

**DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE
REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE
SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS
NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL
DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

Outubro 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL	5
2.1.	FUSÃO DE REGULAMENTOS	5
2.2.	DISPOSIÇÕES GERAIS	8
2.3.	CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	22
2.4.	INTERRUPÇÕES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.5.	ILHA DE QUALIDADE DE SERVIÇO	29
2.6.	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	32
2.7.	CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR DO GÁS NATURAL	33
2.8.	CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL E PRESSÃO DE FORNECIMENTO	35
2.9.	INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL E PRAZOS	36
2.10.	REGISTOS DO CLIENTE	37
2.11.	DEVER DE INFORMAÇÃO DOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	38
2.12.	DEVER DE INFORMAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES	39
2.13.	REPORTE DE INFORMAÇÃO À ERSE	39
2.14.	MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÔNICO	40
2.15.	PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	48
2.16.	SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES	58
2.17.	ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	61
2.18.	ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	73
2.19.	FREQUÊNCIA DE LEITURA DE CONTADORES	80
2.20.	RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	81
2.21.	VISITA COMBINADA	90
2.22.	MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	93
2.23.	ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DE SATISFAÇÃO DE CLIENTES A REALIZAR PELA ERSE	94
2.24.	COMPENSAÇÕES	95
2.25.	CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS	100
2.26.	RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO	104
2.27.	AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS	105
3	MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL	109

3.1. MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO.....	109
3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	111
3.3. EVENTOS EXCECIONAIS	116
3.4. MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO.....	118
3.5. PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	119
3.6. MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES	122
3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT.....	123
3.8. LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE.....	128
3.9. ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE	130

1 INTRODUÇÃO

O presente documento reúne as respostas da ERSE aos comentários recebidos no processo de Consulta Pública realizado no âmbito da revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural. No decorrer desta Consulta Pública, a ERSE recebeu comentários de 41 entidades/interessados, tendo algumas entidades solicitado confidencialidade sobre os contributos enviados. Os comentários apresentados neste documento dizem respeito às seguintes entidades:

- A Lord – Cooperativa de Electrificação A Lord, C.R.L.
- Acciona Energia
- ADENE – Agência para a Energia
- AGN – Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
- AICEP Global Parques
- APEQ – Associação Portuguesa das Empresas Químicas
- APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica
- APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- Autoridade da Concorrência
- CESSN – Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.
- CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este
- CIP – Confederação Empresarial de Portugal
- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- EDA – Eletricidade dos Açores
- EDP Comercial
- EDP Distribuição

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

- EDP Energias de Portugal
- EDP Gás Distribuição
- EDP Gás Serviço Universal
- EDP Serviço Universal
- EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira
- Elergone Energias
- Endesa
- Energia Simples (PH Energia, Lda.)
- Enforcesco, S.A. (YLCE)
- Fortia Energia S.L.
- GALP Gás Natural Distribuição, S.A.
- Gas Natural Fenosa
- Grupo GALP
- Iberdrola Clientes Portugal
- Iberdrola – Iberdrola Generación S.A. Unipersonal
- MEGASA
- REN
- REN Trading
- SIEAP – Sindicato das Indústrias, Energias e Águas de Portugal
- Solvay Portugal – Produtos Químicos, S.A.
- Tagusgás – Empresa de gás do Vale do Tejo, S.A.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Neste documento são apresentadas as respostas da ERSE aos comentários relativos à proposta de alteração dos regulamentos da qualidade de serviço do setor elétrico e do setor do gás natural, justificando as razões de aceitação ou rejeição das propostas recebidas. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, estão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet.

O presente documento encontra-se organizado por temas. Os comentários apresentados em cada tema referem a sua proveniência. Alguns comentários foram sintetizados para facilidade de leitura.

2 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

2.1. FUSÃO DE REGULAMENTOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Os agentes concordam na generalidade com a fusão dos Regulamentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural, na medida em que permitirá facilitar o tratamento harmonizado de matérias que têm um tratamento semelhante nos dois setores, em especial na vertente comercial de venda de energia ao cliente final, com a progressiva implementação de oferta dual (AGN, APEQ, Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, CIP, EDP - Energias de Portugal, DECO, ENDESA, Galp Gás Natural Distribuição, Iberdrola Clientes Portugal, REN, Energia Simples, Tagusgás, Grupo Galp).</p> <p>Todavia, é referido que não poderá ser esquecida a diferente maturidade e a especificidade dos dois setores de modo a que a emissão de um regulamento único permita aproximar as melhores práticas observadas em cada uma dos setores, sem prejudicar alguns desenvolvimentos diferenciados já hoje observados (Autoridade da Concorrência, AGN, APEQ, Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, CIP, DECO, EEM, MEGASA, Grupo Galp).</p> <p>Alguns agentes sugerem que a redação do regulamento atente ao que existe de comum entre setores e separe as componentes técnicas, por secções ou tomos porque, não o fazendo, comprometerá a bondade da sua proposta (Conselho Tarifário, DECO, EDA).</p>	<p>A ERSE alterou a ordem dos capítulos relativamente à proposta, para que os assuntos específicos de cada setor fiquem mais agrupados.</p>

2.1. FUSÃO DE REGULAMENTOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Considerando especificamente os contratos de fornecimento dual aos clientes finais, referidos pela ERSE como um dos indutores da fusão dos RQS, considera-se que deverá ser bem clarificado que estes contratos são suportados por 2 (dois) contratos de acesso a infraestruturas distintos, com os seus operadores e procedimentos distintos, até para evitar expectativas desajustadas, por exemplo no que respeita a ativações, ou intervenções técnicas, a realizar em momentos distintos. Nota especial para as intervenções nas instalações de gás no âmbito das visitas técnicas que diferem apreciavelmente das do setor elétrico: uma parte muito significativa de intervenções exige que previamente seja efetuada inspeção por entidade para esse fim, naturalmente com os respetivos custos para os consumidores; ao contrário do que acontece na eletricidade, o restabelecimento do fornecimento de GN implica sempre a deslocação ao local; ainda, previamente à concretização do restabelecimento, é necessário fazer algumas verificações à instalação; daqui decorre da necessidade que alguém dê acesso à instalação.”</i></p>	<p>Nos termos dos regulamentos de acesso do setor elétrico e do setor do gás natural, são realmente necessários acordos de acesso às redes para cada um dos setores. As especificidades de cada setor foram consideradas em cada um dos temas.</p>
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(…)O CC valoriza positivamente este desenvolvimento regulatório, no que o mesmo reconhece da progressiva aproximação dos dois setores, em especial na vertente comercial de venda de energia ao cliente final, com a progressiva implementação de ofertas dual no segmento doméstico. (...) considera em qualquer caso, que para estes contratos se deve manter o entendimento de que se tratará de «1 contrato de fornecimento, acoplado a 2</i></p>	

2.1. FUSÃO DE REGULAMENTOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>contratos de acesso», com as suas particularidades próprias em cada caso; não se deve criar uma expectativa de serviço único, que naturalmente não existirá.”</i>	
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>“A materialização de alguns dos pontos enumerados neste guia necessita de tempo de desenvolvimento dos Sistemas de Informação, por um lado, e da adequação operacional de meios, por outro lado, como por exemplo, devido à extensão do horário previsto no âmbito das religações, pelo que deverá ser tido em linha de conta um prazo razoável para a sua implementação, após a publicação do presente RQS.”</i></p>	A ERSE concorda e estabeleceu um regime transitório que permita às empresas a necessária adaptação ao novo RQS.
<p>(Autoridade da Concorrência)</p> <p><i>“(…) A proposta de revisão regulamentar propõe um conjunto de alterações ao nível de redução de prazos (e.g., ativação/restabelecimento do fornecimento, assistência técnica, clientes prioritários) e introduz procedimentos/obrigações mais exigentes. Contudo, nota-se que é importante ponderar se estes novos requisitos podem, na prática, acentuar as assimetrias existentes entre os agentes incumbentes e os agentes de menor dimensão e conferir vantagens de incumbência. Será, dessa forma, importante que se avalie o impacto que estas alterações terão nas condições concorrenciais de acesso ao mercado elétrico dos agentes de menor dimensão. A este respeito, poderá equacionar-se a possibilidade de medidas para atenuar as barreiras à entrada para novos entrantes/operadores de menor dimensão que poderão estar associadas a estas novas exigências (e.g., à semelhança da</i></p>	A ERSE continuará a acompanhar os aspetos salientados no comentário, no âmbito da sua atividade de supervisão e monitorização do mercado grossista e do mercado retalhista, não deixando de os ter em conta oportunamente.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

2.1. FUSÃO DE REGULAMENTOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>diferenciação de requisitos existente para distribuidores/comercializadores com menos de 100 mil clientes ou no pooling de desvios para comercializadores de menor dimensão)."</i>	

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“A proposta de alteração regulamentar passa a utilizar o conceito de clientes domésticos (ex. indicadores sobre assistências técnicas e restabelecimentos de fornecimento), evitando as referências a clientes em BT ou clientes BTN. Esta alteração é justificada pela ERSE pelo facto de atualmente já existir informação que permite fazer essa identificação com rigor. A EDP Distribuição alerta para o facto de atualmente se verificar ainda um número significativo de situações em que não existem elementos suficientes que permitam identificar e caracterizar de forma inequívoca os clientes domésticos, o que implicaria validar e constituir toda a informação nesse âmbito, mediante a exibição do título de utilização/certificação, a utilização respetiva. Por outro lado, as instalações de utilização e a tipologia dos respetivos consumos têm diferenças significativas na eletricidade e no gás. Assim, não só ficariam abrangidos pelas normas relativas aos consumidores domésticos clientes em baixa tensão normal, como em baixa tensão especial e média tensão, como diversas instalações/clientes em baixa tensão normal, que têm beneficiado do estatuto especialmente protegido dos consumidores desse</i></p>	<p>A ERSE reconhece a validade dos argumentos apresentados e aceita a sugestão, tendo alterado o articulado proposto para manter a atual equiparação de clientes domésticos a clientes BTN no setor elétrico. Tendo em consideração a globalidade dos comentários recebidos, a ERSE manteve, no entanto, o articulado proposto no que respeita à dicotomia domésticos/não domésticos para o setor do gás natural. A ERSE irá acompanhar o desenvolvimento da informação nesta área para reavaliar esta situação no próximo processo de revisão regulamentar.</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>nível de tensão, perdem essa proteção, são exemplo as instalações de serviços comuns, por regra alimentadas em baixa tensão e sem paralelo em instalações de gás, as garagens de uso privado, os pequenos escritórios e instalações associadas a prestações de serviços. Fica ainda sem solução a classificação a dar a instalações que não se destinem exclusivamente ao consumo privado. Por estas razões, a EDP Distribuição propõe que se mantenha a situação atual em que os clientes domésticos são equiparados a clientes em BTN ou, em alternativa, que seja estabelecido um período de transição necessário para a recolha da informação em falta, que terá sempre de passar por uma articulação entre ORD e comercializadores.”</i></p> <p>A proposta de alteração apresentada é: “A definição de cliente doméstico deveria ficar restrita ao setor do gás, mantendo-se para a eletricidade as definições e classificações por nível de tensão, equiparando-se o cliente em BTN ao cliente doméstico.”</p>	
<p>(REN)</p> <p><i>“Na proposta de alteração ao RQS, a definição de “Ponto de entrega” passa a ser “ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede”. Recorda-se que no RQS atualmente em vigor a definição é “ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede”. Considera-se que a definição de PdE não deve ser alterada nos termos propostos. Alerta-se ainda para o facto de a definição de ponto de entrega do RRC, apresentada na alínea bb) do n.º 2 do Artigo 3.º ser a seguinte: “Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.”. Pelo que a alteração proposta da definição do ponto de entrega não realiza a harmonização com a definição do RRC. A</i></p>	<p>O articulado foi alterado no sentido de precisar os tipos de ponto de entrega (instalação de consumo e instalação de produção) que devem ser considerados no cálculo de cada indicador de continuidade de serviço.</p> <p>Atualmente a maioria destes indicadores é calculada tendo somente em consideração as interrupções a pontos de entrega de instalações de consumo, sendo o nível AT a exceção, em que eram consideradas todas as interrupções. De modo a obter informação mais precisa, os indicadores de continuidade</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>proposta de alteração apresentada é manter a definição do RQS atualmente em vigor: <i>“Ponto de entrega – ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou a outra rede.”</i></p>	<p>de serviço passam a ser calculados separadamente para as interrupções a instalações de consumo e interrupções a instalações de produção.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à alínea ww) do n.º 2 do artigo 3.º da proposta de RQS do SE e do GN, <i>“considera-se relevante manter a coerência de definições entre o RQS e a norma NP EN 50160. A proposta de alteração apresentada é: “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, de acordo com a definição da norma NP EN 50160.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão, tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(REN)</p> <p>Relativamente à alínea xx) do n.º 2 do artigo 3.º do RQS do SE e do GN, <i>“a definição de “Subestação” não considera o nível de muito alta tensão para alguns dos equipamentos referidos na constituição da subestação. Propõe-se uma alteração para colmatar esta lacuna.”</i> A proposta de alteração apresentada é”: xx) Subestação – posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins: transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de muito alta, alta ou de média tensão; compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em muito alta, alta ou média tensão.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à ddd) do n.º 2 do artigo 3.º do RQS do SE e do GN, “<i>considera-se relevante manter a coerência de definições entre o RQS e a norma NP EN 50160. Por outro lado, as restantes definições de tensão constantes do RQS referem-se a tensões entre fases.</i>” A proposta de alteração apresentada é:” ddd) <i>Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão entre fases 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.</i>”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p>“Dada a relevância da existência de um léxico comum para o SNGN, propõe-se no documento a harmonização de conceitos, ao longo do documento, dos quais destacamos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Condições de base do gás natural - 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;</i> - <i>Ponto de entrega – ponto da RNDGN ou da RNTGN a partir do qual se faz a entrega ou receção do gás natural às instalações dos clientes, dos produtores ou de outras infra- estruturas;</i> - <i>Alteração de Produtor para Produtor de Eletricidade;</i> 	<p>A ERSE não vê vantagem em alterar a designação “referência” para “condição de base”.</p> <p>A terminologia utilizada até à data no RQS tem sido ponto de entrada e ponto de saída. Sem prejuízo de no futuro se procurar aprofundar a harmonização de terminologia entre setores, nesta fase considerou-se mais prudente manter a situação vigente.</p> <p>A ERSE alterou o articulado no sentido de precisar que o termo “produtor” se refere a produtor de energia elétrica, conforme sugerido no contributo recebido.</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<ul style="list-style-type: none"> - <i>Produtor de gás – entidade que, nos termos e condições constantes das disposições legais e regulamentares aplicáveis, injeta gás nas redes, resultante de produção;</i> - <i>Situação de Assistência Técnica GN: uma assistência técnica é definida como uma situação que não coloca em risco pessoas ou bens;</i> - <i>Situação de Emergência GN: uma emergência é definida como uma situação que possa colocar em risco pessoas ou bens.”</i> 	<p>Uma vez que o termo “produtor de gás natural” não é utilizado, não se considerou necessária a sua criação.</p> <p>O número 1 do artigo 75.º do RQS proposto especifica que se consideram “(...) situações de emergência as situações em que possa estar em causa a segurança de pessoas ou bens.” O número 1 do artigo 78.º considera como 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.” Assim, a ERSE não vê vantagem na inclusão das definições propostas para as situações de assistência técnica e para as situações de emergência, uma vez que no articulado proposto estas já estão claramente definidas. Adicionalmente, as obrigações para as situações de assistência técnica e as obrigações para as situações de emergência não são mutuamente exclusivas.</p>
<p>(EDP – Energias de Portugal)</p> <p>A propósito do artigo 7.º: <i>“Para se evitar interpretações casuísticas, este dever de colaboração deveria ser concretizado em deveres concretos e bem detalhados pois não é descrito qual a informação concreta a ser partilhada.”</i></p>	<p>O referido artigo estabelece que “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>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	Face ao exposto, a ERSE considera ser suficientemente concreta a definição do dever que se pretende ver cumprido.
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 2 do artigo 10.º do RQS do SE e do GN, <i>“apesar de, ao abrigo da liberdade contratual, o ORD e os comercializadores poderem continuar a fazê-lo, é relevante esta disposição ficar devidamente salvaguardada por via regulamentar. A proposta de alteração apresentada é manter o seguinte ponto previsto atualmente no RQS: 2. A partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo, preferencialmente, constar do contrato de uso de redes.”</i></p> <p>Relativamente ao artigo 10.º, a EDP Gás Distribuição sugere a seguinte redação para o n.º 1: <i>“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, <u>nas situações descritas como compensações no âmbito deste regulamento</u>, com quem estabeleceram contratos de uso das redes e do direito de regresso sobre estes.”</i></p>	<p>A ERSE compreende a posição apresentada, todavia a experiência da aplicação dos regulamentos, com a redação proposta, aconselhou uma mudança. Com efeito, a regra de “partilha de responsabilidades entre os diversos intervenientes (...) por acordo” desprotege os consumidores, designadamente sempre que aqueles não consensualizem posições. Dessa forma, como se alertou no <i>Documento justificativo da proposta de alteração dos RQS dos setores elétrico e do gás natural</i>¹, caso não existisse acordo entre o comercializador e o distribuidor, ou em caso de conflito entre ambos, poderia não ser garantido o direito de compensação ao cliente. Por estes motivos, a ERSE optou por manter o articulado proposto.</p> <p>Em relação à proposta para o número 1 do artigo 10.º, a ERSE esclarece que a responsabilidade das partes e o direito de regresso pode ser, como se referiu <i>supra</i>, alvo de acordo entre as partes, não cabendo à ERSE determinar que tal se deverá</p>
<p>(EDP Distribuição)</p>	

¹ O Documento justificativo da proposta de alteração dos RQS dos setores elétrico e do gás natural encontra-se disponível online em www.erse.pt.

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“De modo a explicitar a responsabilidade das partes envolvidas, propomos a clarificação deste ponto, através da explicitação que o direito de regresso está limitado às situações descritas como compensações no âmbito do presente regulamento.”</i></p>	<p>aplicar unicamente em relação às compensações. Ademais, refira-se que, além da partilha que pode ser contratualmente definida, deverão ainda ser observadas as regras constantes do Código Civil. Nesta circunstância – e, reitera-se, não obstante as regras contratualmente fixadas –, haverá que ter em conta os agentes que podem ser responsabilizados (em juízo) civilmente à luz das diferentes modalidades, os seus pressupostos, nomeadamente a nível de danos sofridos, para se poder concluir acerca do montante e dos danos a ter em consideração no direito de regresso. Por este motivo, a ERSE optou por manter o articulado proposto.</p>
<p>(EDP Distribuição). Relativamente ao artigo 11.º do RQS do SE e do GN, <i>“considera-se que o RQS não prejudica o apuramento de responsabilidade civil como um todo, não limitando apenas aos casos do pagamento de compensações. A proposta de alteração apresentada é: O disposto neste regulamento e o pagamento das compensações nele previstas não prejudica o regime da responsabilidade civil legalmente aplicável.”</i></p>	<p>Antes de tudo, convém esclarecer que, como se disse designadamente na <i>Revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico</i>, em junho de 2013², <i>“...as compensações previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico não poderão configurar uma indemnização tendo em conta que as mesmas não têm em conta os prejuízos em que efetivamente o lesado incorreu. Pelo contrário, a compensação é um valor previamente estabelecido</i></p>

² Cf. 43.º Consulta Pública - Revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, disponível *online* em www.erse.pt.

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	<p><i>que não visa ressarcir o cliente dos seus danos concretos mas compensá-lo em face do incumprimento por parte do operador de rede de padrões a que este está obrigado.” (pp. 130-131).</i></p> <p>Neste sentido – e atendendo a dúvidas interpretativas que iam surgindo da redação do RQS em vigor –, procurou-se clarificar que nada no presente regulamento prejudica o recurso ao regime da responsabilidade civil aplicável, incluindo o próprio pagamento das compensações.</p> <p>A ERSE entende, tal como a EDP Distribuição, que o “RQS não prejudica o apuramento de responsabilidade civil como um todo, não limitando apenas aos casos do pagamento de compensações”, no entanto, se se acolhesse a sugestão da EDP Distribuição, retirando da norma a expressão “o pagamento das compensações nele [no RQS] previstas”, dar-se-ia o caso de as referidas dúvidas interpretativas se adensarem a ponto de poder parecer ser defensável que o pagamento de compensações prejudicaria o recurso ao regime da responsabilidade civil. Atentos estes motivos optou-se pela manutenção da redação da norma em causa.</p>
Tagusgás)	

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“(…) a Tagusgás solicita à ERSE uma cuidadosa definição do prazo de transição para o RQS revisto, no sentido de permitir a adaptação de todos os sistemas necessários para a sua implementação, definindo um período razoável de adaptação, nunca inferior a 6 meses.”</i></p> <p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“(…) a GGND considera de sublinhar que o novo enquadramento regulatório obrigará a um esforço muito relevante de adaptação das empresas, quer ao nível das suas operações e particularmente dos seus sistemas de informação. Assim antecipamos que na aprovação destes normativos seja previsto que as empresas entreguem um plano para implementação daquelas alterações, que permita uma transição não disruptiva nos serviços prestados no âmbito do SNGN.”</i></p> <p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“A exemplo de revisões regulamentares anteriores, neste caso especialmente reforçados dado a profundidade das alterações propostas, a Galp considera de frisar que o novo enquadramento regulatório obrigará a um esforço muito relevante de adaptação das empresas, ao nível das suas operações, em particular as suportadas pelos sistemas informáticos e comerciais.</i></p> <p><i>Deste modo, antecipamos que na aprovação destes normativos seja estabelecido um prazo suficientemente alargado para que as mudanças tornadas necessárias decorram sem efeitos disruptivos nos serviços prestados no âmbito do SEN e SNGN.”</i></p> <p>(Conselho Consultivo)</p>	<p>A ERSE terá em consideração a necessidade de adaptação das diversas entidades ao novo RQS e de um período adequado para que a transição se efetue de forma eficiente e eficaz.</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“(…) Reconhecendo os pontos positivos da proposta, o CC não deixa de recomendar que na aprovação final a ERSE estabeleça também um calendário ambicioso mas credível, preferencialmente discutido previamente com as empresas, que permita a implementação das alterações de um modo continuado e não disruptivo para o setor energético.”</i></p>	
<p>(EDP Distribuição) <i>Relativamente ao n.º 2 do artigo 4.º do RQS do SE e do GN, “atento o eventual carácter subjetivo e discricionário da apreciação proposta, considera-se relevante que a avaliação da adequação dependa de uma adequação que tenha em conta a proporcionalidade entre os meios/medidas tecnicamente adequadas e os prejuízos de correntes de eventuais falhas de qualidade de serviço. A proposta de alteração apresentada é: “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, nomeadamente através da instalação, por sua conta, de meios que possam minimizar as falhas, a fim de evitar prejuízos desproporcionados aos meios que os teriam evitado.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(Conselho Consultivo) <i>“O CC considera necessário e desejável que sejam estabelecidos requisitos mínimos de qualidade de serviço para os vários intervenientes no sistema energético, em particular para os (...) comercializadores. No entanto, recomenda-se, que no enquadramento atual de consolidação da abertura de mercado e migração dos clientes desde o mercado CUR, sejam ponderadas as exigências em termos de custo-benefício, de modo a que a busca de uma</i></p>	<p>A ERSE reconhece a importância da preocupação expressa no comentário e manterá a sua monitorização e acompanhamento quer do desenvolvimento do mercado quer dos níveis de desempenho dos intervenientes de forma a fomentar o equilíbrio essencial entre o direito a níveis mínimos de qualidade por parte dos consumidores e o crescimento do</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>superior qualidade de serviço não resulte antes, em limitações à entrada de novos operadores.”</i></p>	<p>mercado. Salienta-se que as alterações à regulamentação propostas no RQS apresentado resultam da identificação de lacunas nos RQS anteriores que permitiram, por exemplo (conforme referido no documento justificativo), que os valores contratuais das compensações propostas, em caso de incumprimento em resposta a reclamações, fossem, para uma parte significativa dos comercializadores, nulos ou muito reduzidos, demonstrando a necessidade de definir um nível mínimo numa matéria onde a mera concorrência e liberdade de apresentação de propostas diferenciadas não foram suficientes.</p>
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“Como referido na introdução deste documento, a Galp reconhece que o âmbito de atuação da ERSE no mercado inclui a supervisão dos agentes em regime de mercado, de modo nomeadamente a prevenir a ocorrência de práticas comerciais inadequadas, monitorizar os níveis de preços praticados, garantir uma adequada qualidade de serviço e, genericamente, defender o consumidor, em especial os mais desprotegidos.</i></p> <p><i>Sem prejuízo do anterior, é nossa convicção de que estas atividades do regulador não devem por em causa o regular e saudável funcionamento do mercado. A experiência acumulada dos últimos anos, em que se constata um número crescente de comercializadores ativos no mercado nos diferentes segmentos de consumo, acompanhado de um inegável sucesso na migração de clientes do regime de tarifas transitórias para contratos em regime de mercado, sugere um funcionamento bem sucedido do processo de liberalização, que não deveria ser prejudicada por um excesso de regulamentação.</i></p> <p><i>Verifica-se que a proposta, ao estabelecer uma série de obrigações sobre os agentes em regime de mercado (por exemplo um valor mínimo para as compensações, ou criando regras que parecem até abusivas e deslocadas destes regulamentos quanto aos serviços de contratação por terceiros), acaba por inibir o desenvolvimento de propostas diferenciadas e prejudicar o ambiente concorrencial.”</i></p>	
<p>(EDP Gás Distribuição)</p>	

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“Pese embora a resiliência da infraestrutura de gás natural ser elevada, nomeadamente pelo facto de, na sua esmagadora maioria, estar enterrada e, por esta via, ser menos vulnerável a condições atmosféricas adversas, entendemos oportuno a incorporação de um ponto específico “Eventos Excecionais no setor do Gás Natural” de modo a prever o tratamento diferenciado, para situações extremas, à semelhança do que hoje em dia já está contemplado para o setor elétrico.”</i></p>	<p>O conceito de evento excecional foi criado no setor elétrico quando os indicadores passaram a considerar todas as interrupções, incluindo as provocadas por casos fortuitos ou de força maior, ou seja, os indicadores passaram a contabilizar a continuidade sentida pelo cliente. No RQS do setor do gás natural os indicadores são calculados de modo discriminado por tipo de interrupção, sendo que o contributo dos casos fortuitos ou de força maior é individualizado. Por outro lado, os padrões estabelecidos apenas se aplicam a indicadores em que os casos fortuitos ou de força maior não são contabilizados.</p> <p>Tendo em conta o exposto, a ERSE não considera necessária a inclusão do referido conceito no RQS para aplicação ao setor do gás natural. Acresce que o conceito de evento excecional previsto no Regulamento (UE) 2015/703 (institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados) é já de aplicação direta a Portugal.</p>
<p>(Conselho Consultivo, Conselho Tarifário)</p> <p><i>“Recomenda-se que seja considerado na regulamentação para o setor do gás natural o conceito de evento excecional à semelhança do que foi estabelecido para a eletricidade assegurando a consistência entre o RQS e o Código de Rede Europeu de Interoperabilidade (NC INT).”</i></p>	
<p>(Conselho Consultivo, REN)</p> <p><i>“O conceito de evento excecional também existe no setor do gás natural no âmbito do NC INT, com definição própria (artigo 2.º do NC INT) e obrigações para o ORT relativamente à informação a disponibilizar aos utilizadores da rede relativamente a eventos excecionais que afetem interligações (artigo 10.º do NC INT). Assim, propõe-se o desdobramento do artigo 9.º da proposta de RQS para inclusão da respetiva definição.”</i></p>	
<p>(REN)</p> <p>Relativamente à consideração do conceito de evento excecional para o setor do gás natural, é proposto a incorporação no RQS do setor elétrico do gás natural um dos seguinte artigos:</p>	

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Novo artigo - Eventos excepcionais no setor do gás natural:</i></p> <p><i>Considera-se evento excepcional qualquer ocorrência imprevista que não seja razoavelmente controlável ou evitável e possa causar reduções de capacidade por um período limitado, afetando assim a quantidade ou a qualidade do gás num determinado ponto de interligação, com possíveis consequências nas interações entre os operadores de redes de transporte, bem como entre operadores de redes de transporte e os utilizadores das redes.”</i></p>	
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>“Novo artigo - Eventos excepcionais no setor do gás natural:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Consideram-se eventos excepcionais no setor do gás natural os eventos que reúnam cumulativamente as seguintes características:</i> <ol style="list-style-type: none"> a) <i>Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências.</i> b) <i>Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.</i> 2. <i>Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso</i> 3. <i>O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso</i> 4. <i>Um evento só é considerado evento excepcional 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.</i> 5. <i>Os pedidos de classificação como eventos excepcionais no setor de gás natural não são passíveis de deferimento tácito pela ERSE.</i> 	

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>6. <i>A classificação como evento excecional no setor do gás natural permite:</i></p> <p>a) <i>A identificação do contributo específico do evento nos indicadores de qualidade de serviço.</i></p> <p>b) <i>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.</i></p> <p>c) <i>Que não sejam pagas compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.</i></p> <p>7. <i>A avaliação feita pela ERSE deve ter em consideração:</i></p> <p>a) <i>A justificação apresentada, incluindo os elementos de entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão e que contribuam para comprovar os factos.</i></p> <p>b) <i>A diligência adotada pelo requerente tendo em vista minimizar o impacto junto dos clientes e restantes utilizadores de redes.</i></p> <p><i>Da decisão da ERSE, quanto à classificação como evento excecional no setor do gás natural, cabe recurso judicial nos termos definidos pela lei.”</i></p>	
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 1 do artigo 9.º do RQS do SE e do GN, “<i>considera-se que a excecionalidade de um evento deverá ser atribuída observando as causas e não as consequências. Incluir as consequências de um evento como critério de excecionalidade pode constituir um desincentivo à redução do impacto na qualidade de serviço. A proposta de alteração apresentada é retirar do n.º 1 do artigo 9.º a condição b) da definição de Eventos Excecionais – Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.</i>”</p>	<p>Os eventos com pouco impacte são normais numa rede elétrica, estando a rede dimensionada e os padrões calibrados para o efeito. O conceito de evento excecional, introduzido no RQS de 2013, pretendeu temperar a opção tomada de passar “a medir” a qualidade na ótica dos clientes, ou seja, incluindo todas as interrupções. Todavia, conscientes de que não é desejável dimensionar as redes para determinadas situações</p>

2.2. DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	excepcionais, a verificação do cumprimento dos padrões exclui os eventos excepcionais. Assim, a ERSE não concorda com a alteração proposta.

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“O CC entende que deverá ser clarificado o entendimento do artigo 12º do RQS “definição de interrupção”, nomeadamente no ponto 2b), relativo à definição de fim de interrupção ficando expresso que quando o fornecimento é repostado, mesmo por via de alimentação por outro nível de tensão, cessa a contagem do tempo de interrupção para o operador de rede (que esteve na origem da interrupção) “</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário e alterou o articulado em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à alínea b) do n.º 2 do artigo 12.º do RQS do SE e do GN, “a última condição para definição do fim de interrupção (“instante em que o fornecimento é repostado a partir de outro PdE”) é redundante com a condição inicial (“tensão de alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada”). A proposta de alteração apresentada</p>	<p>A ERSE concorda com a interpretação da empresa, todavia havendo dúvidas de outro operador de rede optou-se pela clarificação.</p>

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>é:” 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.”</p>	
<p>(EDA) <i>“Relativamente à alínea b) do n.º 6 do artigo 12.º do RQS do SE e do GN, “Esta metodologia não está conforme com os métodos de cálculo em vigor, que foram alvo de processo iterativo com a ERSE ao longo dos últimos anos, implica alterações ao nível dos sistemas em exploração e irá criar uma barreira ao nível do acompanhamento de valores históricos de indicadores gerais e individuais.” A proposta de alteração apresentada é: “b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se a soma dos tempos parciais de interrupção efetiva até ao início do período de continuidade do abastecimento com duração superior a 10 minutos.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a manutenção da metodologia que tem estado em vigor e alterou o articulado em conformidade.</p>
<p>(REN) <i>“Alguns clientes ligados à Muito Alta Tensão (MAT) são, por opção própria, mono-alimentados em MAT, podendo, no entanto, manter-se alimentados (parcial ou totalmente) por outro nível de tensão. Em caso da falha da alimentação, e de acordo com o Artigo 24.º do Regulamento de Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico (RQS), os clientes têm direito a uma compensação automática, sempre que houver incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço, calculada de acordo com o estabelecido no Artigo 91º do RQS. Neste Artigo estabelece-se o valor das compensações para o caso da ultrapassagem do número de interrupções e/ou da duração total das interrupções</i></p>	<p>A interrupção termina a partir do momento em que o serviço é repostado independentemente de ser pela própria rede ou pela rede a jusante.</p> <p>A ERSE concorda com a alteração proposta, tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>estabelecidas em Diretiva da ERSE. Deste modo, a REN entende que é necessário tornar mais claro que nas situações acima referidas se aplica o disposto no Artigo 12º, nomeadamente o ponto 2-b), relativo ao fim de uma interrupção, o qual estabelece que quando o fornecimento é reposto a partir de outro PdE cessa a contagem do tempo de interrupção. Nesse sentido propõe uma pequena alteração na parte final deste nº 2-b).” A proposta de alteração apresentada é:” 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, mesmo que por uma tensão nominal diferente.”</i></p>	
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 5 do artigo 12.º do RQS do SE e do GN, “sendo a contagem de interrupções um dos indicadores fundamentais para avaliação do desempenho das redes elétricas, considera-se que as interrupções resultantes de problemas nas instalações particulares não deverão ser contabilizadas para efeitos de avaliação do desempenho das redes elétricas”. A proposta de alteração apresentada é:” 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 com origem em instalação de cliente.”</p>	<p>A ERSE não concorda com a visão de que o operador de rede nada pode fazer para evitar o impacto na rede de instalações de consumo. O RQS prevê um conjunto de procedimentos que podem conduzir inclusivamente à interrupção de fornecimento da instalação “poluidora”. Assim, mantendo nos indicadores a perspetiva da qualidade sentida pelos clientes, é dado o sinal ao operador de rede para que seja diligente na solução dos problemas de injeção de perturbações na rede.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p>	<p>A ERSE concorda com a manutenção da prática atual, tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Relativamente ao n.º 6 do artigo 12.º do RQS do SE e do GN, “pretende-se uma clarificação de redação.” A proposta de alteração apresentada é”: Nas situações em que se verifique uma sucessão de ações de corte e de reposição de fornecimento correlacionadas elétrica e temporalmente, afetando um ou mais PdE: b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se a soma dos diferentes tempos parciais de interrupção efetiva até ao início do período de continuidade do abastecimento a todos os afetados.”</p>	
<p>(EDP – Energias de Portugal)</p> <p>Relativamente aos artigos 12.º e 25.º: “Mesmo considerando a diferença de negócio [entre setor elétrico e setor do gás natural] porque não ponderar a fusão dos artigos 12.º e 25.º no mesmo artigo com diferenciação de particularidades de energia elétrica e gás natural?”.</p>	<p>Sem prejuízo do aprofundamento da harmonização entre setores, considerou-se prudente não aplicar a sugestão apresentada que será considerada futura revisão regulamentar.</p>
<p>(APEQ)</p> <p>“A energia não consumida pelos consumidores industriais resultante da qualidade da onda de tensão, relacionada com cavas de tensão e/ou micro cortes, apesar de não estar incluída nos incidentes de grande impacto, deve ser comunicada pelos Consumidores industriais aos Operadores das Redes de Transporte e de Distribuição e à ERSE.”</p>	<p>A qualidade da energia e as interrupções breves são monitorizadas e a informação é enviada pelos operadores de rede à ERSE e divulgada publicamente. Parece assim assegurado o direito à informação de todos os clientes, incluindo clientes industriais.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p>	<p>A ERSE não concorda com a visão de que o operador de rede nada pode fazer para evitar o impacto na rede provocado por</p>

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Relativamente n.º 2 do artigo 20.º do RQS do SE e do GN, “sendo a contagem de interrupções um dos indicadores fundamentais para avaliação do desempenho das redes elétricas, considera-se que as interrupções resultantes de eventos excepcionais e de problemas nas instalações particulares não deverão ser contabilizadas para efeitos de avaliação do desempenho das redes elétricas. Esta prática é adotada internacionalmente, comprovada em várias publicações de benchmarking do desempenho de redes elétricas. A rede não tem capacidade técnica de evitar os danos provocados por clientes em instalações de outros clientes. Esta exclusão é inclusive compatível com o previsto no art. 35.º deste RQS quando estabelece que: “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.” A proposta de alteração apresentada é:” 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 com origem em eventos excepcionais e em instalação de cliente.”</p>	<p>instalações de consumo. O RQS prevê um conjunto de procedimentos que podem conduzir inclusivamente à interrupção de fornecimento da instalação poluidora. Assim, mantendo nos indicadores a perspetiva da qualidade sentida pelos clientes, é dado o sinal ao operador de rede para que seja diligente na solução dos problemas de injeção de perturbações na rede.</p>
<p>(APEQ)</p> <p>“O aumento de disponibilidade das linhas e transformadores dos operadores das redes é fundamental para os níveis de qualidade de serviço e apesar de se acabar com o incentivo, o valor da disponibilidade deve ser reportado e avaliado.”</p>	<p>Apesar de se propor a revogação do referido mecanismo, a ERSE concorda com a posição da APEQ no que respeita à necessidade de se 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</p>

2.3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	de disponibilidade dos elementos da RNT. O reporte da informação referida encontra-se previsto no Procedimento n.º 12 do MPQS.
<p>(Energia Simples)</p> <p><i>“(...) Passagem da disponibilização para trimestral poderá não ser benéfica, uma vez que não existe um controlo tão apertado sobre a RNT. Uma vez revogado o incentivo, deveria manter-se, para o próximo período regulatório, a periodicidade do relatório de continuidade de serviço (mensal).”</i></p>	<p>A revogação do incentivo tem por base o desempenho verificado. A diminuição do número de vezes em que o reporte é feito tem como objetivo diminuir os custos associados, com benefício para os clientes, e tendo como pressuposto o desempenho verificado. Caso o desempenho o aconselhe, a ERSE voltará a reequacionar o incentivo e a periodicidade de reporte.</p>

2.4. INTERRUPTÕES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“A definição de «ponto de entrega» não está harmonizada com a que é proposta na alínea bb) do n.º 2 do Artigo 3.2 no RRC que refere: «Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede». A definição constante da proposta de RQS indica: «ponto da rede onde se faz a entrega de</i></p>	<p>A ERSE alterou o articulado de modo a que sejam calculados indicadores de continuidade de serviço separadamente para os pontos de entrega a instalações de consumo e para os pontos de entrega a instalações de produção.</p>

2.4. INTERRUPTÕES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede». O CC entende que deve manter-se a atual definição de ponto de entrega «ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede» evitando a redefinição dos indicadores de continuidade de serviço, mantendo a consistência histórica dos mesmos e assegurando a sua comparabilidade internacional. O CC entende a motivação da ERSE em monitorizar também a qualidade de serviço prestada às instalações de produção mas entende que será adequado fazê-lo com recurso a indicadores distintos evitando distorções nos conceitos e valores de «energia não fornecida» (ENF) e «value of lost load» (VOLL). Assim, o CC sugere que se avalie a oportunidade de introduzir no RQS um novo conceito de ponto de receção ou a criação de um indicador para taxa de disponibilidade das ligações a produtores que poderia considerar as indisponibilidades resultantes de incidentes e, também, as resultantes de trabalhos programados de manutenção ou desenvolvimento das redes.“</i></p>	<p>A definição de ponto de entrega foi harmonizada com o RRC e são definidos que tipo de pontos de entrega são considerados para cada indicador de continuidade de serviço.</p>
<p>(REN)</p> <p><i>“As interrupções a produtores não devem na opinião da REN ser consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço atualmente contemplados no RQS. Estes indicadores foram concebidos de forma articulada e coerente para medirem a continuidade da entrega de energia a clientes ou outras redes, nos pontos atualmente definidos como pontos de entrega. A REN tem atualmente um total de 80 pontos de entrega (ao operador da RND e a consumidores ligados em MAT). Caso se considerasse que as ligações a produtores são pontos de entrega, este número passaria para aproximadamente o dobro. Consequentemente, a série de histórica dos indicadores contruída desde o ano 2000 seria interrompida, perdendo-</i></p>	

2.4. INTERRUPTÕES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>se a sua comparabilidade. Por outro lado, a alteração proposta poderá conduzir a uma perda de comparabilidade internacional desses indicadores. Os indicadores atuais de continuidade de serviço têm por base a estimativa da energia não fornecida resultante de interrupções acidentais. Ora, no caso de interrupção da ligação a produtores, a eventual energia não fornecida seria a consumida nos respetivos serviços auxiliares, tipicamente de valor muito baixo, na ótica da RNT. Acresce que o normal é o produtor alimentar os seus serviços auxiliares quando está a produzir, pelo que, nesta situação, ocorrendo uma interrupção, a energia não fornecida pela RNT ao produtor é nula. Ou seja, na situação em que a interrupção tem efetivamente mais impacto no produtor, a ENF apurada seria nula. Contudo, reconhecendo a importância de aferir a qualidade de serviço prestada a todos os utilizadores da rede, sejam consumidores ou produtores, admitimos que poderia ser concebido um indicador novo que de alguma forma medisse o impacto - na atividade de produção de energia - das interrupções da ligação a produtores resultantes de incidentes.”</i></p>	

2.5. ILHA DE QUALIDADE DE SERVIÇO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(CIP, Conselho Consultivo, DECO)</p>	<p>A ERSE concorda com a preocupação manifestada por estes agentes. Todavia, considera que a formulação apresentada na</p>

2.5. ILHA DE QUALIDADE DE SERVIÇO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>O artigo 15.º da proposta de RQS permitirá dar resposta às solicitações de promotores de parques industriais e empresariais que pretendam assegurar um nível de qualidade superior ao da Zona de Qualidade de Serviço onde se inserem sem aumentar os custos para os restantes consumidores do SEN. Salienta-se ainda que a qualidade de serviço é um direito de todos os consumidores, cujos encargos todos suportam, assim, esta opção deverá ser sempre uma exceção, que não poderá significar mais encargos, diretos ou indiretos, para os restantes consumidores. Assim, a implementação destes desenvolvimentos em "ilhas de qualidade", não poderá em caso algum prejudicar a realização dos programas de investimento de melhoria de qualidade de serviço aprovados regulamentarmente.</p>	<p>proposta de articulado não prejudica a realização dos programas de investimento da qualidade de serviço.</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p><i>“A EDP considera de forma positiva a introdução do conceito de “ilha de qualidade de serviço”, mas considera que há vários aspetos que devem ser objeto de clarificação, nomeadamente: i) a articulação deste novo mecanismo com o processo de elaboração e aprovação do PDIRD; ii) o investimentos do ORD devem ser aprovados pela DGEG e ERSE; iii) o Investimentos do ORD aprovados no âmbito deste mecanismo devem ser considerados para efeitos de remuneração logo que entrem em exploração; iv) a Articulação das regras estabelecidas no RARI para as ilhas de qualidade de serviço com as regras do RRC para o projeto piloto para agregação de intenções firmes de requisições de ligações à rede.”</i></p>	<p>A ERSE alterou os regulamentos no sentido de articular as disposições em ambos.</p>

2.5. ILHA DE QUALIDADE DE SERVIÇO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 1 do artigo 15.º do RQS do SE e do GN, “<i>não sendo expetável a alimentação de parques industriais ou empresariais em BT, propõe-se esta clarificação de redação</i>”. A proposta de alteração apresentada é: “<i>1 - Um parque industrial ou empresarial, alimentado em MAT, AT ou MT, 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.</i>”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 5 do artigo 15.º do RQS do SE e do GN, “<i>sendo o reforço da rede, suportado pelo promotor, orientado para a melhoria da continuidade de serviço, considera-se que a obrigação do Operador de Rede deverá incidir igualmente sobre a continuidade de serviço</i>”. A proposta de alteração apresentada é: “<i>5 - Os operadores das redes que alimentam diretamente, ou indiretamente, o parque anterior têm a obrigação de manter ao longo do tempo as características da zona de qualidade de serviço, no que se refere à continuidade de serviço, que foram atribuídas com a classificação de ilha de qualidade de serviço.</i>”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>

2.6. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à b) do n.º 3 do artigo 34.º do RQS do SE e do GN, “propõe-se que o RQS assuma uma perspetiva evolutiva com as possíveis atualizações da norma NP EN 50160, não ficando bloqueado à versão de 2010”. A proposta de alteração apresentada é:” b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma NP EN 50160.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 4 do artigo 34.º do RQS do SE e do GN, “numa perspetiva de coerência com a norma NP EN 50160 sugere-se que o n.º 4 faça referência ao disposto no ponto 1.1 da NP EN 50160 sobre o campo de aplicação desta norma, ou seja, sobre o que esta norma também considera não serem condições normais de exploração para a respetiva aplicação.”</p> <p>A proposta de alteração apresentada é: “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, bem como o previsto na norma NP EN 50160 para este efeito.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 2 do artigo 36.º do RQS do SE e do GN, “o MPQS não inclui qualquer procedimento que estabeleça os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>

2.6. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>de qualidade de energia. O Proc. n.º 10 do MPQS e a norma NP EN 50160 estabelecem as características da tensão para MAT, AT, MT e BT". A proposta de alteração apresentada é: "2 - A verificação da qualidade da energia elétrica nas redes de transporte e de distribuição deve ser efetuada observando os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores de qualidade de energia preconizados no MPQS para MAT e na norma NP EN 50160 para AT, MT e BT."</p>	
<p>(EDP - Energias de Portugal, EDP Serviço Universal)</p> <p>"Tratando-se de produção em regime especial com remuneração garantida, propomos que essa informação deverá também ser prestada ao CUR, a fim de se analisarem atempadamente os possíveis impactos na autofaturação eletrónica ou na conferência da faturação, bem como efetuar correções nas previsões da venda de energia."</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta e alterou o articulado em conformidade.</p>

2.7. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR DO GÁS NATURAL	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP – Energias de Portugal)</p> <p>"Solicita-se esclarecimento sobre a necessidade de reporte periódico e do âmbito de registo das causas de interrupção.</p>	<p>O reporte de informação previsto é o estabelecido no Capítulo IX do RQS e no Procedimento n.º 12 do MPQS. O registo refere-se a todas as interrupções.</p>

2.7. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR DO GÁS NATURAL	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>- Além de manter o registo das interrupções em formato aditável, vai ser necessário reporte periódico?</p> <p>- As interrupções referidas neste artigo são todas ou apenas as referidas no artigo anterior que exclui as imputáveis ao cliente ou por acordo com este?"</p>	
<p>(Energia Simples)</p> <p>“No art.º 31.º, “padrões gerais para as redes de distribuição” – no título do artigo deveria estar mencionado “Gás Natural” já que o seu teor é apenas sobre a distribuição de GN que esta fala”.</p>	<p>A ERSE optou por manter a epígrafe mais reduzida para facilidade de leitura, sendo o âmbito (eletricidade, gás natural) perceptível pelo enquadramento em capítulo próprio.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p>A EDP Gás Distribuição sugere, para o artigo 32.º, que a unidade de medida dos indicadores seja o minuto e não a hora.</p>	<p>A ERSE não vê vantagem na alteração, pelo que mantém a proposta.</p>
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>“O CT reconhece que as operações de carga deverão passar a ter um indicador semelhante ao de descarga. No entanto, o serviço de carga de navios tem um conjunto de limitações técnicas que dependem das características do navio e sua compatibilidade com o terminal, e de limitações de disponibilidade para a prestação deste serviço. Neste quadro, o CT recomenda que as regras comerciais para a carga de navios reflitam as condições prioritárias do serviço de descarga não se devendo aplicar cláusulas de pagamento por atraso ou que</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão apresentada pelo Conselho Tarifário, tendo alterado o articulado do RQS.</p>

2.7. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR DO GÁS NATURAL	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>estas reflitam as condições específicas em que foram acordadas e que a definir-se um indicador ele reflita o caudal (quantidade/tempo) e não um tempo médio por carga.”</i>	

2.8. CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL E PRESSÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Gás Distribuição) A EDP Gás Distribuição sugere para a alínea d) n.º 4 do artigo 40.º (Características do gás natural) a seguinte redação: “d) <i>Concentração de Impurezas = 17 mg/m3 (n) (*)</i>.”</p>	<p>A temática das impurezas gerou no passado discussões não consensuais no Conselho Consultivo da ERSE. Não tendo sido sujeito a consulta pública nenhuma alteração concreta, considera-se mais prudente manter a situação vigente, sem prejuízo de um diálogo futuro com as entidades envolvidas.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição) “Alteração do ponto 1 do artigo 41.º da proposta o RQS: 1 - A verificação das características do gás natural deve ser feita nos seguintes pontos do SNGN:.....d) <i>Nas redes de transporte onde haja mistura de gases com características diferentes; e) Nas redes de distribuição onde haja mistura de gases com características diferentes, as características do gás resultam da média ponderada pelos volumes das diferentes origens; f) Nos pontos de injeção de gás a monitorização da qualidade deve ser efectuada antes do ponto de injeção.....</i>”</p>	<p>A ERSE considera que a proposta apresentada deve ser alvo de discussão mais alargada com as restantes entidades do setor.</p>

2.9. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL E PRAZOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP - Energias de Portugal, Conselho Consultivo)</p> <p>Ambas as entidades referem que a proposta de RQS altera os indicadores de qualidade de serviço, com uma redução do número de indicadores gerais e um aumento dos indicadores individuais. Consideram que a proposta deveria justificar mais detalhadamente os critérios que levam ao estabelecimento de indicadores individuais para a prestação de informação sobre serviços de ligação à rede e desativação do fornecimento.</p> <p>Adicionalmente, o Conselho Consultivo refere que <i>“Do conhecimento do CC, estes temas não parecem justificar uma atenção tão particular assim, nomeadamente pelo registo pouco significativo de reclamações.”</i></p> <p>Por fim, a EDP Distribuição refere: <i>“A EDP Distribuição considera que os indicadores individuais, a cujo incumprimento está associado o pagamento de uma compensação, devem incidir sobre os serviços considerados mais relevantes em termos de avaliação da qualidade de serviço do ORD. Nesse sentido, considera-se que deve ser reavaliada a introdução dos serviços de ligação e desativações de fornecimento na lista de indicadores individuais.”</i></p>	<p>O número de indicadores gerais e de obrigações individuais não espelha, necessariamente a maior ou menor exigência da regulamentação, podendo ser definidos indicadores gerais que, pelos seus parâmetros, obrigam a uma maior esforço por parte das empresas do que determinadas obrigações individuais.</p> <p>A definição de obrigações individuais nestas matérias procura colmatar as lacunas regulamentares identificadas ao longo dos últimos anos. Recorde-se que a regulamentação tem também como função clarificar questões já identificadas de forma a evitar a ocorrência de conflitos, evidenciados pelo número de reclamações, pelo que aguardar que estas sejam em número significativo antes de procurar preencher os vazios de regulamentação já identificados não se afigura como um caminho avisado. Adicionalmente, dados os níveis de desempenho já demonstrados pelas empresas no tema das ligações às redes, prevê-se um impacte muito pequeno para estas e uma melhoria significativa nos direitos individuais de cada um dos consumidores piores servidos nesta matéria.</p>

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

<p>(Gas Natural Fenosa)</p> <p><i>“De uma forma geral, a GNF [Gas Natural Fenosa] mostra-se contra o estabelecimento de prazos mínimos ou máximos para os agentes no mercado livre (comercializadores) no que diz respeito à sua gestão comercial. Também estamos contra o estabelecimento de penalizações devido ao desrespeito destes prazos. Consideramos que, numa situação de mercado livre, é o mercado que deve valorizar a rapidez, eficiência, preço e qualquer outro valor acrescentado que os diferentes comercializadores disponham. Os prazos devem ser os definidos livremente pelos contratos celebrados.</i></p> <p><i>Consideramos que no caso dos prazos de reposição de serviço, isto é particularmente grave, já que são exageradamente reduzidos, tanto para o comercializador, como para o distribuidor.”</i></p>	<p>O documento justificativo apresentado na consulta pública analisa a experiência de aplicação do RQS atualmente em vigor (desde 2013), demonstrando a necessidade da definição de níveis mínimos para garantir que os direitos essenciais dos consumidores são mantidos.</p>
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“A IBERDROLA entende que faria sentido que todos os indicadores e respetivos padrões existentes vinculassem unicamente os serviços prestados aos clientes sob contrato de adesão, salvaguardando assim a liberdade contratual com os restantes clientes sob condições particulares, que se pressupõe serem clientes informados e cuja relação com o comercializador se afigura mais próxima e com procedimentos de atuação personalizados.”</i></p>	<p>O RQS procura definir níveis mínimos de atuação para que os direitos essenciais dos consumidores sejam mantidos. A proposta apresentada no comentário retiraria aos clientes sob condições particulares a proteção garantida aos clientes sob contrato de adesão.</p>

2.10.REGISTOS DO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
(EDA, EDP Distribuição, Conselho Tarifário)	A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.

2.10. REGISTOS DO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Com o intuito de clarificar o âmbito de responsabilidade de todos os intervenientes, estas entidades consideram que a ERSE deverá rever o conteúdo do Art.º 67. A EDP Distribuição propõe a seguinte redação: <i>“As informações recolhidas por sistemas de registo e medida da qualidade de serviço instalados pelos clientes podem constituir meio de prova nas reclamações, desde que os equipamentos estejam devidamente selados pelo operador de rede, e sujeitos a procedimento de verificação periódica de conformidade dos equipamentos de Qualidade de Onda de Tensão, com a norma IEC 61000-4-30, Classe A, por entidade competente, nos termos da legislação aplicável.”</i></p>	

2.11. DEVER DE INFORMAÇÃO DOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Gás Distribuição) Relativamente ao artigo 44.º do RQS do SE e do GN, <i>“no sentido de completar o âmbito das obrigações de comunicação dos Operadores, propõe-se acrescentar à lista já proposta o ponto “Compensações por incumprimentos, aplicáveis aos clientes de redes de distribuição”.</i>”</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta apresentada tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.12. DEVER DE INFORMAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p>Relativamente ao artigo 45.º: <i>“Considera-se que deverá ser esclarecido qual o formato em que deverá ser prestada a informação (sites, prospectos,...) e os destinatários da mesma (cliente, ERSE,...)”</i>.</p>	<p>O artigo 45.º refere, no n.º 1, que “Os comercializadores têm a obrigação de prestar informação atualizada, designadamente nas suas páginas na internet (...)” donde resulta que o formato é o que for adequado para uso na página de internet de cada comercializador e os destinatários são todos os potenciais utilizadores da página de internet de cada comercializador.</p>

2.13. REPORTE DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Gás Natural Fenosa)</p> <p><i>“A proposta mantém e aumenta a carga administrativa das comercializadoras, bem como a quantidade de reporting que as comercializadoras devem passar à ERSE. Mantém-se também a multiplicidade de relatórios que as comercializadoras são obrigadas a ceder à ERSE.</i></p> <p><i>Estamos de acordo que a atividade de comercialização seja supervisionada pelo regulador para garantir o seu correto funcionamento. De todas as formas, para introduzir eficiência e facilitar a atividade das comercializadoras, sem comprometer os direitos [d]os consumidores, é necessário que sejam revistas todas as obrigações de informação das comercializadoras, de modo a que se eliminem as duplicidades, e se centralize a regulação destas obrigações.</i></p>	<p>A ERSE reconhece as dificuldades apresentadas no comentário e procurará otimizar a receção da informação a enviar pelas entidades no âmbito das diversas temáticas tratadas pela ERSE.</p> <p>No que respeita à sugestão de informar quais os prazos médios para realizar cada operação, a ERSE esclarece que o envio dos dados originais (números totais) e não de médias, permite à ERSE analisar de forma mais dinâmica a informação enviada.</p>

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL E À PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

2.13. REPORTE DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>Acrescentamos ainda que, no que diz respeito a informação a apresentar por parte dos agentes (artigos 70.º, 74.º, 86.º e 89.º do RQS e outros), parece-nos mais útil informar quais os prazos médios para realizar cada operação do que comunicar o somatório de tempos (dias) que transcorrem para realizar uma operação (...)."</i>	
(Galp Gás Natural Distribuição) A empresa sugere que nos relatórios relativos a CFFM se utilize a discriminação por distrito em vez de NUTS III.	Em termos estatísticos a agregação da informação passou a ser feita por NUTS III, pelo que se opta por manter a proposta apresentada.

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
(Enforcesco/YLCE) <i>"Relativamente ao envio de informação da comunicação de leituras, discordamos da introdução da carga administrativa que este procedimento acarreta, sendo que o envio desta informação deveria ser assegurado pelo ORD que detém toda esta informação centralizada."</i>	A redação do documento justificativo não era clara quanto ao facto de a obrigação de reporte da informação relativa à comunicação de leituras se aplicar apenas aos ORD e aos comercializadores que optem por disponibilizar este serviço. No entanto, o RQS proposto é claro quanto a este aspeto, conforme verificável pela leitura do artigo 52.º (Obrigações de registo na comunicação de leituras).

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p>No que respeita ao artigo 52.º: “O registo de leituras por meios que não sejam por atendimento telefónico refere-se apenas a quantidades / período / meio de atendimento ou registo individualizado? Solicita-se esclarecimento sobre este tipo de registo.”</p>	<p>O RQS proposto prevê, no número 2 do artigo 52.º, que as entidades que disponibilizem a comunicação de leituras “devem registar o número de leituras comunicadas, discriminando os meios de atendimento utilizados para tal”, pelo que não é solicitado um registo individualizado e sim o número de leituras comunicadas.</p>
<p>(GALP Gás Natural Distribuição)</p> <p>“A partilha de centros de atendimento, ainda que 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), é nosso entendimento que não permite que o consumidor consiga de forma clara distinguir a partilha de responsabilidades entre as diversas entidades, retirando desta forma a possibilidade do consumidor, de forma clara, identificar qual o comercializador do mercado livre que melhor serve os seus interesses, quando colocados em igualdade de circunstâncias.” Proposta: “Excluir a possibilidade de partilha de centros de atendimento entre ORD e COM de mercado livre.”</p>	<p>O comentário apresentado não refere, de forma fundamentada, as razões que levam a afirmar que a partilha de centros de atendimento não permite que o consumidor consiga identificar qual o comercializador de mercado livre que melhor serve os seus interesses quando colocados em igualdade de circunstâncias.</p>
<p>(EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDP Gás Serviço Universal, EDP Gás Distribuição, Grupo Galp, EDP - Energias de Portugal)</p> <p>Estas entidades referem que no n.º 3 do artigo 48.º é definida a contagem de desistências nas lojas até 20 minutos e ao fim de mais de 20 minutos, e afirmam não ser possível calcular “estes indicadores”. Referem ainda que mesmo contabilizando as senhas não atendidas, não se</p>	<p>A redação do artigo 48.º foi alterada de forma a ser claro que a contagem das desistências com tempos de espera até 20 minutos e superiores a 20 minutos se aplica apenas aos centros de atendimento presenciais selecionados para avaliação nos termos do artigo 47.º, nos quais deve ser</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>conseguir identificar se todas correspondem a desistência, pois alguns clientes tiram várias senhas para um único atendimento, nem é possível contabilizar o tempo até à desistência. Assim, sugerem a retirada das alíneas e) e f) do número 3 do artigo 48.º, bem como a retirada do número 3 do artigo 49.º.</p>	<p>possível contabilizar o tempo de espera de cada senha, logo, deve ser possível contabilizar o tempo de espera também nas situações de desistência, nestes centros.</p> <p>Salienta-se que não é relevante, para a avaliação do desempenho da empresa, se a desistência se deve à ausência do utilizador do serviço ou ao facto de este retirar várias senhas, uma vez que o que é avaliado é o tempo de espera até à chamada da senha.</p>
<p>(Conselho Tarifário – secção GN)</p> <p><i>“(…) da análise do último relatório [da qualidade de serviço] publicado pela ERSE (...) registaram-se desempenhos negativos no que respeita ao indicador de avaliação do atendimento presencial, uma vez que foi ultrapassado, em três centros de atendimento presencial, o tempo médio de espera de 20 minutos. (...) Verifica-se que em 2015 a percentagem global de atendimentos monitorizados não atingiu 40% do total dos atendimentos, tal como exige o RQS.”</i></p>	<p>Não sendo um comentário relativo à proposta de RQS, importa, ainda assim, clarificar dois aspetos relativamente a estas observações:</p> <p>1) O atual indicador de avaliação do atendimento presencial não é o tempo médio mas sim a percentagem de atendimentos com tempo de espera inferior a 20 minutos. O RQS não fixa um padrão para este indicador. Os 20 minutos não são o padrão a cumprir, pelo que um centro com um tempo médio de espera superior a 20 minutos não está em incumprimento.</p> <p>2) O RQS não exige que a percentagem global de atendimentos monitorizados seja superior a 40%. Cada</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	<p>empresa deve, em cada ano, selecionar os centros de atendimento que, no ano anterior, tenham representado pelo menos 40% do número total de atendimentos. Se em 2015 a percentagem global de atendimentos monitorizados não atingiu 40% do total dos atendimentos, isso significa apenas que para 2016 teriam de ser selecionados, globalmente, mais centros, até perfazerem o equivalente a 40% dos atendimentos em 2015. Trata-se de uma forma de definir quais os centros a serem monitorizados no ano seguinte e não um padrão que tem de ser cumprido.</p>
<p>(GALP Gás Natural Distribuição) <i>“Relativamente ao cálculo do indicador tempo de espera no Atendimento Presencial, é proposto que sejam descontados os atendimentos com tempo de espera inferior a 20 minutos. Na prática, uma desistência só pode ser identificada no momento do atendimento. Isto é, só quando se chama a senha é que é possível “marcar” o potencial atendimento como uma “desistência”, não sendo possível avaliar se esta ocorreu antes ou depois de 20 minutos de espera. Ou seja, presentemente os sistemas de gestão de filas de espera não permitem manter um registo automatizado e aditável das desistências</i></p>	<p>O RQS proposto define, no n.º 4 do artigo 49.º, que “O tempo de espera corresponde ao intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento (...)”. Assim, o tempo de espera é sempre definido pelo momento em que o atendedor chama a senha (início do atendimento) e não pelo momento em que o utente desiste, pelo que a questão apresentada no comentário não se coloca.</p>
<p>(Conselho Consultivo) <i>“O CC anota que a proposta mantém a possibilidade dos grupos integrados manterem centros de atendimento partilhados, o que, entre outros inconvenientes, poderá levar a que os</i></p>	<p>O comentário refere que existem outros inconvenientes resultantes da possibilidade de entidades (não necessariamente grupos integrados) otimizarem os seus</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>indicadores associados a esses centros sejam únicos, no caso das entidades que estejam isentas da separação de atividades, não permitindo uma correta identificação da qualidade de serviço por atividade, nomeadamente distribuição e comercialização.</i></p> <p><i>Atendendo a que o processo de liberalização e unbundling tem já alguns anos e se tem vindo a consolidar progressivamente, o CC recomenda que este assunto seja especialmente analisado no âmbito da aprovação das medidas de diferenciação de imagem previstas no Regulamento de Relações Comerciais, de modo a garantir a transparência para o cliente do serviço/empresa a que se estão a dirigir, devendo o RQS incorporar as disposições que permitam a rastreabilidade do cumprimento destas exigências de separação.”</i></p>	<p>custos através da partilha de centros de atendimento presencial (por exemplo, nas lojas do cidadão), no entanto não os concretiza. A monitorização do atendimento presencial implica custos que podem ser significativos para as empresas, razão pela qual a ERSE permite que a avaliação incida sobre o centro de atendimento e não obrigatoriamente sobre cada uma das empresas presentes nesse centro. A ERSE não deixará, contudo, de acompanhar o desenvolvimento desta situação, sempre tendo também em consideração as recomendações relativas aos custos para as empresas. O comentário não clarifica a razão pela qual considera que o cumprimento das medidas de diferenciação de imagem preconizadas no RRC deve ser rastreado através de disposições no RQS.</p>
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>No que concerne à classificação dos atendimentos por setor, a proposta de revisão vai no sentido de se apresentar os atendimentos desagregados numa lógica setorial (eletricidade, gás natural, dual e outros). Atendendo aos princípios gerais da qualidade de serviço, entende-se que o que deve ser perscrutado é o motivo que originou a necessidade de atendimento e não tanto a que setor se refere. Neste quadro, a Galp Power entende que deve prevalecer uma lógica de atendimento centrada no Cliente, ao invés de classificação baseada</i></p>	<p>A informação solicitada pela ERSE não serve apenas para o cálculo dos indicadores mas também para a caracterização e monitorização dos setores elétrico e do gás natural. Importa clarificar que atualmente não é feita uma classificação do atendimento presencial por motivo de contacto, ao contrário do referido no comentário. No entanto, a ERSE toma boa nota</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>no produto/serviço contratado, uma vez que não se vislumbra claramente qual o valor acrescentado que uma classificação baseada em produto/serviço contratado possa trazer à noção de Qualidade de Serviço prestada. (...) Em conclusão, a Galp sugere que se mantenham a classificação atual, por motivo de contacto, ao invés de a passar para produto.”</i></p>	<p>da sugestão de recolha desta informação adicional, e irá tê-la em conta em futuras revisões regulamentares.</p>
<p>(EDP Gás Serviço Universal, EDP Serviço Universal, EDP - Energias de Portugal)</p> <p>Estas entidades constataam que volta a ser reposto o padrão no atendimento telefónico e entendem que tal não se justifica, já que a qualidade deste serviço não foi negativamente influenciada pela ausência de padrão. Adicionalmente, referem entender que a haver padrão este deverá corresponder a um valor que permita uma diferenciação entre comercializadores.</p>	<p>O RQS proposto define níveis mínimos de atuação por parte das empresas. Como referido no documento justificativo, 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%). Porém, algumas empresas, com dimensão relevante, 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.</p>
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>No que respeita ao atendimento telefónico para comunicação de leituras, propõe-se [é proposto no RQS] que seja incluída na lista de informação trimestral a enviar à ERSE, toda a informação relativa à comunicação de leituras, nomeadamente os diversos canais através dos quais esta pode ocorrer (IVR, email, telefonicamente para operador, presencial e formulário).</i></p>	<p>A ERSE recorda que para um conhecimento global da qualidade de serviço importa ter informação quantitativa, mesmo que diminuta, sobre os diversos meios através dos quais a prestação de serviços aos clientes é realizada. Só assim se poderá decidir que é mais útil, por exemplo, procurar</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Da redação do documento justificativo, interpreta-se que os dados deverão ainda ser discriminados por canal de comunicação e por nível de sucesso ou insucesso. Enquanto as leituras registadas através do canal IVR são facilmente monitorizadas e auditadas, o mesmo já não sucede para os outros canais referidos no documento justificativo. Com efeito, a monitorização dos contactos telefónicos para registo de leituras em canais que não o IVR, poderá implicar encargos para os comercializadores, sem que, para além do efeito estatístico, se antevêjam mais-valias ou valor acrescentado em termos de Qualidade de Serviço, na medida em que as volumetrias de contactos exclusivamente para comunicação de leituras realizadas através destes canais são relativamente reduzidas quando comparadas com a utilização do IVR. (...) uma vez, que o canal IVR é o canal selecionado por excelência para comunicação de leituras, consideramos mais relevante o foco na promoção deste canal de comunicação de leitura, através da maximização da taxa de sucesso nas leituras comunicadas por IVR.</i></p> <p><i>Por outro lado, importa clarificar se as obrigações de reporte se aplicam apenas aos contactos recebidos exclusivamente para comunicação de leitura. Ou seja, se a leitura for registada no âmbito de um pedido/reclamação sobre a fatura esta não é considerada para efeitos deste reporte.</i></p> <p><i>(...) Por fim, importa esclarecer como devem ser contabilizadas as comunicações de leitura em contratos dual e em contratos de eletricidade com contadores com discriminação multihorária. (...)"</i></p>	<p>melhorar o sucesso nas leituras comunicadas por IVR ou optar por apostar nos meios alternativos.</p> <p>A ERSE salienta que, independentemente da interpretação que possa ser dada ao conteúdo do documento justificativo, a regulamentação proposta é a que consta do articulado do RQS proposto. Neste é referido, no artigo 52.º, que 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 o número de chamadas recebidas para comunicação de leituras, o número total de leituras comunicadas e o número de leituras comunicadas automaticamente. Além disso, as entidades que disponibilizem a comunicação de leituras através dos restantes meios de atendimento (presencial, escrito, etc.) devem registar o número de leituras comunicadas, discriminando os meios de atendimento utilizados para tal. Assim, não se preconiza qualquer discriminação por nível de sucesso ou insucesso no reporte das leituras recebidas através dos meios alternativos. Adicionalmente, face ao exposto, clarifica-se que as obrigações de reporte referidas se aplicam apenas aos contactos cujo intuito principal é a comunicação de leitura.</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	<p>A definição de “Leitura” proposta no RQS: “valor, <u>ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa</u>, 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”, é clara quanto à questão da discriminação multihorária. No entanto, o comentário apresentado alertou para a necessidade da definição ser mais clara quanto aos contratos duais, pelo que se alterou a definição da seguinte forma: “Leitura – valor, <u>ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa, referente ao consumo de eletricidade ou ao consumo de gás natural</u> de um cliente, obtido por leitura direta do operador da rede ou comunicado pelo cliente ou pelo seu comercializador, que permita a faturação completa”. Assim, nos contratos duais, o valor referente ao consumo de eletricidade constitui uma leitura e o valor referente ao consumo de gás natural constitui outra leitura.</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal) <i>“Propõe-se a fusão das alíneas b) e c) do n.º 1 [do artigo 51.º], i.e., a comunicação de avarias e emergências, para as entidades que atuem no setor elétrico e no setor do gás natural.”</i></p>	<p>A ERSE vê vantagens, nomeadamente ao nível da clareza na interpretação da regulamentação, na manutenção da separação entre a comunicação de avarias – setor elétrico – e na comunicação de avarias e emergências – no setor do gás</p>

2.14. MEIOS DE ATENDIMENTO, ATENDIMENTO PRESENCIAL E ATENDIMENTO TELEFÓNICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	natural – uma vez que no setor elétrico não se aplica a situação de emergência como se aplica no setor do gás natural.

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(AGN) <i>“ (...) deve manter-se o nível de exigência de qualidade já alcançado no sector do GN, por exemplo no que se refere ao limiar do cumprimento de 98% do prazo de 15 dias para resposta aos pedidos de informação.”</i></p>	<p>O padrão de 98% referido é aplicável, atualmente, apenas aos ORD do setor do gás natural. Para todos os comercializadores, de ambos os setores, e para os ORD do setor elétrico, o padrão é de 90%. O regulamento proposto procura definir níveis mínimos de qualidade de serviço e harmonizar as obrigações que são semelhantes para as diversas entidades, podendo as empresas manter ou melhorar o seu desempenho desde que cumpram o padrão.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição) <i>“(…) a preocupação da GGND ao verificar que existe uma aproximação forçada de padrões de qualidade de serviço entre o SNGN e o SEN, que poderá prejudicar a perceção de qualidade deste último. A título de exemplo mais evidente, nota-se que os ORDs da GGND têm consistentemente cumprido o Padrão para o Indicador “Resposta a Pedidos de Informação” (fixado em 98%), sendo que a proposta da ERSE o reduz a 90% (o estabelecido para o SEN).</i></p>	

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>A GGND expressa assim, que deverão ser mantidos os padrões de qualidade de serviço historicamente alcançados nos dois sistemas, o que permitirá manter e evidenciar o esforço na contínua melhoria de qualidade de serviço colocado pelos stakeholders do SNGN e pelos ORDs em particular, com o que se contribuirá para a diferenciação positiva e consequentemente para a promoção do gás natural em Portugal.” A Galp Gás Natural Distribuição propõe que o padrão para o indicador relativo à resposta a pedidos de informação seja de 98% para todos os ORD e comercializadores de ambos os setores.</p>	
<p>(Tagusgás)</p> <p>“Numa altura em que o gás natural tenta consolidar o seu espaço no mercado de energia, entendemos que seria adequado manter os padrões de qualidade. (...) A Tagusgás entende que, para conquistar o seu espaço no mercado, o gás natural não pode ver revistos em baixa os padrões de qualidade que atingiu nos últimos anos. (...)”</p>	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“(…) São propostas revisões dos objetivos de alguns indicadores, que parecem não atender às especificidades de cada setor: por ex. no SNGN os Pedidos de Informação passariam de um limiar de cumprimento do prazo de 15 dias de resposta de 98% para 90%. Os objetivos de aproximação da qualidade dos dois setores devem atender à realidade histórica de ambos, nem sendo reduzidos desnecessariamente padrões hoje consolidados, nem impondo melhorias instantâneas inalcançáveis. Nesta questão, o CC considera a proposta menos adequada, devendo a aprovação atender à prática e resultados verificados em cada setor.”</p>	

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“De forma a garantir a harmonização no reporte e tratamento de reclamações, propõe-se que o conceito seja delimitado às manifestações escritas dos clientes. Tanto mais que surgiram novos canais para o efeito, nomeadamente o LRO (Livro de Reclamações Online) que permite aos consumidores efectuarem reclamações sem deslocação.”</i> Proposta: <i>“Consideram-se reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas, que sejam apresentados no formato escrito, independentemente do canal utilizado.”</i></p>	<p>Os atuais canais já permitem aos consumidores efetuarem reclamações sem deslocação pelo que não é clara a relevância deste aspeto.</p> <p>A ERSE não vê razão para impedir que possam ser registadas reclamações (e respetivas respostas), através, por exemplo, da gravação, devidamente autorizada, de chamada telefónica.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Na[s] situações em que o tratamento de reclamações e pedidos de informação exijam a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre comercializadores e operadores de redes parece não fazer muito sentido existirem custos de negociação com vários comercializadores/vários ORD, correndo o risco de se chegar a acordos diferentes, portanto de difícil gestão, pelo que é de todo conveniente que se estabeleçam estes princípios/prazos em sede das cláusulas gerais dos contratos de uso das redes. Na nossa opinião, dado que os ORD por norma terão de ir ao terreno, a nossa proposta é dos 15 dias úteis, 10 sejam disponibilizados aos ORD.”</i> <i>“Solicitamos que a definição dos prazos que cada entidade dispõe para tratar reclamações e pedidos de informação, que exigem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre comercializadores e operadores de redes, seja estabelecido nas cláusulas gerais dos contratos de uso das redes.”</i></p>	<p>Já é referido no n.º 3 do artigo 59.º o respeito pelo estabelecido nos contratos de uso das redes.</p> <p>Os 15 dias aplicam-se, para os ORD, às reclamações feitas diretamente pelos reclamantes aos seus serviços, não a esclarecimentos solicitados por comercializadores na sequência de reclamações recebidas por estes. Devem, contudo, colaborar para que os comercializadores possam responder o mais brevemente possível. Em caso de atraso dos ORD na resposta aos esclarecimentos solicitados pelos comercializadores, estes podem sempre enviar uma</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p><i>“De acordo com o previsto no n.º 3 [do artigo 59.º], as respostas a reclamações que impliquem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre os comercializadores e ORD, devem assegurar o cumprimento do prazo máximo de 15 dias úteis ou[,] se ficar definido no contrato[,] um prazo inferior.</i></p> <p><i>Coloca-se a questão que se as respostas têm de ser dadas em 15 dias úteis e o comercializador envia um pedido ao ORD já fora do prazo regulamentar, com que data o ORD o regista, não obstante o definido nos contratos? A quem é atribuída a responsabilidade pela compensação?</i></p> <p><i>A EDP considera que, nestes casos, deveria existir uma responsabilidade partilhada.”</i></p>	<p>comunicação intercalar ao reclamante apresentando o motivo para o atraso na resposta.</p>
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“(…) considera que uma reclamação exposta pelo cliente junto do comercializador deverá ser tratada como reclamação em todo o processo, ainda que esta necessite de resposta por parte do ORD. Tal como a ERSE refere, tanto a legislação comunitária como a legislação nacional dedicam especial atenção às reclamações que merecem um compromisso individual entre cada empresa e o reclamante, por contraponto aos pedidos de informação que correspondem a um compromisso da entidade com o conjunto das pessoas que solicitam informação. Neste sentido, consideramos que a manutenção deste compromisso entre a empresa e o reclamante durante todo o processo só poderá verdadeiramente ter lugar no caso de ambas as entidades, Comercializador e ORD, tratarem a questão como uma reclamação.</i></p>	

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Outra questão distinta é como a ERSE fará a sua contabilização. Uma solução simples e prática seria a segmentação, por parte dos comercializadores, do número de reclamações que foram encaminhadas ao ORD.”</i></p>	
<p>(Galp Gás Natural Distribuição) Relativamente ao artigo 64.º - “Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição”: <i>“Apesar do prazo ser o mesmo, 15 dias [úteis], neste enquadramento não parece ser totalmente coerente com o prazo mencionado no âmbito do artigo 59.º, ponto 1 da proposta de RQS. Neste último caso, que se supõe seja uma regra transversal, define 15 dias úteis para responder a reclamações, sendo que para esta tipificação de reclamação concreta (reclamação sobre medição), parece ser algo diferente, aparentemente aquele prazo é apenas para agendar visita combinada. Vemos vantagem que este indicador seja efetivamente transversal a todos os tipos de reclamações, desde logo para que os processos sejam os mesmos e com isso minimizar erros. Ou seja[,] é importante que para aquele prazo seja estabelecida uma etapa/momento em que haja resposta e fecho também deste tipo de reclamações. Isto, naturalmente, sem prejuízo de se cumprir a segunda etapa (se aplicável) de envio da documentação prevista no ponto 5 do artigo 64.º. Neste enquadramento, vimos propor que, para efeitos de avaliação de desempenho, a reclamação se considere tratada com a realização da visita combinada para verificação do funcionamento do equipamento e transmitida ao cliente a informação sobre essa visita.”</i> Proposta: <i>“Alteração do texto (ponto 3 do artigo 64.º): «3 – O operador de rede deve, no prazo de 15 dias úteis após a apresentação</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário e alterou o articulado tendo em conta a sugestão apresentada.</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>da reclamação, acordar e realizar visita combinada para verificar o funcionamento do equipamento de medição, e responder à reclamação.”</p>	
<p>(Conselho Tarifário – secção GN)</p> <p>“ (...) considera-se importante que haja uma separação clara entre as reclamações do setor de energia elétrica, do setor do gás natural e das opções duais. Só separando os indicadores se poderá ter a percepção efetiva da qualidade de serviço prestada num determinado setor.”</p> <p>“A revisão do regulamento recomenda a discriminação de reclamações entre atividades de transporte e de Gestor Técnico e Global do Sistema (GTG). Neste quadro e no sentido de simplificar o tratamento da informação, o CT não pode deixar de recomendar a manutenção de um único ponto de contacto que tem evidenciado vantagens para os agentes de mercado. De facto, não deve exigir-se que o utilizador/cliente ou consumidor consiga classificar a sua questão entre uma responsabilidade do GTG, ou uma responsabilidade de um dos operadores de alta-pressão que este representa no seu relacionamento no quadro da sua atividade e dos regulamentos em vigor.”</p>	<p>A sugestão referente à separação do registo de reclamações entre setores foi acolhida tendo sido alterado o artigo 62.º para que a informação relativa às reclamações seja discriminada conforme sugerido.</p> <p>No que respeita à questão relacionada com os operadores de redes de transporte, o RQS proposto exige a estes operadores que realizem a discriminação da informação relacionada com reclamações aquando do registo da informação, pelo que não está prevista, nem o RQS proposto o sugere ou menciona, qualquer obrigação de ser o reclamante a realizar essa discriminação.</p>
<p>(Endesa)</p> <p>Definição da reclamação e pedido de informação: “Nos pontos 2 e 3 do artigo 56 da proposta de revisão do RQS definem os conceitos de ‘reclamação’ e ‘pedido de informação’. No entanto, nós acreditamos que é necessário que estes conceitos sejam mais claramente definidos porque a sua definição não é totalmente concreta e deixa em aberto uma possível interpretação pelas comercializadoras.”</p>	<p>Não resulta claro do comentário em que medida poderia a definição de reclamação proposta no RQS poderia ser mais clara ou mais concreta uma vez que não é apresentada qualquer alternativa ou apontada uma possível interpretação errónea. Assim, manteve-se a redação proposta.</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“Uma vez que podem ser efetuadas reclamações por entidades que não sejam clientes ou sequer requerentes de uma ligação à rede, a EDP Distribuição entende ser relevante ser definida uma forma de pagamento de compensações a essas entidades.</i></p>	<p>A ERSE concorda com a necessidade salientada no comentário, tendo introduzido no articulado que sempre que haja lugar ao pagamento de compensações a um reclamante que não seja cliente, o comercializador deve informar o reclamante do direito de compensação e dos procedimentos que deve seguir para receber o valor da compensação. Parece ser mais adequado, uma vez que as empresas têm um melhor conhecimento dos seus próprios procedimentos, e perfeitamente possível, que sejam as empresas a encontrar a melhor forma de cumprir com esta obrigação regulamentar.</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p>Em relação ao artigo 61.º: <i>“No caso particular das reclamações considera-se que o pagamento de uma compensação é sempre devido em caso de incumprimento. Solicita-se clarificação quanto a reclamações veiculadas por outros que não os próprios clientes (por exemplo, herdeiros, entidades, entre outros).”</i></p>	
<p>(Energia Simples)</p> <p><i>“Uma das novidades, que nos agrada em particular, é o facto de as comercializadoras passarem a poder realizar reclamações junto da ERSE, relativamente a situações de discordância ou falta de resposta por parte, por exemplo, do ORD. Carece de concretização o meio pelo qual devem ser feitas reclamações, com a garantia de supervisão da ERSE. Sugerimos a criação de uma plataforma/meio eletrónico similar ao portal do consumidor, onde estes podem efetuar as suas reclamações e pedidos de informação com a segurança de que a ERSE intermediará o processo em causa.</i></p>	<p>Não consta do articulado proposto qualquer referência ao assunto mencionado no comentário.</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“(…) Apesar de ser reconhecida a importância da definição de standards mínimos de qualidade para assegurar níveis adequados de qualidade de serviço, considera-se que determinados prazos, ao serem regulamentados, poderão limitar a capacidade de diferenciação concorrencial entre agentes do setor nas suas ofertas comerciais. De acordo com o articulado vigente, o prazo de resposta a reclamações é estabelecido contratualmente entre os comercializadores e os seus clientes. Com vista à diferenciação das propostas, a IBERDROLA sugere que se equacione a manutenção do clausulado. No que se refere às compensações por incumprimento do prazo de resposta a reclamações a IBERDROLA considera que este é também um fator distintivo de concorrência e valorizado de forma diferente pelos clientes, pelo que deverá ser concordado contratualmente com os mesmos, garantindo dessa forma ao comercializador a capacidade de inovação e diferenciação da sua proposta de valor para o cliente.”</i></p>	<p>O documento justificativo apresenta os motivos pelos quais a ERSE considera que a definição de prazos máximos de resposta a reclamações e a definição de valores mínimos de compensação são essenciais para garantir, na prática, o cumprimento de níveis mínimos de desempenho por parte das empresas. Os limites agora definidos mantêm margem para a diferenciação entre comercializadores.</p>
<p>(DECO)</p> <p><i>“No que toca às reclamações, é proposto o estabelecimento de compensações mínimas obrigatórias e prazo de resposta de 15 dias úteis, para os comercializadores do mercado livre, o que desde já saudamos, pois estabelece novos níveis mínimos de exigência nesta matéria, tao importante para a salvaguarda dos direitos dos consumidores. No entanto, entendemos que a implementação destas novas medidas deverá ser acompanhada de uma campanha informativa junto dos consumidores, para que estes conheçam os seus direitos neste âmbito.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão apresentada e irá tê-la em conta.</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(…) O CC nota ainda a recente publicação do Decreto-Lei nº 74/2017, de 21 de junho, que introduziu alterações ao Decreto-Lei nº 156/2005, de 15 de setembro, uniformizando o processo de receção, tratamento e seguimento das reclamações registada nos Livros de Reclamações, tanto no formato físico como no eletrónico (criação do Portal Único de Reclamações), recomendando assim a sua consideração na fixação do texto aprovado do RQS, o que na versão da proposta não se observa.”</i></p>	<p>Os comentários não esclarecem as razões que levam a considerar que a legislação referida não foi tida em conta ou quais os aspetos concretos que devem ser considerados especificamente no RQS e tendo em conta a natureza desta regulamentação.</p>
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“A Galp nota ainda a recente publicação do Decreto-Lei nº 74/2017, de 21 de Junho, que introduziu alterações ao Decreto-Lei nº156/2005, de 15 de setembro, uniformizando o processo de receção, tratamento e seguimento das reclamações registada nos Livros de Reclamações, tanto no formato físico como no eletrónico (criação do Portal Único de Reclamações).</i></p> <p><i>Dado a gestão e tratamento de reclamações ser questão especialmente relevante nos procedimentos de qualidade de serviço, sugere-se que na aprovação do texto do RQS, esta questão seja adequadamente endereçada, sob pena de se perder a oportunidade de compatibilização da regulamentação agora revista com os desenvolvimentos legislativos mais recentes.”</i></p>	
<p>(EDP Distribuição)</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão apresentada, tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.15. PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Relativamente aos n.º 4, 5, 6 e 7 do artigo 65.º do RQS do SE e do GN, “propõe-se a presente alteração, de modo a garantir uniformização com os conteúdos do Proc. n.º 9 do MPQS.”</p> <p>A proposta de alteração apresentada é:” 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 complementares, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação. 5 - Previamente à realização das medições complementares o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter de suportar. 6 - Após a finalização das medições complementares consideradas necessárias, o operador de rede deve comunicar ao cliente, preferencialmente através do respetivo comercializador, os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação. 7 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações são publicados pela ERSE no MPQS.”</p>	
<p>(Endesa)</p> <p>“(…) é necessário definir especificamente a interação entre a comercializadora e o distribuidor no que respeita à gestão destas reclamações [relativas ao funcionamento de equipamento de medição, qualidade de energia elétrica e características do fornecimento do gás natural] (procedimentos, prazos aplicáveis, etc.), além de definir o formato e o meio de transmissão para todos os distribuidores de gás e eletricidade. (...) também é considerada necessária uma forma padronizada de regular o registo das reclamações (...).</p>	<p>O RQS define as obrigações, cabe aos agentes implementarem os meios e procedimentos que se adequem às suas características, de forma a dar cumprimento a estas obrigações.</p>

2.16. SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p><i>“(...) A proposta de RQS em discussão pública introduz uma nova compensação associada ao não cumprimento do prazo para ligações às redes de distribuição. Tendo o CT conhecimento, através da ERSE, da inexistência de litigância significativa neste domínio, pode admitir que esta alteração se prenda com a vontade regulatória de definir compensações em todos os domínios da atividade técnica-comercial dos ORD. Não obstante, e tendo a ERSE poderes e meios de análise em caso de eventual litigância, o CT não considera completamente fundamentada a introdução desta compensação, pelo que aconselha que a mesma seja reponderada.”</i></p>	<p>A definição de indicadores gerais e de obrigações individuais não espelha, necessariamente a maior ou menor de um determinado tema de forma global, podendo ser definidos indicadores gerais que, pelos seus parâmetros, obrigam a uma maior esforço por parte das empresas do que determinadas obrigações individuais.</p> <p>A definição de obrigações individuais nesta matéria procura colmatar as lacunas regulamentares identificadas ao longo dos últimos anos. Recorde-se que a regulamentação tem também como função clarificar questões já identificadas de forma a evitar a ocorrência de conflitos, evidenciados pelo número de reclamações, pelo que aguardar que estas sejam em número significativo antes de procurar preencher os vazios de regulamentação já identificados não se afigura como um caminho avisado. Adicionalmente, dados os níveis de desempenho já demonstrados pelas empresas no tema das ligações às redes, prevê-se um impacte muito pequeno para estas e uma melhoria significativa nos direitos individuais de cada um dos consumidores piores servidos nesta matéria.</p>

2.16. SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Tendo em conta que por ligação à rede se julga tratar-se da construção do ramal, mas tendo em conta que esta atividade é efetuada sem necessi[d]ade da presença do requisitante da ligação à rede, surge a dúvida a [sic] que atividades a proposta de RQS se refere quando referencia visitas combinadas neste âmbito. Referem-se a atividades que os ORD podem efetuar nas instalações dos requisitantes antes de serem abastecidos? Se assim for, tratar-se-á das atividades:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - infraestrutura[r]ação dos imóveis - Abastecimento de edifícios habitacionais (segmento novo)? <p><i>Há outras? Quais?</i></p> <p><i>Relativamente a estas possibilidades, damos nota dos seguintes aspetos que deveremos ter presente que demonstram/evidenciam a pouca adaptabilidade operacional ao conceito:</i></p> <p><i>[A]. A obra começa no dia 1 e prolonga-se pelo dia 2 e 3, em simultâneo nos fogos e nas partes comuns (instalação colectiva) e estas intervenções apenas fecham no final do dia 3. Só podem fechar (dia 1 furações no prédio e nas habitações e início da coluna, dia 2 execução da tubagem em 75% dos fogos e dia 3 conclusão das tubagens em 25% das frações e pinturas). As O/S são agendadas no dia 1 (furações em todos os fogos) e deixadas em tratamento até ao final do dia 3?</i></p> <p><i>[B]. O cliente agenda para as 10:00, mas por motivos imprevisíveis só aparece às 12:30 (equipa começa a fazer a obra do vizinho... e [se] essa só estiver agendada para [sic] das 14:00 às 16:00? Apesar do vizinho estar em casa... espera na rua pelas 14:00?)... ainda antes</i></p>	<p>O RQS proposto define (artigo 71.º, número 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.” Esta definição é clara e permite considerar como visita combinada as atividades que cumpram os requisitos nela definidos (deslocação do ORD ao local, necessária a presença do cliente ou requisitante e acordo de um intervalo de tempo para o início das ações a realizar), independentemente da natureza da ação a realizar.</p> <p>Em relação à situação [A] descrita no comentário, não é clara a relevância para a aplicação das obrigações relativas a visitas combinadas ou serviços de ligação, do momento em que são fechadas as ordens de serviço referidas.</p> <p>Na situação [B], os clientes devem agendar, de acordo com o RQS proposto, não para uma hora certa mas sim para um intervalo de (no máximo) 2h30. O RQS proposto também prevê que o cliente seja alertado para o facto de que se não estiver presente quando o ORD comparecer, dentro do intervalo</p>

2.16. SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>de ter GN ou condições para o ter... leva logo com uma penalização de 20€?... O mais provável é desistir com tamanho cartão de boas vindas... E se essa angariação comprometer a adesão mínima do prédio? Fica a infraestrutura do prédio cancelada?</i></p> <p><i>[C]. A obra é iniciada no dia 1 e o cliente porque deseja a instalação embutida em determinado troço fica com a responsabilidade de contratar esse serviço. O serviço de abertura de roços só é possível de concretizar no dia 10. Quando é que esta visita termina? Apenas no dia 10? De facto surgem inúmeras dificuldades se for implementada a ideia da visita combinada nestas atividades, pelo que pedimos a reanálise desta situação."</i></p> <p><i>Proposta: "Definir quais as atividades que devem ser consideradas visitas combinadas no âmbito da ligação às redes."</i></p>	<p>combinado, então o cliente estará em falta e terá de pagar uma compensação. As situações referidas de vizinhos à espera enquanto outros vizinhos não chegam, não diferem do que já sucede atualmente em qualquer outra situação que envolva uma visita combinada, e certamente que as empresas atualmente já aplicam o RQS em vigor e lidam com essas situações adequadamente. A situação referida de comprometimento da adesão mínima do prédio também é semelhante a qualquer outra situação em que o cliente muda de ideia, seja por que ficou desagradado com qualquer atitude do comercializador ou do ORD, ou seja por que motivo for, e desiste da adesão, pelo que não é clara qual a relação desta descrição com a regulamentação proposta.</p> <p>Na situação [C], não é clara a relevância do momento de término da visita combinada, quando a regulamentação proposta incide apenas na marcação da visita e no seu início.</p>

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(AGN) <i>“(...) devem ser distintos os tempos previstos para a ativação de fornecimento nos casos dos contratos dual, por se tratar de operações diferentes e que exigem coordenação, do mesmo modo que este indicador individual na avaliação da qualidade de serviço não parece justificar-se no caso de instalações dos grandes clientes.”</i></p>	<p>É precisamente nos contratos duais que se afigura mais importante a coordenação entre entidades de forma a minimizar a perturbação para os clientes e reduzir a conflitualidade. Não é claro no comentário por que razão serem operações diferentes impede que sejam agendadas em simultâneo. Ainda assim, o proposto no articulado não impede a marcação das ativações em momentos diferentes.</p> <p>Não resulta claro do comentário a razão pela qual não parece justificar-se a definição de obrigações individuais especificamente para os grandes clientes.</p>
<p>(Endesa) <i>“(...) O ponto 1 do artigo 69 da proposta de revisão do RQS prevê que as comercializadoras têm de comunicar aos operadores de redes as solicitações para a realização (...) de altas diretas [ativações de fornecimento] (...) até ao final do dia útil seguinte após a solicitação. (...) este período de comunicação é muito curto e não nos deixa margem de manobra para efetuar validações, o controlo de qualidade, os processos internos e as remessas de documentação antes de comunicar ao distribuidor a solicitação. Por isso propomos o prolongamento do período para efetuar a comunicação ao distribuidor.”</i></p>	<p>As obrigações relativas às ativações de fornecimento foram revistas, passando a incidir especificamente nas ações a realizar pelos ORD. Também foram resolvidas as discrepâncias encontradas entre o proposto no RQS e no RRC.</p>
<p>(ENFORCESCO/YLCE)</p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“(…) pensamos haver matéria tratada nos dois documentos [RRC e RQS] que alegadamente divergem nos seus conteúdos, quando abordados temas similares, a título de exemplo tempos para ativação de fornecimentos, tempos para desativação e agendamentos.”</i></p> <p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Artigo 69.º, ponto 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.» Daqui não decorre claro que esteja compatível com a prática atual. Na verdade o processo de solicitação está automatizado e dividido em duas etapas principais:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Solicitação inicial - Em que o COM anuncia o pedido (por via do GPMC), o ORD efectua validações várias e depois disponibiliza ao COM para agendar com o seu cliente. Para isso o ORD disponibiliza uma ferramenta de agendamento (portal de agendamento);</i> <i>– Agendamento - É portanto nesta segunda etapa que o COM efectua o agendamento, em acordo com o cliente. O COM pode fazer esta et[a]pa em dois dias, após o qual, se não o fizer, o processo é anulado.</i> <p><i>Portanto apenas quando é efectuado o agendamento é que a solicitação fica definida enquanto visita combinada, podendo demorar até dois dias úteis. Neste enquadramento pedimos que enquadrem/ajustem o prazo que a proposta de RQS estabelece (de 1 dia).”</i></p>	
<p>(EDP Distribuição)</p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“A EDP Distribuição propõe que a redação do RQS clarifique que o prazo de 3 dias úteis seja contado a partir da data em que o comercializador efetua o agendamento da ativação de fornecimento.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição alerta para a dificuldade de aplicação deste indicador às instalações em MT e AT. Com efeito, as especificidades das ligações às redes em MT e AT (exigência de licença e protocolo de exploração, realização de ensaios de proteções, etc.) podem não ter sido avaliadas pelo comercializador aquando da celebração do contrato comercial, o que pode inviabilizar o cumprimento do prazo estabelecido. Pelas razões indicadas, a EDP Distribuição propõe que este indicador individual se aplique exclusivamente a ativações em BT que envolvam ações simples por parte do ORD.”</i></p> <p><i>“A EDP distribuição entende que por razões de segurança e certeza jurídicas, nomeadamente de cumprimento do prazo de ativação de 3 dias [úteis], seria desejável clarificar o que se entende por “ações simples de ativação”, conforme era feito no n.º 7 do artigo 50.º do RQS ainda vigente (naquele artigo consideravam-se como ações simples a religação de órgãos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna).</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário efetuado, tendo alterado o RQS em conformidade.</p> <p>No que respeita à questão da definição de “ações simples”, o RQS proposto inclui uma definição das referidas ações (artigo 3.º, n.º 2, alínea b)).</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Artigo 69.º, ponto 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 a 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</i></p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis desde o momento da sua solicitação ao comercializador.» Sobre este aspeto, a realidade atual é que é o COM que agenda os serviços em agenda disponibilizada pelo ORD (em ferramenta para o efeito – portal de agendamento) nos 3 dias úteis seguintes à data do pedido – neste sentido o ORD não pode «...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...»! Quem pode garantir é o COM, uma vez que é ele que agenda. A responsabilidade do ORD é exclusivamente disponibilizar agenda livre para o COM agendar – aliás em bom rigor até pode agendar para depois dos 3 dias!”</i></p>	
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p><i>“No n.º 1 [do artigo 69.º], encontra-se previsto que, «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.» A ativação do fornecimento que exige maior celeridade nos processos comerciais é a ativação de novos contratos, facto que deveria igualmente estar previsto no artigo 143.º do RRC. De salientar que a articulação do comercializador é efetuada através do OLMC que não surge referido no presente artigo 69.º. Por último, cumpre ser clarificado quais são os dois momentos que determinam o intervalo de tempo proposto de 1 (um) dia útil.”</i></p>	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(...) o CC assinala que a proposta de RQS alarga a aplicação deste indicador a todos os tipos de fornecimento, incluindo as instalações de grandes clientes. Contudo, pela especificidade</i></p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>das questões associadas a este tipo de consumidores, em que estas operações estão frequentemente ligadas ao início de atividade, ou arranques das instalações em datas estabelecidas pelo próprio titular, considera-se que talvez desnecessário o alargamento da aplicação deste indicador individual a instalações de grandes clientes, notando-se que tipicamente se procura com o mesmo a garantia de satisfação de consumidores com menor poder contratual. Acresce que, estatisticamente, serão estes os casos relevantes para o cálculo, pelo universo muito superior de locais de consumo domésticos. Do mesmo modo, o CC alerta para a dificuldade de aplicação deste indicador no setor elétrico para instalações em MT, AT e MAT. Com efeito, as especificidades e complexidades destas ligações (exigência de licença e protocolo de exploração, realização de ensaios e proteções, etc...) podem inviabilizar o cumprimento do prazo estabelecido na maior parte das situações, sem que tal represente necessariamente a frustração das expectativas destes clientes. O CC recomenda assim a reavaliação deste ponto específico da proposta.”</i></p>	
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>“De modo a contribuir para a clarificação deste ponto e mitigar potenciais reclamações, por deficiente interpretação da redação, propõe-se acrescentar a seguinte definição: “Para efeitos de aplicação deste indicador, consideram-se as situações em que para efetuar a ativação do fornecimento o operador da rede de distribuição necessita apenas de proceder a operações simples, tais como, a instalação do contador ou a abertura da válvula de corte.”</i></p> <p><i>Obrigações e incumprimentos relativos à ativação de fornecimento: A EDP Gás Distribuição propõe para este ponto uma maior clarificação sobre a entidade em que recai a</i></p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>responsabilidade do pagamento do direito de compensação, pelo que se propõe a seguinte redação: “O incumprimento dos prazos por parte do Comercializador, ponto 1, e por parte do operador da rede no ponto 2, ambos por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação”.</i></p>	
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“(…) propõe-se a definição de um prazo de 1 dia útil, para os comercializadores comunicarem aos respetivos ORDs as solicitações de agendamento de ativação do fornecimento. Dispõe-se ainda que o prazo para comunicação da ativação aos ORDs passa a constituir uma obrigação individual, cujo incumprimento origina o dever de compensação.</i></p> <p><i>(…) Assim e tendo em conta os factos descritos, e que o incumprimento confere ao cliente o direito a ser compensado, considera-se que é necessária melhor clarificação do cálculo deste indicador individual, já que a responsabilidade poderá não ser do Comercializador mas de terceira(s) parte(s).</i></p>	
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Artigo 88.º, ponto 1: (...) Sobre este assunto aplicam-se as mesmas considerações que fizemos para a ativação, pensando que o processo venha a ser implementado de igual forma e será de todo conveniente:</i></p> <p><i>. Solicitação inicial – Em que o COM anuncia o pedido (por via do GPMC), o ORD efectua validações várias e depois disponibilizará ao COM para agendar com o seu cliente. Para isso o ORD disponibiliza uma ferramenta de agendamento (portal de agendamento);</i></p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>. Agendamento – É portanto nesta segunda etapa que o COM efectuará o agendamento da desativação, em acordo com o cliente. O COM poderá fazer esta etapa em dois dias, após o qual, se não fizer, o processo será anulado.</i></p> <p><i>Portanto apenas quando seja efectuado o agendamento é que a solicitação para desactivação ficará definida enquanto visita combinada, podendo demorar até dois dias úteis. Neste enquadramento pedimos que enquadrem/ajustem o prazo que a proposta de RQS estabelece (de 1 dia). Proposta: “Sugerimos que a proposta de RQS seja alterada para contemplar estes aspetos, nomeadamente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>- Prazos,</i> <i>- Atribuição das atividades às entidades corretas;</i> <i>- Responsabilidades das diversas ações;</i> <i>- Estabelecer ações no caso do agendamento não ser realizado;</i> <i>- Compatibilizar as exigências de prioridade das mudanças de comercializador (quando há desativações em curso) e o conteúdo desta proposta do RQS.”</i> 	
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“(…) também nos pedidos de desativações por iniciativa do cliente, o comercializador apenas controla o envio da mensagem ao GPMC, uma vez os fluxos automatizados assim o determinam. Pelas mesmas razões, considera-se que é necessária clarificação do cálculo deste indicador.”</i></p>	
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“Os comercializadores devem garantir que as solicitações dos clientes, para a realização da desativação de fornecimento são comunicadas aos ORD até ao final do dia útil seguinte após a solicitação.</i></p> <p><i>Contudo, nas situações em que a presença do cliente seja necessária para a realização de uma desativação, os ORD 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.</i></p> <p><i>Não é claro nesta proposta de revisão regulamentar qualquer referência a este último timing para agendamento pelo comercializador. O ORD deveria, assim, ter capacidade de agenda para os 3 dias seguintes ao qual o comercializador está a efetuar o agendamento.</i></p> <p><i>Solicita-se clarificação sobre este ponto.”</i></p>	
<p>(Endesa)</p> <p><i>“(…) O ponto 1 do artigo 88 da proposta de revisão do RQS prevê que os comercializadores têm de comunicar aos operadores de redes as solicitações de desativação de fornecimento efetuadas pelo cliente até ao final do dia útil seguinte após a solicitação. (...) este período de comunicação é muito curto e não nos deixa margem de manobra para efetuar validações, o controlo de qualidade, os processos internos e as remessas de documentação antes de comunicar ao distribuidor a solicitação. Por isso propomos o prolongamento do período para efetuar a comunicação ao distribuidor.”</i></p>	

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário – secção GN)</p> <p><i>“a) A proposta de revisão do RQS não permite ultrapassar as questões omissas quanto às ações e implicações associadas à desativação do fornecimento: i) Definição para os ORD [d]o prazo de 3 dias úteis, para o agendamento da desativação (incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente). ii) Definição para os comercializadores e CURR do prazo de 1 dia útil para comunicar ao ORD as solicitações (incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente).</i></p> <p><i>b) Adicionalmente, o CT nota que existem novas disposições, cujos impactos ficam por clarificar: i) Impactos financeiros nos custos de operação do[s] ORD, pela diminuição do período em que ocorre interrupção da contagem do prazo (reduzida para o período 02-06h). ii) Clarificação sobre a responsabilidade pelos custos de energia, no caso do ORD não cumprir com a data solicitada pelo comercializador e ocorrer consumo após esta.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a alínea a) do comentário, tendo alterado o RQS em conformidade.</p> <p>O comentário refere, adicionalmente, impactes financeiros pela “diminuição do período em que ocorre interrupção da contagem do prazo”, no entanto, a proposta de RQS não prevê qualquer suspensão de contagem de prazo no âmbito da desativação.</p> <p>A ERSE reconhece a pertinência da questão levantada no ponto ii) da alínea b) do comentário. No entanto a ERSE considera que a resolução desta questão extravasa o âmbito do RQS, pelo que a considerará em fórum próprio.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“Pela primeira vez, a ERSE propõe a regulamentação da desativação em termos idênticos aos propostos para a ativação de fornecimento (...). Trata-se de uma matéria que não tem suscitado dificuldades ou reclamações em número significativo. Acresce que a nível europeu um número limitado de países estabelecem prazos regulamentares para a desativação do fornecimento.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição considera que a regulamentação desta matéria se deveria limitar à recolha de informação para monitorização das condições em que a desativação do fornecimento está</i></p>	<p>Os atuais RQS são totalmente omissos em relação a esta matéria. Tendo sido detetadas situações em que o tempo entre as solicitações de desativação de fornecimento e as respetivas concretizações foram significativamente superiores às expetativas dos clientes, e em que estes solicitaram a intervenção da ERSE, torna-se necessário definir obrigações mínimas de atuação por parte dos ORD para que todos os intervenientes saibam, previamente, quais as suas obrigações</p>

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>a ser efetuada. Somente após análise da informação recolhida seria de ponderar a definição de um indicador de qualidade de serviço sobre esta matéria.”</i></p>	<p>e direitos e possam adequar as suas expectativas. A mera recolha de informação das condições em que atualmente a desativação de fornecimento é realizada não é suficiente para colmatar esta lacuna regulamentar.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Esclarecimento sobre as obrigações relativamente às desativações de iniciativa COM, que de acordo com o procedimento de mudança de comercializador não são agendadas.” “Tendo em conta que as desativações de iniciativa COM tem uma data definida pelo COM e portanto não são agendadas/visitas combinadas, supomos que estarão excluídas deste artigo (artigo 88.º, ponto 2). Note-se que estas desligações são apenas por vontade do COM, suscitando desde logo muitas dificuldades em que sejam combinadas com os consumidores. Já para não se falar que, sendo consideradas visitas combinadas, haverá a possibilidade do agendamento ser para lá dos 4 dias, podendo sucessivamente serem ainda reagendadas para muito depois.”</i></p> <p><i>“Proposta: que estas desligações (iniciativa do COM) sejam excluídas da visita combinada.”</i></p> <p><i>“[Ainda sobre] o Artigo 88.º, ponto 2 (...) Sobre este aspeto, a realidade atual para a ativação é que é o COM que agenda os serviços em agenda que o ORD disponibiliza (em ferramenta que o ORD disponibiliza – portal de agendamento) nos 3 dias úteis seguintes à data do pedido – neste sentido o ORD não pode «...garantir que a visita combinada para desativação de fornecimento seja agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de ativação...»! Quem pode garantir é o COM, uma vez que é ele que agenda. A responsabilidade do ORD é exclusivamente disponibilizar a agenda.</i></p>	<p>A situação descrita no comentário está prevista no RRC e respetiva subregulamentação, nomeadamente nos procedimentos de mudança de comercializador.</p> <p>O RQS proposto foi revisto nesta temática, prevendo agora obrigações (no RQS) apenas para os ORD. Foram tidas em conta as questões apresentadas pelo que a disponibilidade de agendamento do ORD é considerada apenas a partir do momento em que os comercializadores realizam o agendamento. Estão previstas (nos procedimentos de mudança de comercializador) situações de data preferencial, as quais colmatam a penúltima questão do comentário.</p> <p>A regulamentação define as obrigações a cumprir pelas entidades abrangidas e os procedimentos definem as precedências a ter em conta. Cabe às entidades otimizar os</p>

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>- O RQS deverá prever o que acontece se o COM/Cliente não agendar o serviço no prazo estabelecido. A desativação não é efectuada? Ou o ORD é obrigado a agendar para o último dia (dos 3 dias disponíveis)?</p> <p>- Deve esclarecer-se como se compatibiliza quando o agendamento não é cumprido por entretanto ter entrado um pedido de mudança de comercializador, que tem precedência sobre a desativação? Considera-se que a desativação esteja agendada já não são aceites mudanças de comercializador sem que antes a desativação seja realizada? Como se estes «incumprimentos» são rastreados?”</p>	<p>seus recursos de forma a terem em conta as situações que ocorrem na prática.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p>“Relativamente aos prazos e compensações relativamente às desactivações temos algumas dúvidas:</p> <p>- Relativamente aos ORD, no ponto 3 deste artigo é referido que se o ORD não agendar para um dos 3 dias seguintes, deve compensar o cliente. Neste âmbito reiteramos o[s] seguintes aspetos:</p> <ul style="list-style-type: none"> . na verdade quem agenda é o COM e não o ORD; . É estranho que a exigência se centre no agendamento e não tanto na efetiva realização da desativação. . O pagamento destas compensações fazem [sic] pouco sentido, até porque em boa verdade quase sempre o cliente já não habita o imóvel quando acontece a desativação; 	<p>O RQS proposto foi revisto nesta temática, prevendo agora obrigações (no RQS) apenas para os ORD.</p> <p>A regulamentação relativa a ativações e desativações procura garantir a disponibilidade de agenda. Importa ao consumidor não apenas se as ações são realizadas mas sobretudo se são realizadas em tempo útil.</p> <p>Não é relevante para o cumprimento das obrigações propostas se o cliente ainda habita o imóvel. As compensações são sinais económicos para as empresas adequarem os seus meios às necessidades identificadas.</p>

2.17. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO E DESATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>. Não deve ser prevista a possibilidade de compensação do COM ao ORD quando este não agenda ou o cliente não está presente para levantamento dos contador, mormente quando está instalado no interior da habitação.[?]</i></p> <p><i>O estabelecimento deste indicador não nos parece fundamentado pela necessidade do consumidor e poderá em si trazer custos para o sistema e reduzir a capacidade nas ativações, decorrente do esforço que se impõe com este indicador, dado que teremos de efectuar a desactivação antes de fazer eventuais pedidos para ativação.”</i></p>	<p>Se os clientes não estiverem presentes trata-se de incumprimento de visita combinada, algo que já está definido no RQS em vigor pelo que se presume que as empresas já apliquem atualmente.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>Tendo como propósito a inclusão, no presente RQS, da evolução tecnológica, nomeadamente ao nível dos Smart Meters, a EDP Gás Distribuição propõe a possibilidade de realização remota desta operação. Deste modo propõe-se a seguinte redação “Para efeitos de aplicação deste regulamento, considera-se desativação de fornecimento pode ser feita remotamente ou através da intervenção da rede de distribuição sendo em ambos os casos o objetivo é permitir 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”.</i></p> <p><i>(...) propõe visando a clarificação deste ponto e mitigar potenciais reclamações, por deficiente interpretação do escrito, propõe-se acrescentar a seguinte descrição “Nas situações com hora marcada, para além do acima referido aplicam-se as regras das visitas combinadas, podendo resultar compensações a favor do cliente (em caso de incumprimento de horário pelo operador), ou compensações a favor do Operador (em caso de ausência do cliente)”</i></p>	<p>A ERSE não vê necessidade de incluir a especificidade desta tecnologia uma vez que a redação proposta não impede a sua utilização.</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(AGN, EEM, Galp Gás Natural Distribuição, Conselho Consultivo)</p> <p>Estas entidades sugerem que a alteração nos horários de deslocação ao local deve ser acompanhada de uma análise custo-benefício mais aprofundada.</p>	<p>O RQS proposto foi alterado de forma a manter o mesmo número de horas de suspensão da contagem de prazos e o mesmo horário de suspensão da contagem de prazos.</p>
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p><i>“(...) O CT vê com preocupação esta alteração [do horário de deslocação ao local], considerando o inevitável aumento de custos para os consumidores que a mesma irá originar. Percebe-se que a razão do período anterior ser estabelecido para um total de 8 horas era determinada pela necessidade de apenas dispor de dois turnos de piquete. A alteração preconizada irá, necessariamente, acarretar a introdução de 3 turnos com a consequente renegociação dos contratos de empreitada em vigor. (...) Assim, o CT recomenda que seja mantida a atual disposição regulamentar de interromper no período das 00h00-08h00 a contagem do prazo de 4 horas para atendimento técnico a incidente na instalação individual de um cliente.”</i></p> <p><i>“O novo RQS introduz uma alteração que é a de o ORD ter de efetuar o ónus da prova sempre que haja discordância com o cliente sobre a dimensão da interrupção: limitada à própria instalação ou abrangendo uma área maior. O CT concorda que em qualquer situação o ónus da prova deve sempre caber ao ORD. Neste domínio específico, o CT recomenda que se enquadre minimamente qual a prova que é requerida, bem como o tempo em que a mesma deve ser mantida disponível (...). O CT entende ainda que esta questão (...) deveria ser adiada</i></p>	<p>O RQS proposto foi alterado de forma a manter o mesmo número de horas de suspensão da contagem de prazos e o mesmo horário de suspensão da contagem de prazos.</p> <p>Relativamente à questão do ónus da prova, o RQS proposto procura colmatar uma lacuna existente no RQS em vigor, e que consiste em não ser claro se o ORD pode optar por não se deslocar ao local em situações nas quais, justificadamente, não faz sentido o ORD fazê-lo. Importa, neste âmbito, ter em consideração a diversidade de situações que podem ocorrer que justifiquem a não deslocação do ORD ao local. Assim, afigura-se pouco avisado delimitar ou definir, à partida, o tipo de prova que pode ou deve ser apresentada. No que respeita à utilização dos contadores inteligentes, a ERSE recorda que os regulamentos devem ter em conta as tecnologias, quer as existentes quer as emergentes, mas que é boa prática serem</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>para nova revisão do RQS que ocorresse em fase mais adiantada da instalação dos contadores inteligentes já que estes permitem registar a presença ou a ausência de tensão, o que facilita o registo e a observação da prova.”</i></p>	<p>elaborados de forma a não dependerem da evolução tecnológica. A justificação para a não deslocação ao local pode ser obtida através de contadores inteligentes ou através de qualquer outra forma, pelo que não se vê vantagem em adiar o fecho desta lacuna do RQS.</p> <p>O articulado proposto foi alterado para incluir a necessidade de registar as provas utilizadas para a não deslocação nas obrigações de registo.</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p>Em relação aos artigos 78.º, 79.º, 80.º e 81.º: <i>“A EDP considera que as propostas, no seu conjunto, aumentam de forma significativa os custos de prestação do serviço de assistência técnica. Atendendo ao nível de qualidade já atingido na prestação de serviço, considera-se que o aumento de custos não é compensado pelos benefícios que as alterações propostas podem trazer para os consumidores.”</i></p>	
<p>(Tagusgás)</p> <p><i>“Os indicadores que constam do Art.º 81[.º] relativos a assistências técnicas vêm aumentar a complexidade no tratamento e apuramento de dados para efeitos de reporte de informação. Estes novos indicadores poderão obrigar a novos desenvolvimentos em sistemas de registo e controlo, onerando também os custos das operações sem que seja perceptível, no caso específico da Tagusgás, uma melhoria da qualidade de serviço ao cliente.</i></p> <p><i>A infraestrutura de resposta a solicitações do mercado, como é o caso das assistências técnicas a avarias, é desenvolvida numa lógica de racionalidade económica e, neste momento encontra-se otimizada e estável no que diz respeito à interação com prestadores de serviços, pelo que a Tagusgás propõe que se mantenham os atuais indicadores.”</i></p>	<p>A informação definida no artigo 81.º é a que a ERSE considera essencial para realizar uma monitorização efetiva e completa do cumprimento de todas as obrigações individuais definidas para este tema. O RQS proposto passa a aplicar obrigações individuais neste tema onde atualmente é aplicado, no setor do gás natural, um indicador geral, que não distingue clientes prioritários dos restantes clientes, pelo que não é possível monitorizar adequadamente o desempenho das empresas mantendo apenas a informação atualmente requerida.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p>	

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“As propostas, no seu conjunto, aumentam de forma muito significativa os custos de prestação do serviço de assistência técnica. Atendendo ao nível de qualidade já atingido na prestação de serviço, considera-se que o aumento de custos não é compensado pelos benefícios que as alterações propostas podem trazer para os consumidores, constatando-se que em algumas comunicações de avaria os clientes ficam prejudicados. Considera-se que todos os clientes BT devem ser abrangidos pela suspensão da contagem dos prazos, uma vez que a generalidade dos clientes BT industriais, comerciais e agrícolas não desenvolvem atividades que justifiquem a deslocação à instalação durante a madrugada. Pelas razões anteriormente apresentadas, propõe-se a seguinte alteração de redação do n.º 3 do artigo 79.º, aproximando-a às disposições do RQS atualmente em vigor, acrescida de ausência de período de suspensão para clientes prioritários: «Nos casos em que as comunicações de avaria de clientes domésticos e clientes BT no caso do setor elétrico, que não sejam prioritários, ocorram no período das 00:00 às 08:00, a contagem dos prazos inicia-se às 08:00.”</i></p> <p><i>“Um outro aspeto que se considera dever merecer ponderação diz respeito às alterações propostas para a assistência técnica aos clientes prioritários – não suspensão da contagem dos prazos durante a madrugada e o encurtamento do tempo para chegada à instalação dos clientes prioritários de 3 para 2h. (...) a EDP propõe que se mantenha o prazo máximo de 3h para chegada à instalação dos clientes prioritários, acrescendo ainda o facto da contagem dos prazos não se suspender para estes clientes.”</i></p>	<p>A ERSE reconhece a validade dos argumentos apresentados e aceita a sugestão, tendo alterado o articulado proposto em conformidade. No entanto, dada a importância que pode ter para os clientes em BTE, a ERSE considera que não deverá haver interrupção na contagem do prazo para início da assistência técnica.</p> <p>Também o período de suspensão proposto foi alterado de forma a manter o período atualmente vigente para o setor elétrico. Para o setor do gás natural alargou-se o período (das 20h às 8h passa a ser das 0h às 8h) de forma a harmonizar as obrigações entre setores e manter, simultaneamente, a capacidade de utilizar apenas dois turnos para realizar as assistências técnicas.</p> <p>Importa referir que a maioria dos clientes prioritários, no setor elétrico, são aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependem do fornecimento de energia elétrica, e que dos cerca de 6 milhões de pontos de entrega, aproximadamente 2000 são clientes prioritários. Considera-se pertinente também recordar que, em 2015, houve 3 incumprimentos por cada 1000 assistências técnicas no setor</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p>	

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“Clientes prioritários, no âmbito das avarias (...) A proposta inclui a diminuição do tempo de chegada aos Clientes prioritários, permitindo apenas 2 horas, e aumenta o período de disponibilidade (redução do período de tempo de suspensão), exigindo por isso maior disponibilidade dos piquetes e necessidade de haver capacidade disponível para atuação de imediato.” “A nossa recomendação é que os níveis de resposta atualmente implementados são suficientes e não vemos razões para serem alterados.”</i></p>	<p>elétrico, pelo que não se verificam grandes desvios do tempo médio de 66 minutos (2015). Face ao exposto, considera-se haver margem suficiente para atribuir a estes 2000 clientes prioritários um aumento de qualidade de serviço que vá ao encontro das suas necessidades, sem perturbar significativamente a atividade dos ORD. A ERSE irá acompanhar o desenvolvimento da informação nesta área para reavaliar esta situação no próximo processo de revisão regulamentar.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“Com a tecnologia tendencialmente disponível, o ORD poderá não ter necessidade de se deslocar à instalação do cliente para despistar ou resolver uma presumível avaria comunicada pelo cliente. Neste caso deixamos de estar perante uma assistência técnica, face à definição constante do artigo 78.º, pelo que a expressão «não realizar a assistência técnica» não se aplicará. (...) propõe-se a eliminação da alínea h) do artigo 81.º e a seguinte redação para o n.º 6 do artigo 79.º: «O operador de rede de distribuição pode não realizar deslocação à instalação do cliente nas situações em que comprovadamente não se justifique.». De acordo com o artigo 78.º considera-se assistência técnica a deslocação do operador de rede à instalação de um cliente na sequência de uma comunicação de avaria. Deste modo, a ausência do cliente não obsta a que a assistência não seja realizada. Sendo assim, propõe-se</i></p>	<p>A ERSE concorda que na situação apresentada, de despiste remoto de uma presumível avaria comunicada pelo cliente, não se considera que ocorra uma assistência técnica. Assim, a informação prevista na alínea h) não inclui estas situações.</p> <p>A ERSE concorda que pode haver situações em que é possível realizar a assistência técnica mesmo com a ausência do cliente. Tal não afeta a contabilização da informação prevista na alínea i) do número 1 do artigo 81.º com a redação do RQS proposto.</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>a seguinte redação para a alínea i) do n.º 1 do artigo 81.º: «i) O número de assistências técnicas com ausência do cliente».</i>	
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“[No artigo 78.º, a alínea 3] suscita dificuldades em entender que zonas da instalação individual e colectivas estão abrangidas no âmbito das avarias.” “Solicita-se que complementem o texto de forma a concretizar quais as ações e abrangência das avarias. Na nossa opinião deve limitar-se ao contador.”</i></p>	<p>A referida alínea 3 do artigo 78.º define que a “alimentação individual da instalação do cliente consiste na infraestrutura por onde transita <u>em exclusivo</u> o gás natural consumido pelo cliente e que termina na origem da instalação de utilização, nos termos da regulamentação técnica aplicável.” Assim, para cada cliente ou ponto de entrega, o artigo 78.º não se aplica a quaisquer zonas da instalação coletiva, isto é, zonas nas quais o gás natural não transita <u>em exclusivo</u> para o consumo desse cliente.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Não parece decorrer inequívoco que o ORD tem direito à compensação quando o cliente não está presente. De facto levado à letra, perante a ausência do cliente, desde que este responda ao contacto que é feito pelo ORD, ainda que não esteja no local nem tenha a possibilidade de estar em tempo útil, não haverá direito à compensação por parte do ORD.” Proposta: “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 a assistência não se concretize, tem direito a compensação.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário e alterou o articulado em conformidade.</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Tendo em conta que se trata de um novo conceito [compensação em caso de avarias que não sejam da responsabilidade do ORD] e se mal definido pode gerar conflitualidade entre ORD/COM e Clientes, pelo que solicitamos um maior aprofundamento, nomeadamente na identificação concreta das avarias que são da responsabilidade do ORD. E se for na instalação colectiva, há lugar a compensação?”</i></p>	<p>O RQS proposto define (artigo 80.º, número 2) que “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.” A ERSE considera que esta redação é suficientemente clara quanto a aplicar-se a questão da responsabilidade da avaria apenas às instalações de utilização do cliente ou na alimentação individual da instalação do cliente, logo, é também claro que não se aplica a questão da responsabilidade às partes coletivas.</p> <p>A regulamentação deve procurar definir as características que devem ter as situações em análise (avarias cuja causa não resulta de atuação ou omissão do ORD, isto é, que não são da responsabilidade do ORD), para que estas possam aplicar-se consoante as diversas situações que possam ocorrer, e não elencar todas as situações possíveis de ocorrerem que possam ser consideradas da responsabilidade do ORD, tarefa manifestamente impossível dada a infinidade de situações possíveis.</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p>“O conteúdo dos artigos 92.º, do articulado e do documento justificativo não são iguais (há outros artigos!). Solicita-se o seguinte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Clarificar e corrigir o conteúdo - Garantir que as compensações terão todas o mesmo valor.” 	<p>O comentário não é claro quanto aos conteúdos que não são iguais e que deveriam ser.</p> <p>O RQS proposto define que os valores das compensações serão publicados pela ERSE.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p>“Resposta a situações de emergência no setor do gás natural: A resposta a situações de emergência é realizada pela EDP Gás Distribuição com base no sintoma transmitido, em contexto de linha de emergência, pelo cliente ou interlocutor. Contudo, depois da chegada ao local a causa identificada é, amiúde, distinta do sintoma transmitido, pelo que a EDP Gás Distribuição propõe que nestes casos, se reclassifique a ocorrência, e, por esta via, a mesma seja enquadrada no âmbito do artigo das “Obrigações no âmbito da assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente”, aplicando-se, em consequência, o aí disposto.”</p>	<p>O indicador relativo à resposta a situações de emergência pretende medir a capacidade de resposta dos ORD nestas situações. Ainda que no local se verifique que a situação não se enquadra como de emergência, o que importa é a capacidade da empresa se deslocar quando avalia que poderá ser uma situação de emergência. Assim, a ERSE considera que situações tratadas inicialmente como de emergência devem ser incluídas no indicador relativo a essas situações e não reenquadradas nas assistências técnicas.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p>“Obrigações no âmbito da assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente - A EDP Gás Distribuição propõe para o presente artigo, a inclusão de um novo ponto no sentido de clarificar o documento e, por esta via, mitigar potenciais reclamações ou dissonâncias cognitivas no âmbito da interpretação do artigo. Deste modo propõe-se a seguinte redação, em ponto adicional:</p>	<p>A ERSE introduziu uma alteração de forma a ter em conta a realização da assistência técnica e não o sucesso do contacto com o cliente. A introdução de um intervalo de 5 minutos após a chamada introduziria uma complexidade na regulamentação que parece pouco avisada neste momento.</p>

2.18. ASSISTÊNCIA TÉCNICA APÓS COMUNICAÇÃO DE AVARIA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>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:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - o operador de rede de distribuição deve tentar entrar em contacto com o cliente e, caso não o consiga fazer, tem direito de compensação; - no caso do cliente ser contactado com sucesso, mas que não se encontre no local de forma a permitir iniciar a operação no intervalo máximo de 5 minutos após a chamada, confere ao operador o direito à compensação.” 	

2.19. FREQUÊNCIA DE LEITURA DE CONTADORES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Tagusgás) <i>(...) considerando as questões como transparência para o consumidor e a relevância que os contratos dual possuem no mercado, a Tagusgás propõe a uniformização do padrão de intervalo de leituras entre os setores elétrico e gás natural.</i></p> <p><i>No que se refere ao valor padrão de qualidade de serviço para este indicador, a ERSE propõe que o mesmo seja publicado anualmente. Neste sentido, e uma vez que o mesmo não se encontra ainda publicado nem proposto, a Tagusgás disponibiliza-se para participar num</i></p>	<p>A ERSE depreende do comentário que a Tagusgás sugere a uniformização do número de dias (64 para o setor do gás natural, 96 para o setor elétrico) de intervalo entre leituras que é utilizado no cálculo do indicador. O RQS proposto não introduziu alterações no número de dias de referência em cada setor uma vez que não foi detetada qualquer questão relacionada com estes limites. A ERSE manterá a</p>

2.19. FREQUÊNCIA DE LEITURA DE CONTADORES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>eventual grupo de trabalho que possa vir a ser constituído para a definição deste ou de outros indicadores similares, com vista à melhoria contínua da qualidade de serviço.”</i></p>	<p>monitorização e acompanhamento desta matéria de forma a identificar as necessidades de alteração ou benefícios associados a estas.</p> <p>Quanto ao valor do padrão deste indicador, o RQS proposto não prevê a definição anual do padrão do indicador referente à frequência de leitura de contadores. Prevê sim, que os ORD devam garantir que os seus valores anuais do indicador sejam iguais ou superior ao padrão que será definido. A ERSE agradece a disponibilidade da Tagusgás e irá tê-la em conta na definição dos valores dos padrões para este e outros indicadores.</p>

2.20. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Endesa) <i>“O ponto 4 do artigo 85 da proposta de revisão do RQS prevê que as comercializadoras têm um período de 30 minutos (a contar do momento em que toma conhecimento de que a situação que deu origem àquela interrupção do fornecimento está sanada.) para comunicar ao operador</i></p>	<p>A ERSE considera que a expressão “momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada” é suficientemente clara para ser interpretada corretamente pelas diversas entidades, e aplicada tendo em</p>

2.20. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>de rede de distribuição que restabeleça o fornecimento. (...) é necessário definir especificamente o termo ‘momento em que toma conhecimento’ para começar a contar o prazo para a comunicação ao operador de redes (...)</i></p> <p><i>Por outro lado, (...) achamos inviável fazer uma comunicação no prazo estabelecido na proposta devido às validações relevantes a efetuar. Por isso, propomos um novo prazo de comunicação 24 horas após ter tomado conhecimento de que a situação que deu origem àquela interrupção do fornecimento está sanada.</i></p>	<p>conta as diversas formas em que os comercializadores podem tomar conhecimento de que a situação se encontra sanada.</p> <p>Atualmente, os prazos que estão em vigor e que são utilizados, conjuntamente, para os comercializadores informarem o respetivo ORD e para este realizar o restabelecimento são, conforme as diversas situações, de 12h, 8h e 4h. Assim, afigura-se desproporcionado considerar o prazo proposto de 24h (após tomada de conhecimento de que a situação está sanada) para a ação única de comunicação aos ORD dos restabelecimentos a realizar.</p>
<p>(Enforcesco/YLCE)</p> <p><i>“O prazo apresentado para restabelecimento é fortemente condicionado pela forma de atendimento utilizada e pela modalidade de pagamento, uma vez que esta se encontra também altamente condicionada pelos diferentes fluxos financeiros disponíveis, assim é necessário repensar/alterar estes prazos proposta em função do atendimento e do tipo de pagamento utilizado.”</i></p>	<p>O RQS proposto define que o prazo para comunicação ao ORD de que deverá realizar o restabelecimento se inicia a partir do “momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada”. Esta formulação procura, precisamente, ter em conta as diferentes formas de atendimento e de pagamento utilizadas. Por exemplo, se o cliente pagar com cheque, só após o comercializador verificar que este tem provimento e que recebeu a quantia devida é que</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p><i>“Entende a EDP que deve ser clarificado o conceito disposto no n.º 4 do artigo 85.º, nomeadamente o «momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação</i></p>	

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>está sanada» para efeitos de início de contagem do prazo dos 30 minutos disponíveis para a comunicação pelo Comercializador ao ORD.</i></p> <p><i>De facto, em função do meio de pagamento selecionado pelo consumidor, o reconhecimento do pagamento poderá ser imediato ou diferido no tempo, pelo que o recebimento do montante na conta do comercializador poderá não permitir a identificação automática do valor, havendo necessidade de se efetuar uma reconciliação bancária.”</i></p>	<p>considera que “a situação está sanada” e se inicia a contagem do prazo.</p>
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“(…) julga-se existir a necessidade de clarificar o prazo aceite para reconhecimento de que determinada situação se encontra sanada, nomeadamente em função do modo de pagamento utilizado pelo cliente. Existem diversos meios de pagamento à disposição do cliente para que este possa proceder à liquidação dos montantes em dívida que originaram a interrupção de fornecimento. Alguns destes modelos poderão ser de reconhecimento automático da situação que está a ser sanada, como é o caso do pagamento por Referência Multibanco (Multibanco Real Time), no entanto, este é o meio de pagamento com o maior custo para o cliente. Outros modelos de pagamento igualmente ao dispor do cliente necessitam de verificação por parte do comercializador para confirmar que os montantes em dívida se encontram liquidados.</i></p>	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(…) as alterações propostas representam um aumento de custos para os operadores de redes. O CC considera que a adoção deste tipo de medidas [alteração da suspensão da contagem dos prazos] deve ser precedida de análises rigorosas dos benefícios e dos custos, que não constam da proposta, sem as quais uma decisão apressada pode conduzir a aumento</i></p>	

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>de custos a recuperar em tarifas não inteiramente justificado. O CC nota também que é estabelecido um prazo de 30 minutos pelo Comercializador ao Operador de Rede do levantamento da situação que originou a suspensão do fornecimento.</i></p> <p><i>(...) Acresce que, nos casos de reconhecimento de pagamento diferido no tempo, o ingresso do montante na conta do comercializador poderá não permitir a identificação automática da solução da situação, havendo necessidade de se efetuar uma reconciliação bancária por forma a identificar a que situação corresponde o respetivo montante. Tal determina que, para cumprimento do previsto no artigo 85.º, alínea 4., o CC considera necessário a ERSE clarificar o conceito “momento em que o comercializador toma conhecimento” para efeitos de início de contagem dos 30 minutos disponíveis para comunicação ao ORD que a situação se entra sanada em função do meio de pagamento utilizado pelo cliente.”</i></p>	
<p>(Grupo Galp)</p> <p><i>“No documento justificativo propõe-se um prazo de 30 minutos para o comercializador comunicar ao ORD o restabelecimento da ligação, a contar do momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada. Em caso de incumprimento por dívida, considera-se a situação sanada após a boa cobrança.</i></p> <p><i>Tendo em consideração os meios de pagamento disponibilizados para regularização da situação que originou a suspensão de fornecimento, propõe-se que o início da contagem do prazo seja considerado o momento em que o comercializador efetivamente toma conhecimento da sua regularização. É importante frisar que este momento não coincide com</i></p>	

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>o pagamento pelo cliente (por exemplo referências multibanco, balcões CTT, etc.). A redação adotada para o regulamento não deve assim permitir esta dúvida.</i></p> <p><i>A Galp chama a atenção que de momento não tem este processo automatizado para todos os meios de pagamento, pelo que será necessário um período de desenvolvimento.</i></p> <p><i>Notamos ainda, do ponto de vista do agendamento que o prazo de 30 minutos não permite que o comercializador por si só possa garantir todo o processo de comunicação ao operador de rede, nomeadamente no caso dos operadores de rede cujo processo não se encontra automatizado.”</i></p>	
<p>(Conselho Tarifário – secção GN)</p> <p><i>“Como alteração relevante ao atual clausulado, o CT regista que os comercializadores e CURR deverão informar o ORD da cessação do motivo que levou à interrupção, 30 minutos após dela terem conhecimento. O CT realça que este prazo – nomeadamente em pagamentos por transferência bancária ou em multibanco – não ocorre imediatamente após a ação do cliente, pelo que a redação adotada não deverá criar expetativas desajustadas.”</i></p> <p><i>“Não resultando claro como será realizada a monitorização deste prazo, nomeadamente em função do tipo de pagamento utilizado, o CT recomenda que sejam clarificados os procedimentos a aplicar.”</i></p> <p><i>“(…) considera-se que deverá ser clarificado o impacto financeiro nos custos de operação dos ORD, pela diminuição do período em que ocorre interrupção da contagem do prazo (reduzida para o período 02-06h).”</i></p>	<p>O RQS proposto refere que o prazo de 30 minutos se inicia após o momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada, e que, quando sejam devidos pagamentos, considera-se sanada a situação após boa cobrança dos montantes em dívida. A redação é clara quanto ao facto de que o prazo se inicia apenas quando o comercializador toma conhecimento e não quando o cliente realiza o pagamento.</p> <p>O RQS proposto define níveis mínimos de desempenho e obrigações a cumprir pelas empresas, e é claro quanto à necessidade de cada empresa iniciar a contagem do prazo no momento em que toma conhecimento de que a situação está</p>

2.20. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	<p>sanada. Cada situação estará sanada quando a empresa efetuar boa cobrança dos montantes em dívida (quando sejam devidos pagamentos). Cabe às empresas implementarem os procedimentos necessários, e escolherem os mais adequados à sua atividade, para darem cumprimento a esta obrigação.</p> <p>No que respeita ao período de suspensão da contagem de prazos, o RQS proposto foi alterado de forma a manter o mesmo número de horas de suspensão da contagem de prazos e o mesmo horário de suspensão da contagem de prazos para o setor elétrico, alargando-se para o setor do gás natural de forma a harmonizar as obrigações entre setores e manter a capacidade de utilizar apenas dois turnos para realizar os restabelecimentos.</p>
<p>(Tagusgás) <i>“Por motivos de segurança, a Tagusgás exige a presença física do cliente no ponto de entrega para todos os processos de restabelecimento, sendo estes avaliados e tratados cumulativamente no âmbito de visita combinada. Neste sentido, consideramos que este tema carece de maior esclarecimento e reflexão, considerando o custo para o sistema versus as novas exigências de prestação de serviço de restabelecimento.”</i></p>	<p>A ERSE concorda que os preços para a prestação dos serviços de restabelecimento terão de espelhar as alterações propostas aos horários previstos no RQS.</p> <p>O RQS tem de ter em conta as realidades de todos os ORD, bem como a igualdade de direitos de todos os clientes, independentemente do ORD a que estão ligados. O</p>

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>“Destaca-se também que esta tipologia de serviços não dispõe de preço para a sua prestação, dado que as novas exigências descritas no RQS não se encontram contempladas no documento de tarifas e preços do gás natural em vigor para o período de 2017/2018.”</i></p> <p><i>“Considerando a realidade da Tagusgás, não são identificadas vantagens para o consumidor, visto que não são conhecidas incidências onde este serviço tenha sido requerido fora dos períodos atualmente em vigor. O facto de agora a ERSE propor que se torne possível executar estes serviços em dias não úteis, implicará um aumento dos custos fixos decorrentes do alargamento da disponibilidade dos prestadores de serviços para responder às solicitações.”</i></p> <p><i>“(…) no que se refere ao período de suspensão de contagem de prazos, a Tagusgás gostaria de ver mantido o atual período de suspensão das 20h às 08h. Esta proposta surge derivada da estabilidade de processos e racionalidade económica na relação com os prestadores de serviços que hoje se verifica. Entende-se, contudo, a tentativa da ERSE de disponibilizar uma maior amplitude horária para este serviço (…) Neste sentido a Tagusgás proporia, em alternativa (…) a revisão do período de suspensão para o horário das 00h às 09h, tendo em conta que esta operação carece da presença do cliente para a sua execução.”</i></p>	<p>alargamento para os dias não úteis aplica-se somente aos clientes não domésticos (no setor do gás natural) e clientes prioritários.</p> <p>No que respeita ao período de suspensão da contagem de prazos, o RQS proposto foi alterado de forma a acolher as propostas apresentadas, passando o horário de suspensão a ser entre as 0h00 e as 08h00. Este alargamento permite manter a utilização de dois turnos.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“A inclusão de novo período de suspensão da contagem dos tempos (entre as 2h e 6h) implica mais custos para o serviço prestado, já que na prática implica ter mais um turno de disponibilidade não previsto no contrato celebrado com os prestadores de serviços (contrato</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário efetuado, tendo alterado o RQS em conformidade.</p>

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>de «Empreitada contínua»). Assim, a EDP Distribuição propõe que se mantenha a suspensão da contagem dos prazos das 0h às 8h.”</p> <p>“A EDP Distribuição entende que, por razões de certeza e segurança jurídica do cumprimento do indicador em causa, tal como referido para ativação do fornecimento, seria desejável clarificar o que se entende por «ações simples de ativação», conforme era feito no n.º 7 do artigo 50.º do RQS ainda vigente (naquele artigo consideravam-se como ações simples a religação de órgãos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna).”</p>	<p>No que respeita à questão da definição de “ações simples”, o RQS proposto inclui uma definição das referidas ações (artigo 3.º, n.º 2, alínea b)).</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p>“[No artigo 85.º] Parece haver incoerência entre o horário para a realização de restabelecimentos, os prazos para chegada à instalação e os períodos de suspensão para a contabilização desses prazos. Para concretizar, vamos exemplificar com um restabelecimento urgente, solicitado pelo cliente às 24h00:</p> <ul style="list-style-type: none"> - De acordo com o ponto 5 tem de ser feito em 4 horas - De acordo com o ponto 8 essas 4 horas úteis terminam às 08h00 do dia seguinte - De acordo com o ponto 13, só podemos realizar o restabelecimento a partir das 08h00 do dia seguinte.” <p>“Propõe-se que o período de interrupção seja das 00H00-08H00, segundo a lógica que atualmente está estabelecida.”</p>	<p>O número 13 do artigo 85.º define os períodos <u>mínimos</u> de disponibilização pelos ORD do serviço de restabelecimento pelo que a interpretação de que os ORD estão impedidos de atuar fora desses períodos não é correta. É aliás esse o conteúdo do número seguinte, onde é dito explicitamente: “Os operadores de redes de distribuição <u>podem</u> realizar restabelecimentos do fornecimento <u>fora dos horários definidos no número anterior</u> e podem oferecer outros horários mais favoráveis para os clientes.”</p> <p>O período de suspensão da contagem de prazos atualmente estabelecido para o setor do gás natural é das 20h às 8h e não das 0h às 8h, como referido no comentário. Ainda assim, em virtude de comentários recebidos, a ERSE alterou o articulado</p>

2.20.RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	para que a suspensão da contagem de prazos seja no período das 0h00 às 8h00.
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“Ao contrário do que acontece na eletricidade, o restabelecimento do fornecimento de GN implica sempre a deslocação ao local; Além disso, previamente à concretização do restabelecimento é necessário fazer algumas verificações à instalação; Daqui decorre a necessidade que alguém dê acesso à instalação. Neste enquadramento é nosso entendimento, e à semelhança de outras atividades, que estas deslocações (para restabelecimento) sejam consideradas visitas combinadas. Parece-nos que o regulamento está feito na lógica de que o cliente não precisa de estar presente! Este aspeto fica agora agravado decorrente da extensão do horário para se efetuarem restabelecimentos, conforme previsto na proposta de RQS.” “[Sugere-se] alteração deste artigo para que os restabelecimentos sejam considerados visitas combinadas.</i></p>	<p>O artigo 85.º tem em conta (número 5) as situações em que é necessária a deslocação ao local e as situações em que esta não é necessária (quer para um setor quer para outro) pelo que não é claro em que aspeto o regulamento aparenta estar feito na lógica de que o cliente não precisa estar presente.</p> <p>O artigo 85.º define prazos para a chegada ao local e não para a realização efetiva do restabelecimento pelo que as ações necessárias realizar no local não são relevante para este ponto da regulamentação.</p> <p>O artigo 85.º já prevê (números 11 e 12) que um restabelecimento seja considerado visita combinada, nas situações em que tal é adequado.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>“Considerando que os comercializadores realizam campanhas temporais específicas de gestão de dívida e, por esta via, introduzem em sistema um conjunto significativo de operações comerciais de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, a EDP Gás</i></p>	<p>A matéria referida no comentário relativa às interrupções por facto imputável ao cliente não é abordada no RQS, estando regulamentada no âmbito do RRC. O comentário não é claro</p>

2.20. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Distribuição propõe, a existência de um prazo máximo de 3 dias úteis, para a execução desta tipologia de pedidos. Consegue-se, assim, um equilíbrio entre o incremento de volume, por parte dos Comercializadores, e o nivelamento da carga, por parte dos Operadores de Redes de Distribuição.</i></p> <p><i>“Tendo como propósito a inclusão no presente RQS da evolução tecnológica, nomeadamente ao nível dos Smart Meters, a EDP Gás Distribuição propõe um novo ponto prevendo a possibilidade de realização remota desta operação, a saber:</i></p> <p><i>- No caso da operação ser realizada remotamente, a mesma é considerada como efetuada quando o serviço é repostado, ou quando é enviado ao cliente a informação necessária para a reposição do serviço.</i></p> <p><i>(...) propõe para o presente artigo, a subdivisão em dois motivos – técnicos e comerciais, para a alínea “O número de interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente”.</i></p>	<p>sobre a forma de implementação do referido prazo de 3 dias úteis (a contar de que momento?).</p> <p>O ponto 5 do artigo 85.º especifica que os prazos para o início da realização do restabelecimento se aplicam apenas para as situações que obrigam à deslocação do ORD.</p> <p>A ERSE considera que as empresas devem enviar o número de interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente, não sendo, no presente momento, considerado necessária uma maior discriminação. As empresas podem, contudo, prestar essa informação discriminada se assim o entenderem.</p>

2.21. VISITA COMBINADA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“(...) de maneira a ser possível uma melhor coordenação entre os comercializadores e os ORD e os clientes, e uma maior agilização do processo de agendamento das mesma, sugere-se</i></p>	<p>O RQS prevê que os comercializadores e os ORD comuniquem entre si no âmbito de diversas temáticas, pelo que se sugere que os comercializadores solicitem a informação</p>

2.21. VISITA COMBINADA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>que os comercializadores sejam informados dos motivos associados à necessidade de realização das ordens de serviço.</i></p>	<p>que entendem ser pertinente, no que respeita a visitas combinadas, aos ORD.</p>
<p>(Tagusgás)</p> <p><i>“(…) a Tagusgás entende que a definição de «cliente ausente» não é clara para os envolvidos no processo de marcação de visitas.”</i></p> <p><i>“(…) As questões que gostaríamos de ver clarificadas referem-se às situações em que a execução do serviço não é realizada devido à ausência de uma entidade terceira, nomeadamente a entidade inspetora, contratada pelo cliente ou pelo agente de mercado.</i></p> <p><i>A Tagusgás gostaria ainda de ver clarificada, por parte da ERSE, a atribuição de responsabilidade em situações em que não se encontram reunidas as condições para execução do serviço por parte do cliente, mas que mesmo assim obrigam o operador a efetuar deslocações infrutíferas.</i></p> <p><i>Adicionalmente, era importante que a ERSE fizesse o enquadramento claro das situações acima descritas ao nível da elegibilidade para efeito de compensações.”</i></p>	<p>A ERSE reconhece a pertinência do comentário apresentado. Contudo, considera ser necessário uma análise mais aprofundada e abrangente, uma vez que envolve outras entidades, de forma a, numa futura revisão regulamentar, poder clarificar completamente estas questões.</p>
<p>(EDP Gás Distribuição)</p> <p><i>“Incumprimentos no âmbito da visita combinada: A EDP Gás Distribuição propõe para este ponto, a inclusão de um novo motivo no âmbito do “incumprimento de visita combinada”, no sentido de incrementar a eficiência do processo e mitigar potenciais desempenhos inferiores, responsabilizando assim também uma entidade relevante na cadeia de valor do gás natural.</i></p> <p><i>- Ausência, na instalação de utilização, de Entidade Inspetora.”</i></p>	

2.21. VISITA COMBINADA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“De acordo com o artigo 71.º, ponto 2, as leituras fora de ciclo estão excluídas da visita combinada. No entanto de acordo com a alínea b) do ponto 3 do artigo 72.º, é referido que o cliente pode combinar visitas para leitura. Para além disso e de uma forma mais ampla, as leituras extraordinárias, que são fora de ciclo, também não são visitas combinadas?”</i></p> <p><i>“Solicitamos que este artigo explicita quais os tipos de leituras que são excluídos do conceito de visita combinada, considerando que existem vários tipos de leitura fora de ciclo: leitura extraordinária, leitura pedida pelo cliente, confirmação de leitura por iniciativa do ORD (p.e. no âmbito de objeções).</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário efetuado, tendo alterado o RQS em conformidade.</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“[Solicita-se] clarificação se os reagendamentos de visitas combinadas devem ser contabilizados no indicador do artigo 74.º, a)”</i> <i>“Na nossa opinião sim, porque reagendamentos são também agendamento de visitas combinadas.”</i></p>	<p>Os reagendamentos devem ser considerados como visitas combinadas agendadas. Assim, devem fazer parte do reporte referido na alínea a) “O número de visitas combinadas agendadas;” e do reporte referido numa das alíneas g) a j).</p>
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p><i>“[Solicita-se] clarificação sobre o que é entendido por «visita combinada não realizada»”</i> <i>“É introduzido um conceito novo, «Visitas combinadas não realizadas». [Colocam-se] as seguintes questões:</i></p> <p><i>[A] - O número destas visitas (alínea d)) é igual à soma das alíneas e) e f)?</i></p> <p><i>[B] - Por outro lado a alínea k) deverá somar as situações da alínea e) e alínea b)?</i></p>	<p>Questão [A]: Não, o número de visitas não realizadas – alínea d) – não é necessariamente a soma das alíneas e) e f). Inclui estas mas pode ser superior à soma das duas se houver visitas não realizadas por motivos que não sejam a ausência do cliente ou do ORD (quaisquer outros motivos, não previstos).</p> <p>Questão [B]: A alínea k) e a alínea i) foram modificadas para ser mais clara a informação a registar. As alíneas e) e b)</p>

2.21. VISITA COMBINADA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	registam uma parte das situações que podem dar origem ao pagamento de compensação pelo que a sua soma não resulta automaticamente no total das compensações pagas.

2.22. MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário – secção Eletricidade) <i>“Recomenda também o CT, (...), que o tema da mudança de comercializador continue a ser aprofundado no RQS, uma vez que a monitorização desta atividade é fundamental.”</i></p>	<p>O tema da mudança de comercializador está regulamentado pela ERSE, nomeadamente através dos procedimentos de mudança de comercializador, estando a sua monitorização assegurada pela aplicação dos mesmos, ainda que não esteja presente no RQS proposto.</p>
<p>(Conselho Tarifário – secção GN) <i>“(...) o CT recomenda que, nesta fase, não só o tema se mantenha no regulamento de qualidade de serviço, como seja reforçada a sua importância face ao impacto que um novo operador pode ter na qualidade de serviço, em especial relativamente à definição de indicadores de medição de tempos de resposta.”</i></p>	
<p>(DECO) <i>“A presente proposta entende que deve ser removido do RQS a monitorização da mudança de comercializador, justificando a ERSE “que o desempenho da entidade que gere os processos de mudança é monitorizado e balizado em termos de prazos, nos procedimentos de mudança de comercializador”.</i></p>	

2.22. MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Relativamente a esta proposta a DECO manifesta a sua total discordância, uma vez que: - esta temática é fundamento para a maioria das reclamações dos consumidores; - foi publicado o diploma que cria a figura do OLMC e esta entidade está sujeita à regulamentação da ERSE conforma a legislação aprovada; - é proposta a introdução de um novo prazo no RRC respeitante à inserção dos pedidos na plataforma de mudança de comercializador. Não existem motivos que justifiquem a proposta da ERSE de remoção desta monitorização, entendemos assim, que este tema deverá manter-se no RQS, e deverá até reforçar-se a sua monitorização.</i></p> <p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(...) o CC considera que este tema deverá manter-se no RQS, devendo ainda ser reforçados os termos da sua monitorização.”</i></p>	

2.23. ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DE SATISFAÇÃO DE CLIENTES A REALIZAR PELA ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário – secção GN)</p> <p><i>“Pela profundidade das alterações agora propostas, o CT recomenda finalmente à ERSE a realização de um estudo de avaliação da satisfação dos clientes, para que este instrumento</i></p>	<p>A ERSE regista os comentários e não deixará de ter em conta as sugestões propostas em momento oportuno.</p>

2.23. ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DE SATISFAÇÃO DE CLIENTES A REALIZAR PELA ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>possibilite a avaliação da satisfação dos clientes, não apenas numa perspetiva de obtenção de informação para a gestão interna das empresas, mas também numa visão mais alargada e incorporada dos setores do GN e da eletricidade.”</i></p> <p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>“(…) a IBERDROLA apoia a realização de uma análise custo-benefício dos incrementos que se decidem exigir ao nível da qualidade mínima de serviço comercial.”</i></p> <p><i>“A IBERDROLA considera que os inquéritos ou estudos de imagem são prerrogativa da ERSE, que os poderá realizar se assim entender, desde que acautelado a representatividade das respetivas carteiras no caso dos comercializadores e desde que assumindo o custo dos mesmos.”</i></p>	

2.24. COMPENSAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>Relativamente ao n.º 2 do artigo 95.º do RQS do SE e do GN, “numa perspetiva de clarificação do mercado, propõe-se que este prazo seja estabelecido para pagamento das compensações aos comercializadores, sendo definido um prazo posterior para os comercializadores fazerem o respetivo pagamento aos clientes.” A proposta de alteração apresentada é: “2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao comercializador e o pagamento da compensação</i></p>	<p>A ERSE concorda com a importância de esclarecer as necessidades de cada agente, tendo dividido o atual prazo entre o operador da rede e os comercializadores. Assim, os atuais cerca de 90 dias são divididos até 12 de março para os</p>

2.24. COMPENSAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.”</i></p>	<p>operadores de redes, ficando os comercializadores a dispor de 30 dias para efetuarem o pagamento aos seus clientes.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>“Relativamente às compensações a pagar pelo ORD e à semelhança do que foi efetuado para outras matérias do RQS, considera-se que devem ser estabelecidos prazos para o ORD creditar as compensações nas faturas de acesso às redes e prazos para os comercializadores pagarem as compensações aos seus clientes.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição propõe que o prazo de 45 dias seja estabelecido para pagamento das compensações pelo ORD aos comercializadores, sendo definido um prazo posterior para os comercializadores fazerem o respetivo pagamento aos clientes (conforme comentário (...) ao n.º 2 do artigo 95.º).”</i></p> <p><i>“A EDP Distribuição considera adequado que as compensações que não seja possível entregar aos clientes sejam utilizadas em iniciativas para melhorar a qualidade de serviço. Considera-se, no entanto, que será desejável que a redação do RQS estabeleça de forma clara os procedimentos a seguir pelos comercializadores para devolverem ao ORD as compensações que lhe tenham sido transferidas relativas a incumprimentos do ORD e que não tenha sido possível entregar aos seus clientes.”</i></p>	<p>A ERSE considera que a proposta apresentada no comentário configura um alargamento do prazo, ao fazer acumular o prazo atual de 45 dias como sendo o prazo para o ORD, com um prazo adicional para o comercializador. Constituiria assim uma deterioração dos direitos dos consumidores no que respeita ao recebimento de compensações devidas.</p> <p>A ERSE não deixará de acautelar a clarificação deste aspeto em sede de subregulamentação.</p> <p>No que respeita às compensações que não seja possível entregar aos clientes, a ERSE simplificou as disposições em causa, tendo em conta os comentários recebidos, passando os valores de compensação que não sejam pagos aos clientes a ser devolvidos por via das tarifas.</p>
<p>(REN)</p> <p>Relativamente aos n.º 1 e 2 do artigo 98.º do RQS do SE e do GN, “em relação a estes artigos, apresentam-se as propostas de alteração seguintes: No final do n.º 1, deve ser eliminado a</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário e alterou o articulado em conformidade.</p>

2.24. COMPENSAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>parte final “, acima dos limites fixados no número anterior”. Esta referência estava correta no Artigo 60.º do RQS atualmente em vigor, mas na redação deste Artigo 98.º deixou de fazer sentido. No final do n.º 2, onde se lê “contrato de vinculação” deverá ler-se “contrato de ligação”. Efetivamente é esta a designação atual do contrato em causa.” A proposta de alteração apresentada é: Artigo 98.º n.º 1:” Para efeitos do exercício do direito de regresso entre operadores de redes, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 92.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.” Artigo 98.º n.º 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 ligação estabelecido entre estas entidades e revisto anualmente.”</p>	
<p>(Galp Gás Natural Distribuição)</p> <p>Em relação ao n.º 1 do artigo 10.º e ao n.º 3 do artigo 93.º: “Considerando que o volume de pedidos apresentados pelos Comercializadores em regime de mercado livre representa cerca de 90% dos pedidos totais recebidos pelo ORD, devemos ter em conta que potencialmente o custo a reconhecer na estrutura de custos do ORD pode ser relevante se não for definido um limite máximo de compensações.” Proposta: “Estabelecer que o direito de regresso sobre o operador de redes seja limitado ao valor fixo de 20€, valor definido para os ORD.”</p>	<p>O n.º 1 do artigo 10.º define que “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>

2.24. COMPENSAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
	<p>O direito de regresso não se aplica apenas ao pagamento de compensações.</p> <p>O n.º 3 do artigo 93.º define que “Nas situações em que a compensação a pagar ao cliente ou reclamante 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>(Endesa) <i>“O número 3 do artigo 99 da proposta de revisão do RQS prevê que a comercializadora que não pode efetuar o pagamento da compensação ao cliente 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’ Neste ponto acreditamos necessárias a definição em particular do funcionamento deste fundo, quem será o gestor.”</i></p>	<p>A ERSE simplificou as disposições em causa, tendo em conta os comentários recebidos, passando os valores de compensação que não sejam pagos aos clientes a ser devolvidos por via das tarifas.</p>
<p>(EDP - Energias de Portugal) <i>“A redação do n.º 3 e n.º 4 do artigo 99.º, passou a prever que quando não seja possível ao comercializador ou ao ORD efetuar o pagamento da compensação ao cliente, o valor da compensação deve ser transferido para o fundo de incentivo à melhoria da qualidade de</i></p>	

2.24. COMPENSAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>serviço ou para fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço, respetivamente.</i></p> <p><i>A EDP considera adequado que as compensações que não sejam possíveis de entregar aos clientes sejam utilizadas em iniciativas para melhorar a qualidade de serviço.</i></p> <p><i>Considera-se desejável que a redação do RQS clarifique os procedimentos a seguir pelos comercializadores para devolverem ao ORD as compensações que lhe tenham sido transferidas relativas a incumprimentos do ORD e que não tenha sido possível entregar aos seus clientes “</i></p>	
<p>(Energia Simples)</p> <p><i>“Pretendemos ver concretizada como será feita a aplicação dos valores do fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade do serviço, para o qual reverterão os pagamentos/compensações provenientes dos ORD, CUR e comercializadores.”</i></p>	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p><i>“(…) O CC considera que a redação do n.2 3 do artigo 99.2 da proposta de RQS carece de clarificação e desenvolvimento, uma vez que parece apontar para a necessidade de cada comercializador constituir um fundo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, mas sem concretizar ou tipificar as ações que podem ser desenvolvidas para melhorar a qualidade de serviço. Sem prejuízo dos comentários anteriores, o CC coloca à consideração da ERSE que estes valores não devolvidos revertam simplesmente para as tarifas, para simplificação e transferência d processos.”</i></p>	

2.25. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário) O CT, o ORD e os cidadãos, aceitam, compreendem e incentivam que a assistência técnica em clientes prioritários seja imediata, ou o mais próximo disso. Tendo o CT tomado conhecimento, pela ERSE, que o padrão médio de reposição de serviço nos clientes prioritários é muito bom e observada a ponderação que deve existir entre um padrão médio e um padrão individual, recomenda:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Que seja mantido o padrão individual de 3 horas com direito a compensação, ii) Que seja estabelecido um padrão médio de 2 horas. 	<p>O comentário propõe a manutenção do tempo atual definido para os clientes prioritários, não apresentando assim nenhuma melhoria individual para estes. Simultaneamente propõe estabelecer um “padrão médio”, não sendo clara a forma como este se aplicaria, uma vez que neste tema estão definidas obrigações individuais.</p> <p>Importa referir que a maioria dos clientes prioritários, no setor elétrico, são aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependem do fornecimento de energia elétrica, e que dos cerca de 6 milhões de pontos de entrega, aproximadamente 2000 são clientes prioritários. Considera-se pertinente também recordar que, em 2015, houve 3 incumprimentos por cada 1000 assistências técnicas no setor elétrico, pelo que não se verificam grandes desvios do tempo médio de 66 minutos (2015). Face ao exposto, considera-se haver margem suficiente para atribuir a estes 2000 clientes prioritários um aumento de qualidade de serviço que vá ao encontro das suas necessidades, sem perturbar significativamente a atividade dos ORD.</p>

2.25. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Endesa) <i>“No artigo 101, é necessário esclarecer que o operador de redes deve manter o registo dos clientes com necessidades especiais (definido no parágrafo 1) com as informações transferidas pelo comercializador.”</i></p>	<p>A sugestão foi acolhida tendo sido alterado o referido artigo em conformidade.</p>
<p>(SIEAP) <i>“(…) Os comercializadores deverão ser obrigados a que os seus sites / portais tenham acesso a leitura de sintetizadores de voz para pessoas invisuais assim como atendimento em língua gestual portuguesa.”</i></p>	<p>O regulamento proposto já prevê a obrigação, por parte dos comercializadores, 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, 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>(EDP - Energias de Portugal) <i>“No que refere às regras aplicáveis aos ORD, destaca-se a alteração proposta pela ERSE que elimina a obrigação dos ORD procederem à identificação dos clientes prioritários, sem prejuízo de manterem a obrigação de manterem atualizado um registo dos clientes prioritários com base nas solicitações de registo efetuadas pelos interessados junto dos respetivos comercializadores.</i></p>	<p>A ERSE retirou a obrigação de serem os ORD a identificarem os clientes prioritários mas pretende manter a possibilidade de os ORD, se tiverem conhecimento de clientes que podem ser classificados como prioritários, tomarem a iniciativa de os adicionar ao registo, sem ser necessário que os clientes o solicitem junto do respetivo comercializador. Para tal, foi clarificado o articulado em conformidade.</p>

2.25. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>Solicita-se, contudo, esclarecimentos quanto a este tipo de registo, nomeadamente qual o âmbito deste requisito e que dados devem ser registados (dados pessoais ou apenas dados da instalação)."</i>	
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p> <p><i>"Para poder desenvolver medidas ou procedimentos adaptados 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, seria útil que o ORD informasse periodicamente os comercializadores relativamente ao número de clientes com necessidades especiais e a respetiva tipologia de necessidade especial associada a cada cliente."</i></p>	Cada comercializador tem a informação sobre os seus clientes com necessidades especiais. Os registos mantidos pelos ORD são periodicamente publicados nos seus relatórios da qualidade de serviço.
<p>(DECO)</p> <p><i>"A proposta de harmonização das definições e direitos dos clientes prioritários e dos clientes com necessidades especiais, parece-nos razoável e adequada. No entanto, consideramos que a monitorização do cumprimento destes indicadores deverá ser reforçada."</i></p>	A ERSE regista o comentário e não deixará de ter em conta a sugestão apresentada em momento oportuno.
<p>(EDP Distribuição)</p> <p><i>"No que refere às regras aplicáveis aos ORD, destaca-se a alteração proposta pela ERSE que elimina a obrigação dos ORD procederem à identificação dos clientes prioritários, sem prejuízo de manterem a obrigação de manterem atualizado um registo dos clientes prioritários com base nas solicitações de registo efetuadas pelos interessados junto dos respetivos co</i></p>	A ERSE retirou a obrigação de serem os ORD a identificarem os clientes prioritários mas pretende manter a possibilidade de os ORD, se tiverem conhecimento de clientes que podem ser classificados como prioritários, tomarem a iniciativa de os adicionar ao registo, sem ser necessário que os clientes o solicitem junto do respetivo comercializador. Para tal, foi alterado o articulado em conformidade.

2.25. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>mercionalizadores. A EDP Distribuição considera adequada esta proposta de alteração regulamentar, uma vez que se considera que os procedimentos propostos pela ERSE podem contribuir para uma identificação mais rigorosa dos clientes prioritários.”</p>	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“(…) O prazo para chegada à instalação de cliente prioritários é reduzido de 3h para 2h, notando o CC que não são fornecidos dados quantitativos que justifiquem esta proposta, nomeadamente em termos de análise de custo-benefício, bem como do efetivo número de situações associadas a este tipo de clientes que obrigam a intervenções dos operadores. (...) o CC nota que estas propostas representarão uma exigência acrescida na capacidade de resposta das equipas de assistência técnica dos operadores de redes, em particular durante o período da noite. A alteração proposta conduzirá ao aumento do número de equipas de assistência técnica que terão de se manter disponíveis (3 turnos em vez dos atuais 2), de modo a cobrir os períodos noturnos em que se verifica um número muito reduzido de solicitações.</p> <p>(…) O CC recomenda que esta medida seja reponderada pela ERSE, podendo justificar-se que a regulamentação vigente seja simplesmente reforçada com a introdução de um novo indicador que permita monitorizar o tempo médio de chegada às instalações de clientes prioritários.”</p>	<p>Importa referir que a maioria dos clientes prioritários, no setor elétrico, são aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependem do fornecimento de energia elétrica, e que dos cerca de 6 milhões de pontos de entrega, aproximadamente 2000 são clientes prioritários. Considera-se pertinente também recordar que, em 2015, houve 3 incumprimentos por cada 1000 assistências técnicas no setor elétrico, pelo que não se verificam grandes desvios do tempo médio de 66 minutos (2015). Face ao exposto, considera-se haver margem suficiente para atribuir a estes 2000 clientes prioritários um aumento de qualidade de serviço que vá ao encontro das suas necessidades, sem perturbar significativamente a atividade dos ORD. A ERSE irá acompanhar o desenvolvimento da informação nesta área para reavaliar esta situação no próximo processo de revisão regulamentar.</p>

2.26. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição) Relativamente ao n.º 5 do artigo 109.º do RQS do SE e do GN, “<i>não existem indicadores gerais de qualidade de energia, pelo que não é aplicável a discriminação por concelho e zona de qualidade de serviço. Os resultados de qualidade de energia são apresentados com elevada discriminação, por ponto de entrega (PdE)</i>”. A proposta de alteração apresentada é:” 5 - Com exceção das matérias relativas à qualidade de serviço de âmbito comercial e qualidade de energia, o operador da rede de distribuição deve discriminar as matérias referidas no número 3 por: a) Concelho; b) Zona de qualidade de serviço e nível de tensão, para o setor elétrico”</p>	<p>A sugestão apresentada foi aceite tendo sido alterado o referido artigo.</p>
<p>(EDP Serviço Universal, EDP Gás Serviço Universal, EDP - Energias de Portugal) “De acordo com a alínea k) n.º 7 do mencionado artigo [artigo 109.º], os relatórios da qualidade de serviço dos comercializadores devem conter o número de clientes prioritários, à data de 31 de dezembro. Ora o registo dos clientes prioritários é feito pelo ORD, pelo que não se justifica o comercializador reportar esta informação. Assim, é proposta a eliminação desta alínea.”</p>	<p>Os deveres para com os clientes prioritários envolvem a comunicação entre comercializadores e ORD. Acresce que os ORD devem manter um registo atualizado dos clientes prioritários mas os comercializadores devem comunicar ao ORD as solicitações de registo como cliente prioritário que aceitem destes. Uma vez que cada comercializador terá conhecimento dos seus respetivos clientes prioritários, e que os relatórios da qualidade de serviço das empresas podem ser lidos por públicos diferentes, não se vê razão para que os comercializadores não publiquem nos seus relatórios os respetivos números de clientes prioritários.</p>

2.26. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário – secção GN) <i>“O CT entende como relevante recomendar à ERSE que os Relatórios de Qualidade de Serviço do SNGN, do ano n-2, sejam publicados previamente à apresentação da Proposta de Tarifas e Preços do GN, de modo a que seja possível aperceber a relação custo/benefício deste importante vetor de avaliação.”</i></p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão apresentada, pelo que apresentará informação preliminar, a qual conterà apenas 6 meses do ano-gás, uma vez que será apresentado o ano civil mais recente à data de análise da proposta.</p>
<p>(Iberdrola Clientes Portugal, DECO, Conselho Consultivo, Conselho Tarifário) Estas entidades consideram que deve haver uma data limite para a publicação dos relatórios da ERSE relativos à qualidade de serviço de ambos os setores, para que sejam possíveis melhorias em tempo útil na prestação dos serviços. Consideram ainda que, não obstante a publicação em documentos separados da análise a diversos temas, se deve manter a publicação de um documento único que permita obter uma visão global e permita também monitorizar e acompanhar a evolução e funcionamento do SEM e SNGN no âmbito da qualidade de serviço.</p>	<p>Será apresentada aos Conselhos toda a documentação que avalia e caracteriza o conjunto de informação relacionada com a qualidade serviço. A ERSE publicará toda a informação até ao dia 15 de outubro.</p>

2.27. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Iberdrola Clientes Portugal)</p>	<p>A ERSE terá em consideração a preocupação manifestada na elaboração do plano de auditorias previsto no RQS. Será</p>

2.27. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>Reconhece-se que a abrangência das auditorias da qualidade de serviço, que abarcam um conjunto muito alargado e diversificado de temas, não permite que as mesmas foquem matérias específicas que seriam de interesse avaliar de forma mais detalhada. Mais, confirma-se que os inúmeros temas que têm sido auditados no âmbito dos regulamentos da qualidade têm sofrido uma excessiva morosidade com custos relevantes. Não obstante, considera-se fundamental que seja definido um número máximo de auditorias a realizar anualmente por forma a que o plano de auditorias que a ERSE proponha não se torne também ele moroso e com custos relevantes.”</i></p>	<p>inclusivamente necessário ter em consideração a articulação com todos os temas de regulação sujeitos a auditoria.</p>
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p><i>“A proposta da ERSE de realizar auditorias temáticas merece a concordância do CT dado que permitirá aprofundar a análise da qualidade de serviço prestada pelos vários operadores, nos seus diversos aspetos. No entanto a ERSE deverá garantir que num período alargado de tempo, são cobertos todos os temas auditáveis, de forma a garantir monitorização da totalidade dos temas do RQS. Deste modo, o CT recomenda que seja[m] estabelecido[s] com alguma antecedência, programas das auditorias, de modo a permitir uma maior clareza e evidenciação da abrangência das matérias tratadas.”</i></p>	<p>O plano de realização de auditorias previsto no regulamento tem também como objetivo garantir que ao longo do tempo todos os temas serão objeto de auditoria. A ERSE terá em consideração a necessária antecedência de aprovação dos planos de auditorias.</p>
<p>(APEQ)</p> <p><i>“No âmbito do RQS, parece ser racional harmonizar e promover ações de verificação, alargadas a auditorias e inspeções, sobre a qualidade de serviço aplicadas ao sector do gás</i></p>	<p>Conforme previsto no RQS, a ERSE aprovará o plano de auditorias, o conteúdo e os termos de referência das auditorias e os critérios de seleção das entidades auditoras.</p>

2.27. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E AUDITORIAS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>e da eletricidade. O plano anual de auditorias, assim como o reconhecimento das Entidades Auditoras deve ser aprovado pela ERSE.”</i>	
<p>(EDA)</p> <p><i>“(…) pode concluir-se que a periodicidade das auditorias externas à totalidade das obrigações a cumprir pelos operadores das redes será substituída por auditorias temáticas, e, em vez do período máximo de 2 anos entre duas Auditorias consecutivas, serão elaborados planos anuais das auditorias externas temáticas a realizar. (...) em vez dos 2 anos, teremos ‘Planos Anuais de Auditoria’, que implicam a redução do período da realização das auditorias de 2 para 1 ano. Parece-nos que o esforço para garantir a execução de alteração de processos, programas informáticos e implementação de planos de melhoria em menos do que 2 ou 3 semestres será excessivo, não descurando ainda o tempo necessário para preparação de cadernos de encargos, sujeitos a prévia aprovação da ERSE, consultas, avaliação de propostas e adjudicação das auditorias externas temáticas, pelo que se conclui pela necessidade de uma melhor ponderação relativamente ao período de tempo entre auditorias. Atendendo ao exposto sugere-se que a ERSE reconsidere a manutenção da periodicidade atualmente em vigor, para a realização de auditorias (“Entre quaisquer duas auditorias consecutivas à mesma entidade não devem decorrer mais de dois anos”), dado antever-se que a realização de auditorias anuais, mesmo temáticas, será de difícil execução.”</i></p>	<p>A elaboração pela ERSE de planos anuais de auditoria não significa que todas as empresas terão de realizar auditorias todos os anos. A decisão da ERSE relativamente aos temas a analisar, e às empresas alvo de verificação, terá em conta também a otimização da periodicidade das auditorias a uma mesma empresa.</p>

3 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

3.1. MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 1.1 do Procedimento n.º 3 do MPQS do SE e do GN, “<i>sendo a contagem de interrupções um dos indicadores fundamentais para avaliação do desempenho das redes elétricas, considera-se que as interrupções resultantes de eventos excecionais e de problemas nas instalações particulares não deverão ser contabilizadas para efeitos de avaliação do desempenho das redes elétricas. Esta prática é adotada em várias publicações internacionais de benchmarking do desempenho de redes elétricas. A rede não tem capacidade técnica de evitar os danos provocados por clientes em instalações de outros clientes. Esta exclusão é inclusive compatível com o previsto no artigo 35.º deste RQS quando estabelece que: “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.” A proposta de alteração apresentada é: “O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, sendo somente <u>excluídas aquelas com origem em eventos excecionais e em instalação de cliente</u>”</i>”</p>	<p>A ERSE não concorda com a visão de que o operador de rede nada pode fazer para evitar o impacto na rede de instalações de consumo. O RQS prevê um conjunto de procedimentos que podem conduzir inclusivamente à interrupção de fornecimento da instalação “poluidora”. Assim, mantendo nos indicadores a perspetiva da qualidade sentida pelos clientes, é dado o sinal ao operador de rede para que seja diligente na solução dos problemas de injeção de perturbações na rede.</p>
<p>(EDP Distribuição).</p>	

3.1. MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>Relativamente ao n.º 2.2 do Procedimento n.º 3 do MPQS do SE e do GN, “sendo a contagem de interrupções um dos indicadores fundamentais para avaliação do desempenho das redes elétricas, considera-se que as interrupções resultantes de eventos excecionais e de problemas nas instalações particulares não deverão ser contabilizadas para efeitos de avaliação do desempenho das redes elétricas. Esta prática é adotada em várias publicações internacionais de benchmarking do desempenho de redes elétricas. A rede não tem capacidade técnica de evitar os danos provocados por clientes em instalações de outros clientes. Esta exclusão é inclusive compatível com o previsto no artigo 35.º deste RQS quando estabelece que: “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.” A proposta de alteração apresentada é: “No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções que afetem os pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição em AT, MT e BT, sendo <u>excluídas aquelas com origem em eventos excecionais e em instalação de cliente</u>”</p>	
<p>(EDP Distribuição).</p> <p>Relativamente ao n.º 2.2 do Procedimento n.º 3 do MPQS do SE e do GN, “a seguinte proposta de alteração resulta diretamente da leitura dos restantes requisitos do RQS”. A proposta de alteração apresentada é: “Todos os indicadores são calculados globalmente, e por nível de tensão, por concelho, por NUTS III e por zona de qualidade de serviço (A, B e C), <u>à exceção</u></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário apresentado tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

3.1. MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>do indicador TIEPI MT e END, que só são calculados para o nível de tensão MT, e do indicador MAIFI que apenas é calculado para os níveis de tensão AT e MT “</i>	
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente aos n.º 2.2.3, 2.2.4 e 2.2.5 do Procedimento n.º 3 do MPQS do SE e do GN, <i>“considera-se relevante esclarecer que os pontos de entrega da rede de distribuição AT correspondem às instalações de clientes AT, de modo a garantir coerência com o cálculo dos indicadores em BT e MT. Por outro lado, tratando-se de indicadores de desempenho da rede de distribuição na prestação do serviço aos clientes (instalações de utilização de energia), fará sentido calcular os indicadores com base nestas instalações.” A proposta de alteração apresentada é: k – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT (clientes AT)”</i></p>	<p>A ERSE clarificou o tipo de pontos de entrega (instalações de consumo e instalações de produção) a considerar no cálculo de cada indicador. Passam a ser calculados indicadores de continuidade de serviço distintos para as interrupções a pontos de entrega a instalações de consumo e a pontos de entrega a instalações de produção.</p>
3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EEM)</p> <p>Relativamente ao Procedimento n.º 4 do MPQS do SE e do GN, <i>“propõe-se que, independentemente do prazo de envio do relatório preliminar, seja preparado um modelo</i></p>	<p>A ERSE aumentou o prazo para três dias, deixando de ser “relatório” e passando a “informação preliminar”.</p>

3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>específico do relatório a considerar. De referir que dependendo das circunstâncias específicas, o prazo de 2 dias pode ser muito curto”</i>	
<p>(EDP - Energias de Portugal)</p> <p><i>“Tendo em consideração os recursos humanos e sistemas de informação necessários para determinação se um determinado incidente reúne critérios de incidente de grande impacto, considera a EDP que o prazo mínimo para disponibilização preliminar seria de 3 dias”</i></p>	A ERSE concorda com o comentário e alterou o articulado em conformidade.
<p>(EDA)</p> <p><i>“Deverá ser enviada informação preliminar indicativa, até 4 dias a partir da data de início do incidente a que se refere o IGI, contendo: a causa/origem indicativa do número de clientes afetados, zona afetada, data de início. Admite-se desta forma ficar mais claro o que se pretende e que essa pretensão não vai colidir com o desenrolar da operação de reposição do fornecimento de energia elétrica quando em presença de incidentes mais longos na extensão da rede atingida e no tempo da sua duração.</i></p> <p><i>Caso se confirme a condição de IGI, no prazo de 20 dias a partir da data terminal do incidente, deverá ser enviado um relatório final.”</i></p>	A ERSE aumentou o prazo para três dias, deixando de ser “relatório” e passando a “informação preliminar”.

3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p><i>“Entende o CT, que dado o curto prazo (2 dias) exigido para a apresentação do relatório preliminar, teria maior utilidade a especificação da informação mínima que deverá constar deste relatório.”</i></p>	<p>A ERSE aumentou o prazo para três dias, deixando de ser “relatório” e passando a “informação preliminar”. Esta informação preliminar a enviar à ERSE deverá conter o melhor relato disponível à data, o que dependerá do tipo de incidente e da sua magnitude.</p>
<p>(Conselho Consultivo, Conselho Tarifário)</p> <p><i>Considera-se que a expressão "relatório preliminar" deverá ser substituída por "informação preliminar", considerando que no prazo de 48h, alguma da informação considerada relevante, designadamente as causas do incidente, o número de clientes e a região afetados, poderão não ser ainda conhecidas. Além disso, sem prejuízo do envio daquela informação preliminar, que os operadores de redes poderão disponibilizar nas suas páginas internet informação sintética sobre os incidentes de grande impacto. Esta informação disponibilizada na internet pelos operadores de rede poderia ser efetuada num formato aprovado pela ERSE. Finalmente, considera-se que para clarificação a redação final a adotar nas diferentes peças regulamentares (por ex. no MPQS) deverá permitir uma interpretação clara da contagem dos prazos a respeitar, nomeadamente se em dias úteis ou corridos, entendendo que a necessidade de aquisição de informações pelo regulador não deverá prejudicar a concessão de um prazo mínimo para elaboração de um primeiro relatório que, mesmo preliminar, será usualmente decisivo no esclarecimento destas situações.</i></p>	<p>A ERSE aumentou o prazo para três dias, deixando de ser “relatório” e passando a “informação preliminar”.</p>

3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição).</p> <p>Relativamente ao número 2 do Procedimento n.º 4, <i>“tendo em consideração o tempo inerente à determinação se um determinado incidente cumpre os critérios de grande impacto e face ao curto prazo para disponibilização da informação, considera-se que a informação terá de ser assumida como indicativa e provisória. Assim, sugere-se que o número 2 do Procedimento n.º 4 apresente a seguinte redação: A informação preliminar a enviar à ERSE corresponderá à melhor caracterização possível dos factos conhecidos à data, assumindo um carácter indicativo e provisório. Esta informação poderá incluir uma indicação tentativa da causa do incidente, do número de clientes afetados e da região afetada”.</i></p>	<p>A ERSE concorda com a proposta tendo alterado o articulado em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição).</p> <p>Relativamente ao n.º 4 do Procedimento n.º 4, <i>“tendo em consideração os recursos humanos e sistemas de informação necessários para determinação se um determinado incidente cumpre os critérios de incidente de grande impacto, considera-se que o prazo mínimo para disponibilização preliminar será de 3 dias. A título de exemplo, para um incidente com início na noite de 6.ª feira, é razoável que a disponibilização de informação seja efetuada na 2.ª feira seguinte. Por outro lado, tendo em consideração que um incidente de grande impacto pode prolongar-se por vários dias, considera-se importante que o prazo de envio do relatório final seja contabilizado a partir da data de fim do incidente, de forma a ser possível relatar integralmente todos os factos relevantes e obter todos os registos com a maior precisão”.</i></p>	<p>A ERSE concorda com a proposta tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

3.2. INFORMAÇÃO NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>possível”. A proposta de alteração apresentada é: “Deve ser enviado um relatório preliminar no prazo de 3 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere. No prazo de 20 dias, contados a partir do término do incidente, deve ser enviado um relatório final. Na sequência de solicitação por parte do operador da rede em causa, este prazo pode ser prorrogado por decisão da ERSE”</i></p>	
<p>(REN)</p> <p><i>“Tendo como objetivo permitir que a ERSE disponha de informação num prazo mais curto sobre os incidentes de grande impacto, foi proposta a introdução do envio de um relatório preliminar no prazo de 2 dias, contendo a informação disponível à data. No RQS em vigor é somente necessário enviar um relatório, no prazo de 20 dias, contados a partir da data de início do incidente. O prazo de 2 dias proposto para apresentação de um relatório preliminar, mesmo considerando que são dias corridos, pode ser demasiado curto, pelo que se propõe passe a 2 dias úteis. Assim, sugere-se a seguinte redação: Deve ser enviado um relatório preliminar no prazo de 2 dias úteis, contados a partir da data de início do incidente a que se refere “</i></p>	<p>A ERSE aumentou o prazo para três dias, deixando de ser “relatório” e passando a “informação preliminar”.</p>

3.3. EVENTOS EXCECIONAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição).</p> <p>Relativamente ao n.º 4 do Procedimento n.º 5 do MPQS do SE e do GN, “<i>de modo a garantir a estabilidade do processo de classificação de eventos excecionais atualmente em vigor, propõe-se que seja transposto para este Procedimento o prazo estabelecido para o efeito, pela ERSE, na Diretiva n.º 21/2013.</i>” A proposta de alteração apresentada é:” <i>O pedido deve ser apresentado até ao dia 20 do mês seguinte ao qual se refere, pelo menos numa versão preliminar, contados a partir da data de término do evento</i>”</p>	<p>A proposta de MPQS prevê um prazo de 20 dias para que o pedido de evento excecional seja apresentado junto da ERSE, ainda que com informação preliminar. Todavia, e tendo em consideração o previsto na Diretiva 21/2013, a ERSE alterou a proposta de MPQS alargando o prazo para 30 dias.</p>
<p>(REN).</p> <p>O n.º 4 do Procedimento n.º 5 do MPQS do SE e do GN estabelece o seguinte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “<i>O pedido deve ser apresentado no prazo máximo de 20 dias, pelo menos numa versão preliminar, contados a partir da data de início do evento a que se refere.</i> • <i>O incumprimento não justificado dos prazos referidos anteriormente habilita a ERSE à não atribuição da classificação como evento excecional.</i> • <i>Os prazos para a tomada de decisão da ERSE, bem como para o envio à ERSE dos pareceres das entidades administrativas previstas serem consultadas no processo de decisão serão publicados por Diretiva da ERSE.</i> 	

3.3. EVENTOS EXCECIONAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Estes prazos podem ser prorrogados por decisão da ERSE, por sua iniciativa, por solicitação das entidades administrativas previstas serem consultadas no processo de decisão ou após pedido justificado do requerente.”</i> <p><i>Apesar de os quatro parágrafos acima do ponto 4 Prazos já constarem no MPQS atualmente em vigor, considera-se que o prazo de 20 dias apresentado no primeiro parágrafo deve ser revisto. Note-se que a Diretiva n.º 21/2013 da ERSE, de 30 de outubro, sobre esta mesma matéria, estabeleceu o seguinte: “(...) 3. Aprovar os prazos, referidos no n.º 4 do Procedimento n.º 5 do MPQS, para a classificação como eventos excecionais das ocorrências com origem em factos não imputáveis aos operadores das redes que simultaneamente não reúnam condições para ser classificadas como incidentes de grande impacto:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>a. O pedido de classificação como evento excecional deverá ser realizado até ao dia 20 do mês seguinte ao qual se refere.</i> <i>b. A decisão da ERSE deverá ser comunicada às entidades requerentes até 40 dias após a receção do pedido de classificação das ocorrências como eventos excecionais. (...)”</i> <p><i>Efetivamente, o prazo que foi considerado em vigor desde 2014, foi o da Diretiva n.º 21/2013 da ERSE, de 30 de outubro, ou seja, “até ao dia 20 do mês seguinte ao qual se refere”. Assim, atendendo à importância do cumprimento deste prazo, propõe-se que o Procedimento n.º 5 seja revisto neste aspeto, transcrevendo o conteúdo da Diretiva.” A proposta de alteração</i></p>	

3.3. EVENTOS EXCECIONAIS	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>apresentada é:” O pedido de classificação como evento excecional deverá ser realizado até ao dia 20 do mês seguinte ao qual se refere “</i>	

3.4. MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p><i>“No último relatório de Qualidade de Serviço publicado pela ERSE, referente ao ano de 2015 (...), é apresentada uma melhoria a todos os níveis (...). Dado que nos últimos anos se tem assistido a melhorias sucessivas da QS, o CT tem alertado para a natureza finita deste progresso, tendo recomendado anteriormente, que os progressos cada vez mais difíceis deverão ser mais bem premiados. Por outro lado, deveriam ser premiadas apenas as melhorias resultantes de causas estruturais, deixando de fora desta análise as alterações de desempenho que advenham da menor ocorrência de causas fortuitas.”</i></p>	<p>As melhorias da qualidade de serviço são premiadas através do mecanismo de incentivo à melhora da continuidade de serviço. Este mecanismo exclui interrupções de advenham de eventos excecionais.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 4 do Procedimento n.º 6 do MPQS do SE e do GN, <i>“propõem-se as alterações indicadas com vista a uniformizar os critérios de cálculo das Componentes 1 e 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço. Por outro lado, considera-se importante que a componente 2 tenha em consideração incidentes sobre os quais o ORD tem</i></p>	<p>O resultado da Componente 2, à semelhança do que já se verifica na Componente 1, do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço deve refletir o desempenho do ORD relativamente à qualidade de serviço das suas redes. Neste sentido, e atendendo aos comentários</p>

3.4. MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>capacidade de intervenção, o que não acontece com as interrupções com origem na RNT e em razões de segurança.” A proposta de alteração apresentada é: “SAIDI MT_{5%}_{t-2}: Valor da média deslizante do SAIDI MT no ano t-2, ano t-3 e ano t-4, expressa em minutos, referente ao conjunto dos 5% Postos de Transformação que apresentam <u>durações totais de interrupções longas mais elevadas</u> e relativo à totalidade dos incidentes, <u>excluindo aqueles com origem em razões de segurança, em interrupções com origem na RNT e em incidentes classificados como eventos excepcionais.</u>”</i></p>	<p>recebidos, a ERSE considera que para o cálculo da SAIDI MT_{t-2}, para além dos eventos excepcionais, devem ser também excluídas interrupções que não tenham origem na própria rede, designadamente as razões de segurança e as situações com origem na RNT.</p> <p>Estes comentários serão tidos em consideração no momento de definição e aprovação de parâmetros referentes ao mecanismo de incentivo.</p>

3.5. PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(REN)</p> <p>Relativamente ao n.º 3 do Procedimento n.º 8 do MPQS do SE e do GN,” <i>atendendo a que à data da presente consulta já existe monitorização permanente em todas as instalações da RNTEE com função de ponto de entrega, considera-se que:</i></p>	<p>A ERSE concorda com o comentário tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

3.5. PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>O ponto n.º 2 PERIODICIDADE E APROVAÇÃO deveria ser revisto considerando a dispensa de envio do plano de monitorização dos pontos de entrega da RNTEE à ERSE para aprovação (até 15 de setembro do ano anterior à sua entrada em vigor).</i></p> <p><i>Todo o ponto n.º 3 RNTEE deveria ser revisto. Julga-se também importante clarificar neste procedimento que nos PdE situados em instalações de entidades externas servidos por linha(s) MAT não é necessário proceder à instalação de equipamento de monitorização permanente. Nestes casos, a monitorização da qualidade da energia elétrica é assegurada no ponto de interligação. Estando todos os pontos de entrega na RNTEE monitorizados de forma permanente, o detalhe proposto para situações de ausência de monitorização deverá ser retirado. Esta clarificação poderá ser conseguida mediante a inclusão no ponto Nº 3 do texto semelhante ao seguinte (extraído do ponto Nº 4 do Procedimento n.º 10): “A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos PdE ou nos pontos de interligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.”. A proposta de alteração apresentada é:” 3.1 MONITORIZAÇÃO DA RNTEE - A monitorização da qualidade da energia elétrica deve ser realizada nos PdE ou nos respetivos pontos de interligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30. 3.2 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE - Nos PdE da RNTEE que ainda não sejam devem estar abrangidos por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano. “</i></p>	

3.5. PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 4.1.1. do Procedimento n.º 8 do MPQS do SE e do GN, “considera-se que o ponto 4.1.1 deverá ser atualizado à data de entrada em serviço do novo RQS. A proposta de alteração apresentada é: A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em <u>68</u> subestações AT/MT em 1 de janeiro de <u>2018</u>. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 4.1.3. do Procedimento n.º 8 do MPQS do SE e do GN, “considera-se que o ponto 4.1.3 deverá ser atualizado à data de entrada em serviço do novo RQS. A proposta de alteração apresentada é: O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve incluir a monitorização da qualidade da energia elétrica de, pelo menos, <u>98</u> subestações AT/MT em 1 de janeiro de <u>2018</u>, devendo registar posteriormente, pelo menos, o crescimento anual mínimo referido no ponto 4.1.1.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>

3.6. MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 3 do Procedimento n.º 9 do MPQS do SE e do GN, “a <i>redação proposta, procura ir ao encontro da nova redação da alínea b) do n.º 3 do Artigo 65.º do RQS</i>”. A proposta de alteração apresentada é:” Poderá ser efetuada, <u>de acordo com a alínea b) do n.º 3 do Artigo 65.º do RQS</u>, uma visita <u>combinada</u> às instalações do cliente para identificar as causas da eventual falta de qualidade de energia elétrica, nomeadamente para verificação no local dos valores eficazes de tensão e proceder, se necessário, ao seu registo num ponto da instalação elétrica do cliente, onde sejam garantidas as condições técnicas e de segurança, durante o tempo considerado suficiente, de forma a recolher as evidências que permitam analisar a reclamação.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente ao n.º 3 do Procedimento n.º 9 do MPQS do SE e do GN, “a <i>redação desta disposição não refere a edição aplicável da norma CEI 61000-4-30. No caso de se ter optado por não indicar a edição e assumir-se que será a versão à data de publicação do regulamento ou à data de aplicação do mesmo, considera-se que de deverá indicar explicitamente no documento qual das opções é a pretendida. Segundo a edição em vigor da CEI 61000-4-30:2015, ed.3, os equipamentos Classe A deverão ser utilizados para situações contratuais com eventuais questões em discussão entre as 2 partes, que no limite poderão constituir prova em tribunal. Os equipamentos classe S deverão ser utilizados para aplicações estatísticas ou avaliação/caracterização dos níveis de Qualidade de Energia para diversos parâmetros. Dado</i></p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPQS do em conformidade.</p>

3.6. MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>o enquadramento (Medições da Qualidade da Energia Elétrica na sequência de reclamações dos clientes) e de acordo com o recomendado na norma, o equipamento a utilizar nesta situação deverá ser Classe A.</i>	

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(REN).</p> <p><i>O ponto 3.2 do Procedimento n.º 10, aborda o conceito de tensão declarada, a qual “é fixada por PdE, no intervalo de $U_n \pm 7\%$”, e que se pode aplicar aos barramentos de 60kV, onde por via da regulação automática em carga dos transformadores se pode manter a tensão aproximadamente constante no valor da tensão declarada. No entanto, nos PdE em MAT, onde a tensão é variável e resultante de “despacho” das tensões, a tensão não se mantém constante numa tensão declarada, mas antes é uma variável cada vez mais variável. Ao aplicar-se os conceitos de tensão declarada e tensão de exploração na MAT, e dizendo que esta pode tomar valores entre $U_n \pm 7\% \pm 5\%$ em regime permanente, os mesmos não estão totalmente coerentes, em particular nos valores máximos de 150kV, com os valores máximos estabelecidos nos critérios de segurança do RRT e MPGS.</i></p>	<p>A ERSE propõe que estes temas seja objeto de análise no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, visto que, se reveste de elevada complexidade técnica e que beneficia de uma discussão mais alargada e focada.</p>

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>No ponto 3.7 do Procedimento n.º 10, referente a sobretensões, a referência para as sobretensões (“swells”) estabelecido nesta revisão do MPQS deverá ser alvo de revisão, tendo em conta que a RNT é uma rede com um regime de neutro efetivamente ligado à terra, podendo por essa razão em caso de defeito assimétrico a(s) tensão(ões) na(s) fase(s) sã(s) atingir um valor de 1,4 vezes a tensão fase-terra pré-defeito durante um período tempo correspondente ao tempo de eliminação de defeito.</i></p> <p><i>No ponto 4 do Procedimento n.º 10, estabelece-se que “A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos PdE ou nos pontos de ligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.”. Considerando as definições do MPQS e o sentido da frase, parece-nos que em vez de “pontos de ligação” deveria ser “pontos de interligação”, ficando então:</i></p> <p><i>“A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos PdE ou nos pontos de interligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.”.</i></p> <p>A proposta de alteração apresentada é: Proc. n.º 10, Ponto 1: <i>Tal como previsto no RQS, neste procedimento estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação no PdE ao cliente, em MAT em condições normais de exploração, no referente a:</i></p> <p><i>a) Frequência;</i></p> <p><i>b) Variações da tensão de alimentação;</i></p>	

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>c) Tremulação “flicker”;</p> <p>d) Distorção harmónica;</p> <p>e) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;</p> <p>f) Cavas de tensão;</p> <p>g) Sobretensões “swells”;</p> <p>Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 do Procedimento n.º 1.</p> <p>No caso de um PdE único e exclusivamente dedicado a um cliente MAT poderá excepcionar-se o cumprimento dos níveis de referência definidos no Procedimento n.º 10 no que diz respeito às seguintes perturbações: tremulação “flicker”, distorção harmónica e desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.</p> <p>Proc. n.º 10, Ponto 3.2: As tensões nominais (U_n) das redes exploradas pelo operador da RNTEE em MAT são as seguintes: 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV.</p> <p>As tensões de alimentação nos PdE da rede MAT deverão encontrar-se dentro das gamas indicadas no MPGS.</p> <p>No que diz respeito aos PdE que fazem a entrega de energia à RND a tensão declarada (U_c) é fixada por PdE, no intervalo $U_n \pm 7\% U_n$. Os valores da tensão declarada nos PdE são</p>	

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT

Comentários Recebidos

acordados entre o operador da RNTEE e o operador da RND, com revisão periódica anual ou sempre que estes operadores o considerem necessário.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo $U_c \pm 5\% U_c$, sem ultrapassar a tensão máxima das respetivas redes, por cada período de medição de uma semana.

Proc. n.º 10, Ponto 3.7:

Tensão de incremento $u(\%)$	Duração t (ms)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u > 140$	CELL S1	CELL S2	CELL S3
$140 \geq u > 110$	CELL T1	CELL T2	CELL T3

Proc. n.º 10, Ponto 4: *A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos PdE ou nos respetivos pontos de interligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30 “*

Observações da ERSE

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(MEGASA)</p> <p>Relativamente ao n.º 3.3 do Procedimento n.º 10 do MPQS do SE e do GN, “<i>por solicitação da ERSE e em conformidade com a regulamentação vigente, foi desenvolvido um estudo pela REN, para avaliar a eventual necessidade de implementação de um plano de melhoria da qualidade de serviço em relação ao flicker/tremulação. Indo de encontro às conclusões do estudo da REN, seria conveniente, e por isso propomos, uma alteração ao Procedimento n.º 10 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) que exceção do cumprimento dos valores de referência de flicker, definidos no ponto 3.3. Tremulação (flicker), os Pontos de Entrega exclusivamente dedicados a um cliente alimentado em Muito Alta Tensão (MAT).</i>”</p>	<p>A ERSE alterou o MPQS no sentido proposto.</p>
<p>(REN)</p> <p>Relativamente ao Procedimento n.º 10 do MPQS do SE e do GN, “<i>a metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações (“flicker”, distorção harmónica e desequilíbrio do sistema trifásico de tensões) a emitir para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN descrita no Procedimento n.º 11 do MPQS é aplicável no ponto de interligação. O cumprimento dos níveis de referência definidos no Procedimento n.º 10 do MPQS para estas perturbações em simultâneo no ponto de entrega e no ponto de interligação em MAT poderá conduzir a investimentos muito elevados ou mesmo impossíveis de realizar do ponto de vista técnico. Deste modo, a REN coloca à consideração da ERSE a possibilidade de exceção o cumprimento dos níveis de referência definidos no Procedimento n.º 10 do MPQS para as</i></p>	

3.7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>perturbações indicadas num ponto de entrega único e exclusivamente dedicado a um cliente MAT.</i>	

3.8. LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(REN)</p> <p>Relativamente ao n.º 1 do Procedimento n.º 11 do MPQS do SE e do GN, “o 3º parágrafo do Ponto n.º 1 deste procedimento estabelece o seguinte: “Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica pelas instalações elétricas de clientes ou de produtores fisicamente ligadas àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em MAT indicados no Procedimento n.º 11 e em AT, MT e BT definidos na norma NP EN 50160:2010.”. Efetivamente, onde se lê Procedimento n.º 11, deverá ler-se Procedimento n.º 10, pois é neste procedimento que se encontram definidas as características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT.” A proposta de alteração apresentada é:” Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica pelas instalações elétricas de clientes ou de produtores fisicamente ligadas àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.</p>

3.8. LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>MAT indicados no Procedimento n.º 10 e em AT, MT e BT definidos na norma NP EN 50160:2010.”</i>	
<p>(REN)</p> <p>Relativamente ao n.º 2 do Procedimento n.º 11 do MPQS do SE e do GN, “a referência normativa a) 61000-3-6 (1996-10) está desatualizada. A versão atualmente em vigor é a edição 2.0 de 2008. Todo o procedimento relativo a harmónicas está escrito com base no preconizado na edição 1.0 de 1996 da CEI 61000-3-6, substituída em 2008 e com nova edição prevista para 2018. A referência normativa b) 61000-3-7 não tem indicada a edição a que a norma se refere. Todo o procedimento relativo a flicker está descrito com base no preconizado na edição 1.0 de 1966, substituída em 2008 e com nova edição prevista para 2018. O procedimento relativo a desequilíbrio não tem norma internacional de referência.”</p>	<p>A ERSE optou por manter as referências normativas, retirando a data de edição das mesmas. Entende-se que a alteração do procedimento relativo a harmónicas, de acordo com a atualização das normas internacionais, deverá ser objeto de análise no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS.</p>
<p>(MEGASA)</p> <p>Relativamente ao Procedimento n.º 11 do MPQS, “propõe-se que se excecione do cumprimento dos valores de referência de flicker os Pontos de Interligação em MAT, sempre que o ponto se caracterize pela não existência de impacto em quaisquer clientes.”</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta apresentada tendo alterado o MPQS em conformidade.</p>

3.9. ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p>(REN)</p> <p>Relativamente ao n.º 2 do Procedimento n.º 12 do MPQS do SE e do GN, “o Ponto n.º 2 deste procedimento estabelece o seguinte: “O operador da rede de transporte deve enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação: 1 - Os registos previstos nos artigos 58.º, 62.º e 78.º do RQS. (...)”.</p> <p>Admite-se que a referência, na disposição acima transcrita, ao artigo 78.º será um lapso, uma vez que o n.º 1 desse artigo tem o conteúdo seguinte:</p> <p>“1 - Considera-se assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente, abreviadamente denominada “assistência técnica”, a deslocação do <u>operador de rede de distribuição</u> à instalação de um cliente na sequência de uma comunicação de avaria respeitante à rede da sua responsabilidade.”</p> <p>O Ponto n.º 3 deste procedimento estabelece o seguinte: “Os operadores das redes devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as matérias que lhe sejam aplicáveis:</p> <p>(...)</p> <p>i) Para cada subestação: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção. (...)</p> <p>Nesta alínea i), propõe-se que em lugar de “Para cada subestação (...)” fique “Para cada Ponto de Entrega (...)”, uma vez que na RNTEE existem subestações que não são pontos de entrega, pelo que não têm interrupções.”</p>	<p>A referência ao artigo 78.º tratou-se de um lapso, tendo sido corrigido no articulado.</p>

3.9. ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
A proposta de alteração apresentada é: “1 - Os registos previstos nos artigos 58.º e 62.º e 78.º do RQS. ”	
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à a) do n.º 3 do Procedimento n.º 12 do MPQS do SE e do GN, “propõe-se a clarificação de redação”. A proposta de alteração apresentada é:” a) Indicadores gerais de <u>continuidade</u> de serviço a nível global, por origem, tipo e causa da interrupção e por nível de tensão (no caso dos operadores das redes de distribuição devem ser ainda discriminados por zona de qualidade de serviço, por concelho e por NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, por ilha).”</p>	A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o RQS do setor elétrico e do gás natural em conformidade.
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>Relativamente à i) do n.º 3 do Procedimento n.º 12 do MPQS do SE e do GN, “propõe-se a clarificação de redação.” A proposta de alteração apresentada é: i) Para cada <u>subestação AT/MT</u>: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção.”</p>	A ERSE concorda com o comentário apresentado, tendo alterado o MPQS em conformidade.
<p>(EDP Distribuição)</p> <p>“Propõe-se ainda que a listagem da informação a reportar à ERSE [no âmbito da qualidade de serviço comercial] integre o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço, do qual</p>	A ERSE, oportunamente irá acordar com as empresas o formato mais adequado para o envio da informação, tendo em conta os sistemas existentes. A ERSE responderá a qualquer

3.9. ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<p><i>poderia constar o formato das tabelas a preencher para reporte da informação à ERSE, bem como a fórmula de cálculo dos vários indicadores e do número de incumprimentos.”</i></p>	<p>questão ou dúvida relacionada com o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço comercial para os quais a leitura do RQS ainda suscite dúvidas.</p>
<p>(REN) Relativamente à i) do n.º 3 do Procedimento n.º 12 do MPQS do SE e do GN, “o Ponto n.º 3 deste procedimento estabelece o seguinte: “Os operadores das redes devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as matérias que lhe sejam aplicáveis:</p> <p>(...)</p> <p><i>i) Para cada subestação: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção. (...)</i></p> <p><i>Nesta alínea i), propõe-se que em lugar de “Para cada subestação (...)” fique “Para cada Ponto de Entrega (...), uma vez que na RNTEE existem subestações que não são pontos de entrega, pelo que não têm interrupções.”</i></p> <p>A proposta de alteração apresentada é: “Os operadores das redes devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as matérias que lhe sejam aplicáveis:</p> <p>(...)</p>	<p>A ERSE irá aprofundar esta questão com a empresa, tendo mantido a proposta sujeita a consulta pública.</p>

3.9. ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentários Recebidos	Observações da ERSE
<i>i) Para cada subestação ponto de entrega: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção. (...).”</i>	