dezembro;</p> <p>p) Medidas ou procedimentos implementados pela entidade para garantir aos clientes com necessidades especiais o acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos disponibilizados aos restantes clientes;</p> <p>q) Ações mais relevantes realizadas para a melhoria da qualidade de serviço;</p> <p>r) Resultados de eventuais ações de verificação do cumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.</p> <p>4 - Caso os operadores de redes de transporte ou de distribuição não disponham de informação ou não tenham ocorrências a reportar em qualquer das matérias dos números anteriores, devem referi-lo no respetivo relatório.</p> <p>5 - Com exceção das matérias relativas à qualidade de serviço de âmbito comercial, o operador da rede de distribuição deve discriminar as matérias referidas no número 3 por:</p> <p>a) Concelho;</p> <p>b) Zona de qualidade de serviço e nível de tensão, para o setor elétrico;</p> <p>c) Nível de pressão e escalões de consumo, para o setor do gás natural.</p> <p>6 - A informação a discriminar por concelho, referida no número anterior, pode, em</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>alternativa, ser publicada na página da internet do respetivo operador de rede de distribuição.</p> <p>7 - Os relatórios da qualidade de serviço dos comercializadores devem conter as seguintes matérias:</p> <p>a) Valores anuais de cada um dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>b) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores gerais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>c) Cumprimento de cada um dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço aplicáveis;</p> <p>d) Número anual, por tema, de compensações pagas por incumprimento de obrigações de qualidade de serviço;</p> <p>e) Montante anual, por tema, pago em compensações por incumprimento de obrigações de qualidade de serviço;</p> <p>f) Número anual, por tema, de exclusões de pagamento ou impossibilidade de pagamento de compensações;</p> <p>g) Número anual, por tema, de compensações recebidas por incumprimento de obrigações de qualidade de serviço por parte de clientes;</p> <p>h) Montante anual, por tema, recebido em compensações por incumprimento de obrigações de qualidade de serviço por parte dos clientes;</p> <p>i) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais significativos, com impacto na comunicação com os clientes ou na prestação de serviços aos clientes;</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>j) Número de reclamações recebidas, discriminado por temas;</p> <p>k) Número de clientes prioritários, à data de 31 de dezembro;</p> <p>l) Número de clientes com necessidades especiais, à data de 31 de dezembro;</p> <p>m) Medidas ou procedimentos implementados pela entidade para garantir aos clientes com necessidades especiais o acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos disponibilizados aos restantes clientes;</p> <p>n) Ações mais relevantes realizadas para a melhoria da qualidade de serviço;</p> <p>o) Resultados de eventuais ações de verificação do cumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.</p> <p>8 - Caso os comercializadores não disponham de informação ou não tenham ocorrências a reportar relativamente a qualquer das matérias do número anterior, devem referi-lo no respetivo relatório.</p>		

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="353 296 833 379">Artigo 110.º Publicação e envio à ERSE dos relatórios da qualidade de serviço</p> <p data-bbox="342 411 844 571">Os operadores de redes e os comercializadores devem, até 31 de maio, enviar à ERSE através de correio eletrónico e publicar nas respetivas páginas de internet o relatório da qualidade de serviço relativo ao ano civil anterior</p>	<p data-bbox="891 296 1348 379">Artigo 74.º Publicação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas</p> <p data-bbox="869 411 1370 683">1- Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem, até 15 de maio, publicar na sua página de internet o relatório da qualidade de serviço relativo ao ano anterior e enviar um exemplar à ERSE, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, bem como à DREn da RAA e à DRCIE da RAM.</p> <p data-bbox="869 722 1370 992">2- O disposto no artigo anterior não obsta a que os comercializadores de último recurso e os operadores das redes de distribuição com menos de 100 000 clientes e que pertençam ao mesmo grupo económico possam publicar conjuntamente os seus relatórios da qualidade de serviço desde que a informação seja discriminada por empresa e de forma a dar cumprimento ao estipulado no presente regulamento.</p>	<p data-bbox="1417 296 1874 379">Artigo 64.º Publicação dos relatórios de qualidade de serviço</p> <p data-bbox="1395 411 1897 627">1- O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhistas e os comercializadores devem, até 15 de março, publicar na sua página de internet o relatório da qualidade de serviço relativo ao ano anterior e enviar um exemplar do mesmo à ERSE.</p> <p data-bbox="1395 667 1897 938">2- O disposto no artigo anterior não obsta a que os comercializadores de último recurso retalhistas e os operadores das redes de distribuição com menos de 100 000 clientes e que pertençam ao mesmo grupo económico possam publicar conjuntamente os seus relatórios da qualidade de serviço desde que a informação seja discriminada por empresa e de forma a dar cumprimento ao estipulado no presente regulamento.</p>



RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="360 296 826 352">Artigo 111.º Relatório da qualidade de serviço da ERSE</p> <p data-bbox="342 384 846 491">1 - A ERSE publica anualmente a sua caracterização e avaliação da qualidade de serviço do setor elétrico e do setor do gás natural.</p> <p data-bbox="342 528 846 715">2 - A publicação referida no número anterior pode ser efetuada em momentos e em documentos diferentes, podendo a ERSE publicar um documento único sobre os temas comuns aos dois setores, bem como informação associada prevista noutros regulamentos da ERSE.</p>	<p data-bbox="884 296 1352 352">Artigo 75.º Relatório da qualidade de serviço da ERSE</p> <p data-bbox="866 384 1370 520">A ERSE publica até 15 de outubro um relatório da qualidade de serviço, o qual deve caracterizar e avaliar a qualidade de serviço das atividades de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica.</p>	<p data-bbox="1411 296 1879 352">Artigo 65.º Relatório da qualidade de serviço da ERSE</p> <p data-bbox="1393 384 1897 576">A ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço, o qual deve caracterizar e avaliar a qualidade de serviço das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de armazenagem subterrânea, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="472 252 719 300">Capítulo XII Resolução de conflitos</p> <p data-bbox="495 352 696 400">Artigo 112.º Disposições gerais</p> <p data-bbox="342 440 846 632">1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.</p> <p data-bbox="342 663 846 935">2 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.</p> <p data-bbox="342 967 846 1078">3 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.</p> <p data-bbox="342 1110 846 1222">4 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.</p>	<p data-bbox="1021 296 1223 344">Artigo 77.º Disposições gerais</p> <p data-bbox="869 384 1373 576">1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.</p> <p data-bbox="869 608 1373 743">2 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores são obrigados a manter um registo atualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.</p> <p data-bbox="869 775 1373 1054">3 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.</p> <p data-bbox="869 1086 1373 1198">4 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.</p> <p data-bbox="869 1230 1373 1342">5 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.</p>	<p data-bbox="1536 296 1738 344">Artigo 67.º Disposições gerais</p> <p data-bbox="1393 384 1897 576">1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.</p> <p data-bbox="1393 608 1897 775">2 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso retalhista e os comercializadores são obrigados a manter um registo atualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.</p> <p data-bbox="1393 807 1897 1086">3 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SNGN com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.</p> <p data-bbox="1393 1118 1897 1230">4 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.</p> <p data-bbox="1393 1262 1897 1374">5 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 113.º</b> Arbitragem voluntária</p> <p>1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial podem propor aos seus clientes a inclusão no respetivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.</p> <p>3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1 -, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.</p> <p>4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 78.º</b> Arbitragem voluntária</p> <p>1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do SEN podem propor aos seus clientes a inclusão no respetivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.</p> <p>3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.</p> <p>4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 68.º</b> Arbitragem voluntária</p> <p>1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do SNGN podem propor aos seus clientes a inclusão no respetivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.</p> <p>3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.</p> <p>4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Artigo 114.º</b> Arbitragem necessária</p> <p>Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem necessária quando, por opção expressa dos clientes domésticos, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizado, nos termos do disposto na lei dos serviços públicos essenciais.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 79.º</b> Arbitragem necessária</p> <p>Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem necessária quando, por opção expressa dos clientes domésticos, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizado, nos termos do disposto na lei dos serviços públicos essenciais.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Artigo 69.º</b> Arbitragem necessária</p> <p>Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem necessária quando, por opção expressa dos clientes domésticos de gás natural, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizado, nos termos do disposto na lei dos serviços públicos essenciais.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 115.º Mediação e conciliação de conflitos</p> <p>1- A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.</p> <p>2- A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 80.º Mediação e conciliação de conflitos</p> <p>1- A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.</p> <p>2- A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 70.º Mediação e conciliação de conflitos</p> <p>1- A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.</p> <p>2- A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p>Capítulo XIII Disposições finais</p> <p>Artigo 116.º Grupo de Acompanhamento do RQS</p> <p>1 - A ERSE coordena o grupo de acompanhamento do RQS, que visa contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.</p> <p>2 - O grupo de acompanhamento do RQS é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG e dos serviços territorialmente competentes em matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica e do gás natural, em Portugal continental, da DREn da RAA, da DRET da RAM, dos operadores de redes e de outras infraestruturas, das associações de consumidores e especialistas nos domínios da qualidade de serviço e outros convidados pela ERSE.</p> <p>3 - As reuniões do grupo de acompanhamento do RQS são convocadas pela ERSE sempre que esta o considere necessário.</p>	<p>Artigo 69.º Grupo de acompanhamento do RQS</p> <p>1 - É constituído o grupo de acompanhamento do RQS cujo objetivo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.</p> <p>2 - O grupo de acompanhamento do RQS é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, em Portugal continental, da DREn da RAA, da DRCIE da RAM, dos operadores das redes, dos comercializadores de último recurso, dos comercializadores, das associações de consumidores e especialistas nos domínios da qualidade de serviço e outros convidados pela ERSE.</p> <p>3 - As reuniões do grupo de acompanhamento do RQS são convocadas pela ERSE sempre que considerado necessário.</p>	

<p style="text-align: center;">Artigo 117.º Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço</p> <p>1 - O Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) é aprovado pela ERSE e inclui disposições sobre as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Classificação de zonas de qualidade de serviço no setor elétrico;</li> <li>b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento no setor elétrico;</li> <li>c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço no setor elétrico;</li> <li>d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto no setor elétrico;</li> <li>e) Classificação de eventos excecionais no setor elétrico;</li> <li>f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço no setor elétrico;</li> <li>g) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;</li> <li>h) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;</li> <li>i) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;</li> <li>j) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;</li> <li>k) Envio de informação à ERSE;</li> <li>l) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores de</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Artigo 6.º Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço</p> <p>1 - Considerando o disposto no presente regulamento, o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço inclui disposições sobre as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Classificação de zonas de qualidade de serviço;</li> <li>b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento;</li> <li>c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;</li> <li>d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto;</li> <li>e) Classificação de eventos excecionais;</li> <li>f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço;</li> <li>g) Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT;</li> <li>h) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;</li> <li>i) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;</li> <li>j) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;</li> <li>k) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;</li> <li>l) Envio de informação à ERSE;</li> </ul>	
---	---	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
redes de distribuição exclusivamente em BT.	<p>m) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.</p> <p>2 - O MPQS é aprovado por Diretiva da ERSE.</p> <p>3 - A ERSE pode proceder à alteração do MPQS, por sua iniciativa ou mediante proposta das entidades a quem este manual se aplica.</p> <p>4 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem disponibilizar o RQS e o MPQS vigentes e as Diretivas da ERSE com eles relacionados, nomeadamente na sua página da <i>Internet</i>.</p>	

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS RQS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
<p>Artigo 118.º Norma remissiva</p> <p>Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.</p>	<p>Artigo 81.º Norma remissiva</p> <p>Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.</p>	<p>Artigo 71.º Norma remissiva</p> <p>Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.</p>
<p>Artigo 119.º Documentos complementares</p> <p>A deliberação da ERSE que aprova os documentos complementares e as propostas previstas no presente regulamento reveste a forma de diretiva.</p>		



<p style="text-align: center;">Artigo 120.º Recomendações e orientações da ERSE</p> <p>1- Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações e orientações genéricas aos agentes sujeitos à sua regulação.</p> <p>2- As recomendações visam transmitir a perspectiva da ERSE sobre boas práticas a adotar no âmbito dos mercados.</p> <p>3- Os agentes sujeitos à sua regulação que optem por não acolher as recomendações da ERSE devem divulgá-lo publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet.</p> <p>4- As orientações genéricas visam a adoção pelos destinatários de ações consideradas pela ERSE como adequadas ao cumprimento dos princípios e regras legais e regulamentares consagrados, que serão tidos em conta na atividade de supervisão.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 84.º Recomendações da ERSE</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações aos operadores das redes de transporte, aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas à proteção dos direitos dos consumidores.</li> <li>2. As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores e comercializadores visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.</li> <li>3. As entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.</li> </ol>	<p style="text-align: center;">Artigo 74.º Recomendações da ERSE</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações aos operadores de terminal de GNL, aos operadores de armazenamento subterrâneo, ao operador da rede de transporte, aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso retalhistas e aos comercializadores, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas à proteção dos direitos dos consumidores.</li> <li>2. As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores e comercializadores visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.</li> <li>3. As entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.</li> </ol>
---	---	--

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="407 296 779 347">Artigo 121.º Pareceres interpretativos da ERSE</p> <p data-bbox="342 384 844 491">1 - As entidades que integram o SEN e o SNGN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.</p> <p data-bbox="342 528 844 579">2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.</p>	<p data-bbox="931 296 1303 347">Artigo 83.º Pareceres interpretativos da ERSE</p> <p data-bbox="866 384 1368 464">1 - As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.</p> <p data-bbox="866 501 1368 552">2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.</p> <p data-bbox="866 588 1368 778">3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas, sempre que aplicável, tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.</p> <p data-bbox="866 815 1368 948">4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.</p>	<p data-bbox="1458 296 1830 347">Artigo 73.º Pareceres interpretativos da ERSE</p> <p data-bbox="1393 384 1895 491">1 - As entidades que integram o SNGN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.</p> <p data-bbox="1393 528 1895 579">2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.</p> <p data-bbox="1393 616 1895 805">3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas, sempre que aplicável, tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.</p> <p data-bbox="1393 842 1895 975">4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 122.º Fiscalização da aplicação do regulamento</p> <p>1 - A fiscalização da aplicação do presente regulamento integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as ações de fiscalização devem ser realizadas em execução dos planos previamente aprovados pela ERSE e sempre que se considere necessário para assegurar a verificação das condições de funcionamento do SEN e do SNGN.</p> <p>3 - A ERSE realiza ou promove a realização de ações de verificação, que podem incidir sobre a totalidade das disposições do presente regulamento, aplicáveis à entidade auditada ou somente sobre as disposições determinadas pela ERSE no caderno de encargos da auditoria, onde se incluem, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Auditorias</li> <li>b) Inspeções</li> <li>c) Ações de cliente mistério</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Artigo 87.º Fiscalização da aplicação do regulamento</p> <p>1 - A fiscalização da aplicação do presente regulamento integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias nos termos do presente regulamento e legislação em vigor.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 75.º Fiscalização da aplicação do regulamento</p> <p>1 - A fiscalização da aplicação do presente regulamento integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias nos termos do presente regulamento e legislação em vigor, sem prejuízo do previsto no Artigo 78.º.</p>

<p style="text-align: center;">Artigo 123.º Auditorias para verificação do cumprimento regulamentar</p> <p>1 - As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento devem recorrer a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.</p> <p>2 - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovados pela ERSE.</p> <p>3 - Cabe à ERSE aprovar um plano de realização de auditorias, o qual deve conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias, nos termos da regulamentação específica aplicável.</p> <p>4 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ERSE pode solicitar a realização de auditorias, fundamentando o seu pedido.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 68.º Realização de auditorias relativas à qualidade de serviço</p> <p>1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem promover a realização de auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço e de avaliação dos procedimentos e sistemas de:</p> <p>a) Recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço;</p> <p>b) Tratamento e agregação da informação para obtenção dos valores dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço previstos no presente regulamento e que lhes sejam aplicáveis, incluindo as metodologias e os critérios utilizados;</p> <p>c) Validação da informação de qualidade de serviço enviada à ERSE e publicada;</p> <p>d) Disponibilização e armazenamento da informação de qualidade de serviço.</p> <p>2 - As auditorias referidas no ponto anterior incluem os procedimentos e sistemas que visem dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, relativo ao atendimento telefónico, quando aplicável.</p> <p>3 - As auditorias devem ser executadas por entidades independentes e externas às empresas.</p> <p>4 - Entre quaisquer duas auditorias consecutivas à mesma entidade não devem decorrer mais de dois anos.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 78.º Auditorias</p> <p>Às auditorias promovidas e realizadas para efeitos de fiscalização da aplicação do presente regulamento manter-se-ão aplicáveis as normas e os procedimentos constantes do Regulamento da Qualidade de Serviço aprovado pelo Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de setembro, revisto e republicado através do Despacho n.º 4 878/2010, de 18 de março, até que se inicie a vigência das normas e procedimentos aprovados pela ERSE, ao abrigo do disposto no Artigo 87.º.</p>
--	---	---

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
	<p>5 - Os procedimentos da auditoria, da sua contratação, da seleção da entidade auditora e da sua realização decorrem nos moldes estabelecidos no Artigo 87.º</p> <p>6 - O relatório de auditoria deve conter, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) A identificação do âmbito da auditoria, incluindo os procedimentos e os sistemas auditados, bem como o período em análise;</li> <li>b) A descrição da metodologia utilizada na auditoria;</li> <li>c) Os resultados da auditoria, incluindo observações e não conformidades, bem como os elementos que suportam esses resultados;</li> <li>d) Caso tenham sido produzidas observações ou identificadas situações de não conformidade, a análise e avaliação dos respetivos impactos no cumprimento das disposições regulamentares e no desempenho da qualidade de serviço.</li> </ul> <p>7 - Sempre que do relatório de auditoria constem observações ou sejam identificadas não conformidades, a entidade auditada deve enviar à ERSE, conjuntamente com o relatório de auditoria, informação adicional relativamente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Análise da empresa relativa às situações de não conformidade e observações constantes do relatório de auditoria, incluindo razões de eventual não concordância com as mesmas;</li> <li>b) Atividades a desenvolver de forma a solucionar as situações de não</li> </ul>	

<b>RQS proposto</b>	<b>RQS EE em vigor</b>	<b>RQS GN em vigor</b>
	<p>conformidade e as observações, bem como as datas previstas para a sua implementação e a avaliação do seu impacto no cumprimento das disposições regulamentares e no desempenho da qualidade de serviço.</p> <p>8 - A entidade auditada deve enviar à ERSE, conjuntamente com o relatório de auditoria, uma síntese da auditoria, que deverá ser publicada pela entidade auditada.</p>	

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p style="text-align: center;">Artigo 124.º Regime sancionatório</p> <p>1 - A violação das disposições estabelecidas no presente regulamento constitui contraordenação sancionável nos termos do regime sancionatório do setor energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.</p> <p>2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório do setor energético.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 88.º Regime sancionatório</p> <p>1 - A inobservância das disposições estabelecidas no presente regulamento está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando, designadamente, o disposto no artigo 28.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.</p> <p>2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 76.º Regime sancionatório</p> <p>1 - A inobservância das disposições estabelecidas no presente regulamento está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando, designadamente, o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.</p> <p>2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 125.º Aplicação no tempo</p> <p>As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 89.º Aplicação no tempo</p> <p>As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 81.º Aplicação no tempo</p> <p>As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.</p>

RQS proposto	RQS EE em vigor	RQS GN em vigor
<p data-bbox="501 296 685 347">Artigo 126.º Entrada em vigor</p> <p data-bbox="342 384 844 435">O presente regulamento entra em vigor no dia 1 de janeiro de 2018.</p>	<p data-bbox="1025 296 1209 347">Artigo 91.º Entrada em vigor</p> <p data-bbox="866 384 1368 435">O presente regulamento entra em vigor no dia 1 de janeiro de 2014.</p>	<p data-bbox="1552 296 1736 347">Artigo 82.º Entrada em vigor</p> <p data-bbox="1393 384 1895 491">1 - O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no número seguinte e no Artigo 78.º e artigo 79.º.</p> <p data-bbox="1393 528 1872 552">2 - Entram em vigor a 1 de janeiro de 2014:</p> <p data-bbox="1393 571 1895 651">a) As disposições previstas no presente regulamento aplicáveis aos comercializadores.</p> <p data-bbox="1393 671 1727 695">b) O disposto no Artigo 37.º.</p> <p data-bbox="1393 716 1895 764">c) Os padrões de qualidade de serviço previstos no presente regulamento.</p>