



---

## **REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SETOR ELÉTRICO**

**Comentários da EDP Distribuição à proposta submetida a Consulta Pública pela ERSE**

**Julho 2017**



## Índice

1	Considerações gerais .....	1
2	Regulamento Tarifário .....	3
2.1	Aumento da duração dos Períodos Regulatórios para 4 anos.....	3
2.2	Aplicação de metodologia de regulação económica TOTEX à atividade de distribuição em BT .....	3
2.3	Atividade e tarifas de operação logística de mudança de comercializador.....	4
2.4	Tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão .....	5
2.5	Possibilidade de diferenciação trimestral das Tarifas de Acesso em BTE e BTN .....	5
2.6	Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade.....	6
2.7	Simplificação do incentivo ao investimento em Redes Inteligentes.....	6
2.8	Opiniões emitidas pelos Auditores sobre os documentos utilizados no processo tarifário.	7
3	Regulamento de Relações Comerciais .....	9
3.1	Prazos .....	9
3.2	Diferenciação de imagem.....	9
3.3	Criação do Gestor de Garantias do SEN .....	10
3.4	Relacionamento comercial entre o OLMC e o operador de rede de distribuição em MT e AT .....	12
3.5	Participação da procura na prestação de serviços de sistema/flexibilidade .....	12
3.6	Prazo para a interrupção do fornecimento na sequência da cessação do contrato a pedido do cliente.....	13
3.7	Interrupções à sexta-feira e em véspera de feriado – clientes BT.....	13
3.8	Aviso prévio para interrupções por facto imputável ao cliente.....	14
3.9	Ligação à rede de instalações de consumo com potência requisitada superior a 2 MVA..	14
3.10	Projeto-piloto para agregação de intenções firmes de requisições de ligações às redes ..	15
3.11	Ligação de instalações de produção às redes.....	16

3.12	Novas obrigações dos ORD no âmbito das ligações às redes.....	18
3.13	Níveis de serviço diferenciados em função das características do contador.....	19
3.14	Potência contratada na Iluminação Pública (IP).....	20
3.15	Leitura dos equipamentos de medição .....	21
3.16	Leitura extraordinária dos equipamentos de medição .....	21
3.17	Correção de erros de medição .....	22
3.18	Motivos de interrupção .....	22
4	Regulamento da Qualidade de Serviço.....	25
4.1	Qualidade de Serviço Técnica .....	25
4.2	Qualidade de Serviço Comercial .....	41
5	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.....	51
5.1	Identificação de informação comercialmente sensível .....	51
5.2	Informação sobre o processo de acesso à rede de produtores ou de clientes com potência requisitada superior a 2 MVA .....	51
5.3	Partilha de custos e de risco de investimentos em ilhas de qualidade de serviço – Selo de Qualidade e <sup>+</sup> .....	52
5.4	Acompanhamento da implementação do PDIRD .....	53
5.5	Ativos entrados em exploração a considerar para efeitos de cálculo de tarifas.....	53
6	Regulamento de Operação de Redes.....	55

## 1 Considerações gerais

A ERSE submete a consulta pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento de Operação das Redes (ROR).

O início de um novo período de regulação em 2018, os desenvolvimentos verificados no mercado elétrico e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos atuais regulamentos são, conforme referido nos documentos publicados pela ERSE, as principais justificações para a proposta de revisão regulamentar.

O quadro regulamentar vigente permitiu, neste período de regulação que termina em 2017, manter o caminho de eficiência operacional e qualidade de serviço que tem caracterizado a evolução da EDP Distribuição nos últimos anos.

A EDP Distribuição tem vindo a apresentar um percurso de eficiência operacional que a posiciona ao nível dos operadores de redes mais eficientes da União Europeia, conforme demonstrado pelos resultados dos estudos que têm vindo a ser apresentados à ERSE.

Reconhecendo o caminho positivo que tem sido percorrido, apresentam-se seguidamente algumas considerações gerais que se submetem à ponderação da ERSE. Nos capítulos seguintes são apresentados, para cada regulamento, os comentários às propostas de alteração regulamentar submetidas a consulta pública pela ERSE.

### ***Estabilidade e previsibilidade do modelo regulatório***

O atual modelo de regulação económica da atividade de distribuição tem conduzido a excelentes resultados em termos de qualidade de serviço e eficiência operacional, sendo recomendável a sua manutenção, com alguns aperfeiçoamentos, no próximo período regulatório.

A EDP Distribuição considera que a estabilidade e previsibilidade do modelo regulatório são elementos essenciais para preservar o custo de capital da atividade de distribuição.

### ***Necessidades de investimento na rede de BT***

Os desafios regulatórios e de política energética, designadamente a integração de produção descentralizada e a criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado (“*demand response*”) vão conduzir a necessidades crescentes de investimento na rede de Baixa Tensão (BT), designadamente em redes inteligentes.

A EDP Distribuição considera essencial que o modelo de regulação económica aplicável à atividade de distribuição em BT tenha em consideração esta realidade e crie condições favoráveis ao investimento nas redes de BT de modo a ser possível potenciar os benefícios que desenvolvimentos tecnológicos podem trazer para os consumidores de energia elétrica.

***Padrões de qualidade de serviço***

No âmbito do processo de aprovação do PDIRD 2017-2021 foi decidido o adiamento de um conjunto de projetos que correspondem a cerca de 10% do investimento total. Considerando este nível de investimento, os modelos de planeamento de rede apontam para a manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço nos primeiros anos de aplicação do PDIRD e para uma ligeira degradação nos últimos anos do período 2017-2021.

Neste contexto de redução de investimento, a EDP Distribuição considera que, no próximo período regulatório, devem ser mantidos os padrões dos indicadores de continuidade de serviço aplicáveis às redes de distribuição.

***Nível de informação exigido às empresas reguladas***

A EDP Distribuição tem vindo a observar, a cada revisão regulamentar, um aumento muito significativo do nível de informação a reportar à ERSE.

A EDP Distribuição considera que novas exigências de informação devem ser cuidadosamente avaliadas no sentido de ponderar os custos e benefícios que decorrem da sua disponibilização.

***Adaptação dos sistemas de informação à nova regulamentação***

As alterações regulamentares têm impactos significativos ao nível dos sistemas de informação, pelo que será necessário considerar um período de transição para a sua adaptação. A necessidade de proceder a adaptações nos sistemas informáticos poderá ter implicações no cumprimento das novas obrigações de reporte de informação à ERSE em 2018, designadamente no que se refere às novas obrigações estabelecidas no RQS e no RARI.

## 2 Regulamento Tarifário

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as matérias tratadas no Regulamento Tarifário (RT).

Para além dos comentários específicos sobre propostas concretas de alteração regulamentar submetidas a consulta pública, são apresentadas algumas reflexões sobre temas tratados no RT que assumem particular relevância para a EDP Distribuição.

### 2.1 Aumento da duração dos Períodos Regulatórios para 4 anos

A ERSE propõe aumentar a duração dos Períodos Regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão dos parâmetros aplicáveis à atividade de distribuição em BT ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, argumentando que, desta forma, as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas.

A revisão dos parâmetros ao final de dois anos para a atividade da BT é justificada por dois motivos: (i) a introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros e (ii) à atribuição de novas concessões BT.

A EDP Distribuição propõe que esta decisão seja adiada para o próximo período de regulação, após atribuição das novas concessões de Baixa Tensão, cujo calendário ainda está marcado por algumas incertezas.

Caso se mantenha a proposta e para que se cumpra o princípio da estabilidade regulatória, deve ficar definido, de forma clara e inequívoca, que a possibilidade de rever os parâmetros passados 2 anos tem carácter excecional, e ser explícita quanto aos parâmetros que podem ser alterados, caso contrário, o princípio de estabilidade do modelo não seria garantido.

### 2.2 Aplicação de metodologia de regulação económica TOTEX à atividade de distribuição em BT

A ERSE propõe aplicar uma metodologia de regulação económica por incentivos tipo TOTEX para a atividade de distribuição de energia em Baixa Tensão, “que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Os custos considerados não controláveis pelas empresas, tais como as rendas de concessão, não fazem parte da base de custos.”

A ERSE refere também que “uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento”.

A EDP Distribuição compreende estes argumentos e gostaria de realçar que o timing da aplicação desta metodologia não será o mais adequado uma vez que surge numa altura em que o investimento em BT está a aumentar, devido à instalação de contadores inteligentes e à instalação da tecnologia LED na Iluminação

Pública, enquanto o investimento em AT/MT está a decrescer, perspetivando-se uma evolução estável do investimento total.

É reconhecido, que o atual modelo de regulação económica da atividade de distribuição em Baixa Tensão tem conduzido a excelentes resultados, quer em qualidade de serviço quer em eficiência operacional, sendo mais prudente a sua manutenção.

A eventual decisão de evoluir para um novo modelo de regulação deveria permitir graus de liberdade para aprovar cenários de investimento crescente ao longo do período regulatório, na medida em que estes estejam alinhados com as necessidades do Sistema. Neste sentido, seria preferível um modelo em que o fator de eficiência incidisse sobre o valor do investimento aprovado para cada ano, incentivando os operadores a serem eficientes face ao cenário aprovado (que poderia ser de crescimento ao longo do período regulatório, se justificável).

Assim, considera-se que este novo modelo deveria atender aos seguintes aspetos, que pretendem endereçar as particularidades identificadas:

- Aplicar esta metodologia apenas aos novos investimentos, com o objetivo de evitar a aplicação de metas de eficiência retroativas sobre investimentos já realizados, excluindo do TOTEX a base de ativos (e amortizações) em exploração no início do período de regulação;
- Ter em conta as projeções de CAPEX e OPEX enviadas pela empresa no início do período regulatório, por forma a não comprometer a modernização da rede e garantir os compromissos assumidos;
- Reduzir o peso relativo de indutores variáveis (ex. energia distribuída) na definição dos Proveitos Permitidos, uma vez que no modelo TOTEX a variabilidade destes indutores teria efeitos ampliados, que poderiam por si só conduzir a um aumento do custo de capital da atividade de Baixa Tensão;
- Excluir do TOTEX todos os custos não controláveis.

### **2.3 Atividade e tarifas de operação logística de mudança de comercializador**

Com a criação de uma atividade regulada autónoma para a operação logística de mudança de comercializador, impõe-se a criação de uma nova tarifa que assegure a recuperação dos proveitos permitidos desta nova atividade.

A ERSE, embora reconhecendo, a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC propõe uma tarifa monómia, tendo como variável de faturação a energia ativa, com preços diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento. A ERSE defende esta opção para evitar os inconvenientes associados à criação de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo) a incluir na tarifa de acesso às redes.

Considerando os argumentos apresentados pela ERSE, a EDP Distribuição considera que a opção mais adequada passa pela recuperação destes custos através de uma tarifa aplicável à potência contratada de cada cliente, com discriminação de preços por nível de tensão e tipo de fornecimento.

No que respeita ao relacionamento comercial entre o OLMC e o ORD a ERSE prevê a aplicação de uma Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador pelo OLMC ao ORD (no Regulamento Tarifário, Artº 93-A, nº2, em que se refere: “Proveitos faturados pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador (...) por aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deste operador”). A aplicação desta tarifa implicaria a disponibilização, por parte do ORD ao OLMC, dos dados mensais de faturação (potência contratada de acordo com a proposta da EDP Distribuição), após o fecho contabilístico do mês (num prazo a definir).

A EDP Distribuição considera que em alternativa à faturação do OLMC ao ORD seria de ponderar a possibilidade de ser o ORD a entregar mensalmente ao OLMC o valor faturado aos comercializadores, após apuramento contabilístico mensal (num prazo a definir). Deste modo, garante-se que os valores entregues ao OLMC são exatamente os coletados pelo ORD, evitando-se a ocorrência de ajustamentos tarifários no ORD.

## **2.4 Tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão**

A ERSE propõe a definição de uma nova tarifa de acesso às redes a aplicar pelo ORD<sub>MT/AT</sub> aos ORD<sub>BT</sub> às quantidades medidas nos Postos de Transformação (PT). Esta modalidade de faturação e a nova tarifa proposta pela ERSE aplicam-se exclusivamente às quantidades de energia medidas em cada PT, relativas aos consumos dos clientes na rede do ORD<sub>BT</sub> que são abastecidos pelo CUR<sub>BT</sub>.

Com a finalidade de assegurar a transferência dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) cobrados aos clientes de BT ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, a ERSE propõe que a nova tarifa de acesso a aplicar pelo ORD<sub>MT/AT</sub> aos ORD<sub>BT</sub> na situação anteriormente descrita passe a considerar a UGS aplicável às entregas em BT ajustadas para o nível de tensão em MT.

A EDP Distribuição considera que devem ser desenvolvidos estudos tendo em vista avaliar a viabilidade de definir uma tarifa de acesso em MT de aplicação à totalidade da energia transitada na fronteira entre o ORD<sub>MT/AT</sub> e os ORD<sub>BT</sub>, e não apenas aos consumos dos clientes na rede do ORD<sub>BT</sub> que são abastecidos pelo CUR<sub>BT</sub>. Considera-se que esta abordagem seria simplificadora do relacionamento comercial entre operadores de redes de distribuição e evitaria a necessidade dos ORD<sub>BT</sub> disponibilizarem ao ORD<sub>MT/AT</sub> as medidas dos contadores de clientes de BT, necessárias para aplicação do modelo de faturação previsto no n.º 2 do artigo 64.º do RRC.

A possibilidade de serem utilizadas as medidas dos contadores de BT na faturação do ORD<sub>MT/AT</sub> ao ORD<sub>BT</sub>, prevista no n.º 2 do artigo 64.º do RRC, é considerada complexa e de difícil implementação como a prática dos últimos anos tem revelado.

## **2.5 Possibilidade de diferenciação trimestral das Tarifas de Acesso em BTE e BTN**

Atualmente os preços da energia ativa nas tarifas de acesso às redes em BTE e BTN não apresentam diferenciação trimestral.

Na presente proposta de revisão regulamentar, a ERSE propõe a introdução de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa no acesso às redes em BTE e BTN à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.

A ERSE justifica esta proposta de alteração com a importância de melhorar a aderência dos preços aos custos, designadamente de modo a refletir nos preços a sazonalidade dos custos das redes que assumem valores superiores nos meses de inverno.

Na BTE e na BTN com opções bi ou tri-horária, os preços de energia ativa, para além de serem diferentes para cada período horário, passam também a observar uma diferenciação trimestral. Para as tarifas simples, a proposta da ERSE é manter a situação atual, ou seja, preços da energia ativa sem diferenciação ao longo do ano.

A EDP Distribuição considera que estas propostas contribuem para melhorar a aderência dos preços aos custos e estão alinhadas com os resultados dos estudos efetuados na preparação dos projetos piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes, que confirmaram a forte sazonalidade dos custos incrementais das redes de distribuição.

## 2.6 Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade

A ERSE propõe a partilha de ganhos (ou perdas) entre a empresa e os clientes do sector elétrico, dependendo do grau de partilha de um vasto leque de variáveis de desempenho, nomeadamente: planeamento e gestão otimizados das infra-estruturas, qualidade de serviço técnica, qualidade de serviço comercial, integração de novos agentes, entre outros.

Este mecanismo substitui o anterior, cujo propósito era a monitorização das taxas de rentabilidade reais face à taxa de remuneração definida pela ERSE no início do período regulatório.

A EDP Distribuição considera, em termos globais, positivo o princípio de partilha de ganhos e perdas entre a empresa regulada e os consumidores. No entanto, é fundamental evitar-se discricionariedade na aplicação deste mecanismo, através da definição de critérios específicos conhecidos *a priori* para a sua implementação.

## 2.7 Simplificação do incentivo ao investimento em Redes Inteligentes

O incentivo ao investimento em redes inteligentes foi pela primeira vez introduzido pela ERSE no período de regulação 2012-2014. A ERSE decidiu, para o período 2015-2017, alterar o desenho do incentivo ao investimento em redes inteligentes e clarificar os objetivos a atingir com este tipo de investimentos, no entanto, refere que este “revelou-se pouco eficaz”. Para além dos motivos que a ERSE aponta como justificativo desta situação, e com os quais a EDP Distribuição concorda, é também de referir que o facto de este incentivo ser *ex-post*, ou seja, a atribuição ou não do incentivo só ser decidida após a entrada em exploração do projeto de investimento, não promove a inovação nas redes de distribuição, uma vez que a decisão de investimento terá de ser tomada antes de conhecida a posição da ERSE sobre o mesmo.

No que respeita à atual proposta apresentada pela ERSE que traduz a intenção de simplificar e aperfeiçoar

este incentivo, a EDP Distribuição considera positivos os aperfeiçoamentos propostos, sendo importante referir que, ainda assim, podem estar sujeitos a um nível elevado de carga administrativa face à dimensão dos projetos em causa.

De acordo com a proposta da ERSE “relativamente à identificação e valorização de benefícios, a ERSE pretende identificar boas práticas aplicáveis na fase de candidatura para os benefícios previsionais de cada projeto, mas também na confirmação dos mesmos com base em valores reais. Para os projetos de maior dimensão, mantém-se o requisito de apresentação de benefícios quantificáveis, com base na realização física, concretizando com valores ocorridos as avaliações realizadas na fase de candidatura de 2 em 2 anos. No caso dos projetos de menor dimensão a periodicidade desta apresentação altera-se para 4 anos.”

A EDP Distribuição considera que o processo de demonstração dos benefícios dos projetos poderia ser simplificado. A exigência de um relatório preliminar e de relatórios ao longo da aplicação do incentivo para cada projeto assume uma elevada complexidade. A demonstração dos benefícios no momento da candidatura e no final do período de 6 anos assegurariam, os objetivos pretendidos de forma mais simples e eficiente.

Alerta-se para o facto do articulado da proposta de Regulamento Tarifário não fazer referência à vigência do incentivo (6 anos) nem à periodicidade de reporte dos projetos de menor dimensão (4 anos), estando estas ideias apenas presentes no Documento Justificativo.

Será fundamental ter em conta na definição dos parâmetros para a aplicação deste incentivo, a exequibilidade do reporte da informação face à sua materialidade, especialmente no que respeita à avaliação das candidaturas e à quantificação de benefícios.

## **2.8 Opiniões emitidas pelos Auditores sobre os documentos utilizados no processo tarifário**

A ERSE refere no Documento Justificativo da proposta de alteração do RT que “(...) é necessário incutir nos auditores a necessidade de os mesmos se responsabilizarem de uma forma mais clara nas opiniões que emitem sobre a informação económica e financeira que é enviada à ERSE pelas empresas reguladas.” Neste sentido, o artigo n.º 15.º-A da proposta de alteração do RT estabelece que “1 - As auditorias de cariz económico e financeiro que suportam as contas reguladas a enviar à ERSE previstas no presente regulamento deverão garantir a execução de todos os procedimentos considerados necessários, de acordo com as Normas e as Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Portugal, no quadro da legislação que regulamenta a atividade de auditoria.”

Sobre esta matéria importa ter presente que o trabalho realizado pelos auditores é amplamente regulado e realizado de acordo com normas e diretrizes nacionais e internacionais. Em Portugal, a CMVM é a entidade responsável pela supervisão pública das diversas atividades de auditoria, por sua vez, a Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (OROC) é a entidade que superintende a atividade de auditoria às contas e serviços relacionados com finalidade ou âmbito específico ou limitado. Os auditores, realizam o seu trabalho de acordo com as Normas e as diretrizes de Revisão / Auditoria aceites em Portugal, que, de acordo com a lei, são as normas internacionais de auditoria adotadas pela Comissão Europeia. As referidas normas

internacionais que regem os trabalhos a realizar pelo auditor são emanadas pelo International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB), e definem abordagens, metodologias, relatórios e níveis de confiança distintos, consoante a informação a ser analisada e o objetivo que o destinatário do trabalho pretende, sendo que estas devem ser adaptadas às circunstâncias conforme seja necessário.

Assim, a EDP Distribuição entende que as contas reguladas, e respetiva certificação do auditor, apresentadas ao regulador, já permitem dar cumprimento não só aos atuais Artºs 14º, 15º e 16º, assim como ao 15º-A proposto, na medida em que já expressam uma opinião profissional e independente.

### 3 Regulamento de Relações Comerciais

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as propostas de alteração ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

#### 3.1 Prazos

Na proposta de revisão regulamentar, a ERSE restringe os prazos de natureza administrativa fixados no regulamento a contar nos termos do Código do Procedimento Administrativo àqueles que envolvam decisões de entidades públicas.

A EDP Distribuição considera, contudo, que todos os prazos administrativos, envolvam ou não decisões de entidades públicas, devem ser contados nos termos do referido código, incluindo eventuais prazos para a simples prestação de informações, pelas entidades abrangidas pelo regulamento, à ERSE.

Este tema é relevante, tendo presente que os prazos contados nos termos do Código do Procedimento Administrativo são, por regra, contados em dias úteis, por oposição aos restantes, que são, por regra, contados em dias corridos.

#### 3.2 Diferenciação de imagem

As regras de diferenciação de imagem da EDP Distribuição em vigor foram aprovadas pela ERSE através da Diretiva n.º 23/2013, de 22 de novembro.

Na proposta de revisão regulamentar, a ERSE propõe a aprovação de novas normas relativamente à diferenciação de imagem dos operadores de redes de distribuição que integrem grupos verticalmente integrados. A proposta da ERSE prevê que os operadores de redes de distribuição nestas condições devem *“Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que atuam no SEN, de forma inequívoca para os consumidores finais de eletricidade, devendo obrigatoriamente a respetiva imagem gráfica e designação comercial não conter elementos comuns com os utilizados por quaisquer outras entidades com as quais possuam relação de grupo e que atuem noutras atividades no setor elétrico.”*

Ainda sobre esta matéria a ERSE propõe que o Relatório anual do Responsável de Conformidade passe a integrar uma avaliação, por parte de entidade independente, da perceção pelos consumidores relativamente à diferenciação de imagem do operador de rede de distribuição relativamente às restantes empresas do mesmo grupo económico.

A diferenciação de imagem nos termos propostos pela ERSE constitui uma operação onerosa e com tempo de implementação significativo, uma vez que implica alterações relevantes, designadamente sobre os seguintes aspetos:

- Alteração da designação da Sociedade;
- Logótipo e simbologia associada;

- Estacionário gráfico, documentos de identificação dos trabalhadores, formulários e folhetos informativos;
- Canais de atendimento;
- Identificação de equipamentos e viaturas;
- Fatos e equipamentos de trabalho com identificação da empresa, incluindo os utilizados pelos prestadores de serviços externos.

A aprovação da diferenciação de imagem pela ERSE (na sequência de proposta da EDP Distribuição a apresentar nos termos estabelecidos no artigo 57.º) deverá considerar prazos razoáveis que permitam uma adequada implementação das medidas de diferenciação de imagem com minimização de custos. Considerando a experiência da EDP Distribuição com a implementação das medidas de diferenciação de imagem atualmente em vigor (aprovadas pela ERSE através da Diretiva n.º 23/2013), propõe-se que o período de implementação após aprovação da ERSE seja, no mínimo, de 18 meses.

Tratando-se de custos impostos regulamentarmente que assumem caráter excecional (não recorrentes) deverão ser aceites pela regulação numa parcela da base de custos não sujeita a eficiência.

### 3.3 Criação do Gestor de Garantias do SEN

Na sequência da Consulta Pública realizada em 2016, a ERSE propõe a existência da figura do Gestor de Garantias do SEN, que passaria a ser a entidade responsável pela gestão das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema (atualmente prestadas à REN) e dos contratos de uso de redes (atualmente prestadas aos ORD).

De acordo com a proposta da ERSE, esta nova atividade será desempenhada pelo ORT no âmbito da sua atividade de gestor global do sistema. A proposta de revisão regulamentar prevê a possibilidade desta atividade ser realizada por uma entidade terceira indicada pelo ORT, mediante autorização da ERSE.

A proposta regulamentar prevê os meios e a forma de prestação de garantias e os princípios a considerar no apuramento do valor das garantias. A redação do artigo 99.º-C prevê os seguintes princípios no apuramento do valor das garantias:

- Ter em conta o histórico de pelo menos 1 ano de faturação;
- Definir um valor de garantia mínimo para os agentes de mercado sem histórico de faturação;
- Atualizar mensalmente o valor da garantia;
- Ter em conta o histórico de cumprimento das obrigações contratuais de cada agente no último ano, prevendo-se a majoração dos valores das garantias para os agentes de mercado incumpridores;
- Impedir a constituição de obrigações adicionais no âmbito dos contratos de uso das redes nos casos em que o valor da garantia não é atualizado de acordo com as regras aprovadas pela ERSE.

A EDP Distribuição considera, antes de mais, que deve estar clara a atividade atribuída ao Gestor de Garantias e se a mesma compreende apenas i) a gestão de garantias a prestar pelos agentes de mercado no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes ou ii) outras garantias para além destas, tendo presente o disposto no nº 1 do art.º 99.º-A, que aponta no primeiro sentido referido, e o disposto na alínea r) do nº 2 do art.º 3º, que aponta no segundo sentido referido.

A EDP Distribuição considera que a redação do artigo 99.º-C deve ser clarificada no sentido de estabelecer de forma expressa que a não atualização do valor da garantia nos prazos estabelecidos constitui motivo para a suspensão do contrato de uso das redes prevista no RARI.

A EDP Distribuição entende que o disposto no nº 5 do art.º 99º-C não é claro quanto ao que se deve entender por obrigações adicionais. Neste sentido, sugere-se a clarificação de que a não atualização do valor da garantia, no caso de contratos de uso de rede, inviabiliza a celebração de novos contratos de fornecimento de energia pelo agente de mercado.

Está ainda prevista a aprovação de regras complementares (subregulamentação) sobre as atividades do Gestor de Garantias, designadamente sobre o modo de prestação de garantias, relacionamento com os beneficiários da prestação das garantias e regras de repartição de garantias entre os beneficiários finais da prestação das garantias em situações de insuficiência de cobertura das obrigações.

Conforme referido no Documento da EDP Distribuição enviado à ERSE em 2016 no âmbito da Consulta anteriormente mencionada, nos últimos anos, em particular desde 2014, a EDP Distribuição identificou diversas situações de incumprimento contratual por parte de comercializadores que foram reportadas à ERSE, acompanhadas de propostas de aperfeiçoamento da regulamentação que visavam ultrapassar as dificuldades identificadas.

A experiência dos últimos anos tem revelado que as garantias prestadas pelos comercializadores no âmbito dos contratos de uso das redes são insuficientes. Com efeito, as condições gerais dos contratos de uso das redes estabelecem que a garantia deve cobrir um período de **(45+n)** dias da faturação estimada, sendo **n** opção do comercializador.

Este prazo é insuficiente para cobrir o risco associado à faturação do acesso às redes, que atualmente observa os seguintes prazos:

- Periodicidade de faturação - 30 dias;
- Prazo de pagamento - 17 dias;
- Pré-aviso acionamento garantia – 5 dias;
- Acionamento da garantia - 3 dias;
- Pré-aviso de suspensão do contrato de uso das redes – 8 dias;
- Prazo até à cessação do contrato de uso das redes – 10 dias úteis.

Esta situação deverá ser alterada de forma a mitigar o risco de crédito associado à faturação do acesso às redes, admitindo-se como possíveis soluções a definição de prazos de pagamento mais curtos do que os atualmente previstos (17 dias no caso das faturas de usos de redes) ou de regras de cálculo do valor das garantias que considerem um período de faturação do acesso às redes superior aos 45 dias atualmente previstos.

Pelas razões anteriormente apresentadas, a quantificação do risco de crédito dos agentes de mercado deve ser efetuada de forma tecnicamente robusta, devendo ser tido em conta a sua dimensão (valor da faturação do acesso às redes) e a probabilidade de incumprimento.

Considera-se essencial que a ERSE, no quadro das suas competências, assegure que as regras que venham a ser estabelecidas sejam efetivamente aplicadas. Para este efeito, considera-se que a ERSE deve estabelecer mecanismos de monitorização adequados que permitam a sua intervenção em tempo útil. A atualização e a execução das garantias devem ser efetuadas nos prazos estabelecidos de modo a prevenir situações que possam conduzir à acumulação de incumprimentos que acabam por afetar todo o sistema.

Considera-se igualmente que a regulamentação a aprovar pela ERSE deve estabelecer de forma clara que os operadores regulados afetados por incumprimentos de agentes de mercado devem ter direito a compensação pelo SEN através do Gestor de Garantias.

A EDP Distribuição considera que a centralização do tratamento de garantias pode trazer vantagens para os agentes de mercado e para o SEN. O **OMIP/OMICLEAR** parece ser a entidade mais capacitada para assumir esta atividade.

### **3.4 Relacionamento comercial entre o OLMC e o operador de rede de distribuição em MT e AT**

A proposta de alteração do RRC estabelece as regras de relacionamento comercial entre o OLMC e o operador da rede de distribuição em MT e AT, que deverão estar alinhadas com o modelo de faturação que venha a ser definido no Regulamento Tarifário (vide alternativas apresentadas no ponto 2.3 deste documento).

### **3.5 Participação da procura na prestação de serviços de sistema/flexibilidade**

A proposta de alteração regulamentar prevê a possibilidade de prestação de serviços de sistema ser efetuada por agentes de mercado que procedam à agregação de consumos de clientes, incluindo clientes em BTN cujas instalações disponham de equipamento de medição com desagregação mínima horária dos consumos.

A necessidade de integração de recursos energéticos distribuídos nas redes de distribuição tornará, no futuro, indispensável o recurso a estes tipos de serviços pelos ORD.

A EDP Distribuição considera que é necessário clarificar na regulamentação o papel e as responsabilidades dos operadores de redes de distribuição na criação de condições para a participação da procura na prestação de serviços de sistema/flexibilidade. Adicionalmente, considera-se essencial regulamentar, entre outros, os seguintes aspetos associados à prestação destes serviços: (i) identificação de necessidades; (ii) modalidades de contratação e (iii) verificação/medição dos serviços prestados.

### 3.6 Prazo para a interrupção do fornecimento na sequência da cessação do contrato a pedido do cliente

A proposta de revisão regulamentar estabelece regras que vão no sentido de concretizar a interrupção do fornecimento na sequência de cessação do contrato de fornecimento por iniciativa do cliente em prazos curtos.

O n.º 6 do artigo 143.º refere que os pedidos relativos à cessação de contrato por iniciativa do cliente devem obrigatoriamente originar uma interrupção do fornecimento. No entanto, os procedimentos de mudança de comercializador atualmente em vigor preveem a possibilidade de existirem motivos de recusa para este tipo de pedidos. Torna-se, assim, necessário articular esta nova disposição do RRC com os novos procedimentos de mudança de comercializador a aprovar na sequência da constituição do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Ainda sobre os prazos de interrupção do fornecimento, considera-se que no n.º 5 do artigo 75.º devem ser salvaguardadas situações em que a interrupção do fornecimento tenha de ser efetuada com recurso a meios especiais o que pode exigir um tempo mais alargado, superior a 5 dias.

Sem prejuízo das observações anteriores, a EDP distribuição considera que esta proposta promove a articulação entre os comercializadores, o OLMC e os operadores de rede de modo a assegurar a interrupção do fornecimento a instalações sem contrato de fornecimento ativo. A celeridade neste processo é do interesse de todos os intervenientes no processo e previne a possibilidade de ocorrência de situações de consumo ilícito.

### 3.7 Interrupções à sexta-feira e em véspera de feriado – clientes BT

Na proposta de revisão regulamentar, a ERSE esclarece que, no caso dos clientes em BT, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado.

A EDP Distribuição considera que esta proibição se deverá aplicar apenas à interrupção de fornecimento nas situações a que se referem as alíneas a), b), j) e k) do n.º 1 do art.º 75º, excluindo, pois, situações em que a interrupção:

- deve ter lugar por razões de segurança (alíneas d) a f));
- decorre de comportamento ilícito do titular da instalação;
- decorre da inexistência de contrato de fornecimento.

Adicionalmente, a EDP Distribuição considera que deverão ser excluídas da referida proibição quaisquer interrupções realizadas em virtude de agendamento do comercializador com o cliente para uma sexta-feira ou véspera de feriado.

### 3.8 Aviso prévio para interrupções por facto imputável ao cliente

A EDP Distribuição considera que o aviso prévio a que se refere o art.º 75º não deverá ter lugar nas situações a que se referem as alíneas d), e), f) e h) do nº 1 desta disposição regulamentar.

### 3.9 Ligação à rede de instalações de consumo com potência requisitada superior a 2 MVA

A ERSE propõe diversas alterações às regras aplicáveis à ligação à rede de instalações consumidoras AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA. Assim, em substituição do princípio do acordo entre as partes consagrado no RRC em vigor, a ERSE propõe, para ligações em AT e MT, que os encargos com os elementos de ligação e com os reforços da rede existente que sejam necessários para viabilizar a ligação sejam suportados pelos requisitantes das ligações.

Caso o operador de rede opte por sobredimensionar os reforços da rede existente, a diferença de custo constitui encargo do operador de rede. A ERSE propõe igualmente que todas as situações de sobredimensionamento devem ser fundamentadas e divulgadas na página da internet do operador de rede.

No que se refere aos serviços de ligação, condições de pagamento e construção dos elementos de ligação, a proposta de alteração do RRC considera para as ligações às redes com potência requisitada superior a 2 MVA regras semelhantes às que atualmente vigoram para requisições de ligações em BT e MT com potência requisitada inferior a 2 MVA.

Neste sentido, a ERSE propõe o alargamento do conceito de encargos com serviços de ligação a todas as ligações nos níveis de tensão AT e MT, bem como a sua imputação ao requisitante da ligação. A ERSE propõe que para as ligações em MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA seja aplicado um preço idêntico ao atualmente praticado para ligações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA (fixado inicialmente em 450 € com atualização anual de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado).

Para as ligações em AT, a ERSE refere no Documento Justificativo que os operadores de redes devem apresentar à ERSE propostas justificadas dos encargos incorridos com os serviços de ligação distinguindo as duas seguintes parcelas:

- Serviços prestados antes da execução da ligação (estudos e orçamentação); e
- Serviços prestados caso a ligação seja concretizada (fiscalização e ensaios de colocação em serviço).

A proposta da ERSE introduz dois novos conceitos que se consideram de difícil aplicação:

- Requisitantes suportam os encargos com os reforços de rede necessários para concretizar a ligação, incluindo reforços da rede a montante do ponto de ligação;
- O operador de rede pode optar por sobredimensionar o reforço de rede, suportando a parte dos

encargos decorrentes do sobredimensionamento. A aplicação deste conceito é dificultada pelo facto da capacidade das soluções técnicas normalizadas assumir valores por escalões de potência, podendo acontecer que o valor mínimo da solução técnica normalizada aplicável corresponda a valores significativamente superiores aos valores da potência requisitada (sem que daí resulte um sobredimensionamento com valor efetivo para o SEN).

O tratamento diferenciado para o mesmo nível de tensão (MT) no que diz respeito à comparticipação nos reforços de rede pode gerar situações em que uma requisição de potência superior a 2 MVA possa ter encargos inferiores a uma requisição para uma potência inferior a 2 MVA.

Por sua vez, quando for necessário um reforço da rede num nível de tensão superior, a sua execução introduzirá um incremento muito significativo nos custos dessa requisição, bem como um aumento significativo na disponibilidade de potência, sem que daí resulte qualquer sobredimensionamento associado à requisição.

A EDP Distribuição considera que o modelo vigente tem funcionado de forma adequada. O único ponto que tem suscitado algumas reclamações de clientes diz respeito ao valor cobrado por KVA requisitado relativamente à comparticipação nas redes. Este valor foi definido pela EDP Distribuição com base em estudos técnicos e económicos.

Pelas razões anteriormente apresentadas, a EDP Distribuição considera que seria de manter a regulamentação atual, complementada com novas regras relativamente aos valores a cobrar a título de comparticipação nas redes, que passariam a ser aprovados pela ERSE.

A EDP Distribuição considera que a definição de preços regulados para a comparticipação nas redes (€/kVA requisitado) corresponderia a uma solução mais adequada do que a proposta pela ERSE. Acresce que a aplicação da proposta da ERSE se afigura potenciadora de conflitos e introduz maiores complexidades para os ORD, designadamente no que se refere à aplicação do conceito de sobredimensionamento do reforço das redes (quantificação e fundamentação das situações de sobredimensionamento).

Nestes termos, a EDP Distribuição considera mais razoável que a comparticipação na rede continue a ser paga por todos os requisitantes em função da potência requisitada, através da aplicação de um preço regulado (€/kVA) aprovado pela ERSE.

Caso venha a ser mantida a proposta da ERSE relativamente aos investimentos relacionados com o sobredimensionamento do reforço de rede, a EDP Distribuição considera ser necessário incluir no RARI e no RT regras que assegurem a sua aceitação para efeitos de cálculo de tarifas logo que entrem em exploração.

### **3.10 Projeto-piloto para agregação de intenções firmes de requisições de ligações às redes**

A proposta de alteração do RRC prevê a aprovação de regras para a implementação de um projeto piloto para avaliar os benefícios e os custos associados à regulamentação de um novo mecanismo de agregação de requisições de ligações à rede para situações abrangidas pela iniciativa Selo de Qualidade e<sup>+</sup>.

Este novo mecanismo prevê a possibilidade de agregação de intenções de requisição de ligação relativas a mais do que uma instalação de consumo associadas a urbanizações, parques industriais ou comerciais abrangidos pela iniciativa Selo de Qualidade e\*. O pagamento dos encargos de ligação pode vir a ser desfasado no tempo em função da concretização da ligação das várias instalações consumidoras associadas ao pedido de requisição. A possibilidade de desfasamento do pagamento dos encargos de ligação à rede terá como contrapartida para o SEN a prestação de uma garantia pelo requerente/promotor a favor do ORD que assegure a cobertura de prejuízos associados à eventual não concretização das ligações às redes.

A EDP Distribuição considera que é desejável manter o atual nível de participações nas redes. A redução de participações nas redes tem impactos tarifários que devem ser evitados. O novo mecanismo proposto pela ERSE deverá ter em conta este princípio e assegurar a igualdade de tratamento entre os requisitantes de ligações às redes.

Alerta-se também para os impactos nas atividades do ORD associados a uma maior complexidade da gestão faseada do processo de ligação à rede, designadamente o processo de gestão das garantias prestadas.

Considera-se igualmente que a regulamentação da ERSE deve assegurar uma adequada articulação com as regras estabelecidas no RARI para as ilhas de qualidade de serviço.

### **3.11 Ligação de instalações de produção às redes**

A proposta de alteração do RRC elimina o princípio do acordo entre as partes no que se refere às condições de ligação de instalações de produção às redes. Deixa igualmente de estar prevista a existência de normas-padrão autónomas sobre a assunção e partilha de encargos que enquadrariam os acordos entre os produtores e os ORD.

A proposta de alteração do RRC passa a consagrar a obrigação dos ORD disponibilizarem aos requisitantes o estudo de viabilidade técnica sobre a capacidade das redes de receção da energia produzida e para a definição das condições técnicas de ligação a que as instalações de produção devem obedecer. Os encargos a suportar pelos requisitantes das ligações relativos à elaboração destes estudos passam a ser publicados pela ERSE.

A EDP Distribuição considera adequada a proposta da ERSE que estabelece a obrigação dos produtores suportarem os encargos com a elaboração dos estudos necessários para dar resposta ao pedido de informação sobre a capacidade de receção e condições técnicas de ligação à rede. A EDP Distribuição considera adequados o valor proposto (1100 €) e a metodologia de atualização anual baseada no valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

A proposta de alteração do RRC prevê que os produtores assumam a responsabilidade pela construção dos elementos de ligação à rede e o pagamento dos encargos dos reforços da rede de distribuição que possam ser necessários ao estabelecimento da ligação. As eventuais necessidades de reforço das redes e os respetivos encargos são apurados pelo respetivo operador de rede de distribuição, caso a caso.

As alterações regulamentares propostas consideram ainda que a construção dos elementos de ligação deve

obedecer às especificações de projeto e de construção indicados pelo operador de rede, sendo também atribuída ao operador de rede a possibilidade de inspecionar tecnicamente a construção dos elementos de ligação promovida pelo requisitante e solicitar a realização de ensaios.

Sem prejuízo de a EDP Distribuição concordar com estes princípios gerais, considera-se que seria importante densificar os princípios estabelecidos de modo a ter em conta os diferentes passos da fase de construção dos elementos de ligação, designadamente as fases de acompanhamento das obras.

Tal com referido na proposta apresentada à ERSE para as normas-padrão, a fase de construção inclui os seguintes passos: (i) Pedido de condições de ligação à RESP (ii) Orçamento, (iii) Aceitação das condições de ligação à RESP, (iv) Execução e acompanhamento da execução das infraestruturas de ligação à RESP, (v) Ensaios aos sistemas de proteção e contagem e (vi) Ligação da instalação de produção à RESP.

Durante a fase de construção dos elementos de ligação, o ORD incorre em custos que devem ser suportados pelos produtores.

Tratando-se de serviços cujo volume e complexidade varia com cada situação específica, propõe-se que o RRC identifique estes encargos e estabeleça os princípios gerais para a sua determinação pelo ORD, designadamente em função dos recursos humanos e equipamentos envolvidos na prestação dos serviços, conforme proposto nas normas-padrão apresentadas à ERSE.

Embora concordando com o princípio geral de que devem ser os produtores a construir os elementos de ligação à rede, propõe-se que nos casos em que a construção seja efetuada em instalações em serviço (por exemplo painéis em Subestações) a responsabilidade pela sua execução seja do ORD. Nestas situações específicas, considera-se necessário que o ORD assuma esta responsabilidade de modo minimizar impactos na operação da RESP e garantir a segurança de pessoas e bens.

Para além de ser necessário estabelecer no RRC a obrigação dos produtores suportarem os custos incorridos pelos ORD, importa igualmente estabelecer as respetivas condições de pagamento.

A EDP Distribuição propõe que sejam adotadas as seguintes condições de pagamento:

- **Estudos para a elaboração de orçamento** – deve ser pago um valor mínimo numa única prestação, no momento do pedido de condições de ligação à rede pelo promotor como condição de procedência da elaboração e entrega dos estudos que levarão à realização do orçamento;
- **Projeto** - o valor do projeto integra o orçamento sempre que a obra deva ser executada pelo ORD ou, ainda que executada pelo Produtor, este tenha acordado a respetiva elaboração pelo ORD e deve ser pago no momento da aceitação das condições de ligação à rede;
- **Execução da obra pelo ORD** – os respetivos custos podem ser fracionados em três prestações correspondente a 30%, 40%, 30% do valor total, respetivamente no início, com a aceitação das condições de ligação, a meio e no final da obra, para facilidade de pagamento para o Produtores, salvaguardando, porém, que o valor deve estar totalmente liquidado antes e como condição da ligação da instalação à rede;
- **Acompanhamento das obras de construção** – o valor integra o orçamento e deve ser pago no momento da aceitação das condições de ligação à rede;

- **Ensaio aos sistemas de proteção e contagem** – o valor apurado deve ser pago no final da obra, pois apenas nesta fase é possível apurar estes custos, em função do tempo despendido, das distâncias percorridas e do número de técnicos necessários para a realização dos ensaios;
- **Encargos devidos a terceiros** – o valor deve ser pago numa única prestação, no final da obra, após apuramento de todos os custos. Sem prejuízo do referido, o ORD deverá ser ressarcido dos custos em que houver incorrido a título de “encargos devidos a terceiros”, em momento posterior ao final da obra, sempre que não lhe tenha sido possível apresentá-los aos Produtores atempadamente;
- **Equipamentos necessários para compensar energia reativa** - o valor desta comparticipação pode ser fracionado em três prestações, salvaguardando, porém, que o valor deve estar totalmente liquidado antes e como condição da ligação da instalação à rede.

### 3.12 Novas obrigações dos ORD no âmbito das ligações às redes

A ERSE propõe o estabelecimento de prazos aplicáveis às seguintes fases do processo de ligação às redes:

- A fase prévia à construção dos elementos de ligação, que corresponde à prestação de informação aos requisitantes no âmbito dos serviços de ligação caracterizados no artigo 201.º do RRC;
- A construção dos elementos de ligação.

No que diz respeito aos serviços de ligação, refira-se que o Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor estabelece um indicador geral para monitorização do desempenho dos ORD, calculado através do quociente entre o número de requisições com prazo de resposta até 15 dias úteis e o número total de requisições recebidas num determinado período. Este indicador geral aplica-se apenas a ligações em baixa tensão, excluindo as ligações de instalações eventuais.

A ERSE propõe a fixação de um prazo de 15 dias úteis para apresentação de informação no âmbito dos serviços de ligação e um prazo (30 dias úteis para a BT e 90 dias úteis para a MT) para a construção dos elementos de ligação à rede (excluindo os períodos em que o processo de construção seja suspenso por factos não imputáveis aos ORD). Estes prazos aplicam-se a ligações em BT e em MT com potência até 2 MVA.

Verificando-se o incumprimento destes prazos, a ERSE propõe que os ORD fiquem obrigados ao pagamento de uma compensação ao requisitante, nos termos estabelecidos no RQS para os indicadores de qualidade de serviço comercial.

A EDP Distribuição alerta para o facto do tempo de construção dos elementos de ligação em MT poder ser bastante superior ao agora fixado em 90 dias úteis. O tempo de execução depende em muito da extensão e tipo de rede (aérea/subterrânea) e do tempo necessário para ultrapassar dificuldades alheias ao ORD, designadamente os processos de licenciamento e de indemnização de proprietários dos terrenos atravessados pelas infraestruturas elétricas.

A EDP Distribuição propõe que as ligações às redes de instalações de MT e AT, pela sua complexidade, não sejam abrangidas por estas novas disposições regulamentares.

A contagem dos tempos para verificação dos prazos que venham a ser estabelecidos deve excluir os tempos em que a prestação dos serviços fica pendente de acordo, atuação ou prestação de informação por parte de entidades terceiras.

### 3.13 Níveis de serviço diferenciados em função das características do contador

O novo artigo 240.º-A da proposta de alteração do RRC estabelece que as instalações em BTN com contadores com capacidade de comunicação remota podem beneficiar da prestação de serviços e níveis de desempenho específicos. Estes serviços podem ser disponibilizados diretamente pelos ORD, desde que previamente aprovados pela ERSE.

É igualmente proposto que os clientes em BTN com contadores inteligentes instalados e com capacidade de comunicação remota podem vir a participar em modalidades de agregação de consumo por parte de comercializadores ou agentes de mercado para efeitos da prestação de serviços de sistema ou de gestão da procura.

A EDP Distribuição considera de forma positiva as propostas apresentadas pela ERSE numa fase em que o número de contadores inteligentes instalados está a aumentar a um ritmo significativo. Ainda assim, importa ter em conta que a disponibilização de novos serviços associados aos contadores inteligentes implica também desenvolvimentos ao nível dos sistemas de informação que, embora já estejam a decorrer, têm normalmente tempos de desenvolvimento longos.

Os contadores inteligentes dispõem de um conjunto alargado de funcionalidades que permitem a disponibilização de diversos serviços de forma remota, designadamente:

- Interrupção e religação do fornecimento;
- Alterações contratuais (potência contratada);
- Operações de gestão da procura, tendo por base ordens dos comercializadores ou de outras entidades que atuem em representação do cliente;
- Execução das ordens dos comercializadores relativamente a clientes que utilizem a modalidade de pré-pagamento em condições estabelecidas regulamentarmente;
- Disponibilização de diagramas de carga e consumos agregados em condições estabelecidas regulamentarmente;
- Disponibilização de dados de consumo via porta HAN (“Home Area Network”).

No âmbito da operação da rede, os contadores inteligentes dispõem igualmente de funcionalidades muito relevantes, designadamente:

- Localização e despiste de avarias;
- Controlo da geração distribuída;

- Monitorização dos níveis de tensão/corrente por fase;
- Alarmística diversa (combate fraude; supervisão do funcionamento da Iluminação Pública);
- Gestão de eventuais constrangimentos da condução da rede.

A possibilidade de disponibilização destes serviços depende, além dos já referidos desenvolvimentos ao nível dos sistemas informáticos, da existência de uma infraestrutura física de suporte. Esta infraestrutura encontra-se atualmente ainda em fase de implementação implicando a existência de situações em que, apesar de existirem já contadores inteligentes instalados, não será possível tirar partido das suas diversas funcionalidades.

Numa fase em que a instalação de contadores inteligentes se está a intensificar, a EDP Distribuição considera que deveria ser reanalisada a exigência de desagregação da informação recolhida dos contadores em cada período de 15 minutos. Com efeito e tal como referido na proposta de alteração do artigo 36º (n.º 4), considera-se que para a maior parte das aplicações bastaria dispor da informação com desagregação horária, com significativas economias ao nível dos sistemas de informação (capacidade e tempo de processamento). Esta alteração seria efetuada sem prejudicar os serviços de disponibilização de dados definidos no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), no que se refere à produção para autoconsumo e à mobilidade elétrica, com a manutenção da desagregação dos dados em períodos de 15 minutos de forma a minimizar a aplicação de perfis.

### 3.14 Potência contratada na Iluminação Pública (IP)

É proposta uma alteração do conceito de potência contratada para os circuitos de iluminação pública em BTN com opção tarifária bi e tri-horária. Para estes circuitos a potência contratada, em KVA, corresponde à máxima potência aparente tomada registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.

Para os circuitos de IP com opção tarifária simples é proposto que se continue a aplicar a regra atualmente estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

A EDP Distribuição considera que o critério a considerar para aplicação do novo conceito de potência contratada na IP deve ser o facto do circuito de IP dispor ou não de telecontagem, e não a opção tarifária. Com efeito, existindo condições técnicas para se aplicar o novo conceito de potência contratada, considera-se que deve ser aplicado a todas as opções tarifárias. A regra prevista no GMLDD seria aplicável somente para os circuitos que não estejam em telecontagem.

A proposta de alteração do conceito de potência contratada (definida com máxima potência aparente) obriga à determinação do máximo da potência aparente tomada que corresponde à raiz quadrada da soma dos quadrados da potência ativa e da potência reativa. Esta exigência obrigará a desenvolvimentos informáticos significativos que importa ter em conta.

De modo a simplificar o processo de aplicação do novo conceito, considera-se que deveria ser ponderada a possibilidade de aplicar o conceito baseado exclusivamente na potência ativa, com a definição para os circuitos de IP de um preço de potência contratada em €/kW.

Com as alterações tecnológicas que estão a ocorrer (crescente aplicação da tecnologia LED), considera-se que a potência contratada deveria ser igual à potência máxima tomada do mês a que a fatura respeita. Desta forma, evitar-se-iam eventuais penalizações devidas a reconfigurações nos circuitos de IP e dispensava-se o pedido de redução de potência, sempre que ocorressem investimentos com vista à utilização mais racional da energia elétrica. Importa ter em conta que a implementação desta metodologia obrigaria à definição de um período de transição, durante o qual seriam realizadas as necessárias adaptações nos sistemas informáticos.

### 3.15 Leitura dos equipamentos de medição

A proposta de alteração do RRC (n.º 6 do artigo 268.º) prevê que o ORD deve atualizar e manter acessível, no prazo máximo de 48h após comunicação, todas as leituras que lhe tenham sido comunicadas por clientes.

Atualmente as leituras comunicadas pelos clientes só são disponibilizadas aos comercializadores depois de validadas, não sendo ainda possível garantir o prazo máximo de 48h. De referir, no entanto, que a disponibilização de leituras ao cliente na sua área reservada no sítio da internet da EDP Distribuição, ocorre após o seu carregamento em sistema, normalmente no dia seguinte, independentemente do processo de validação em que se encontram.

Pelas razões anteriormente referidas, a EDP Distribuição considera que deve ser efetuada uma reavaliação da proposta de imposição do prazo de 48 h para disponibilização de leituras aos comercializadores.

A EDP Distribuição considera que o n.º 1 do artigo 268.º deveria clarificar o que se entende por leitura direta dos equipamentos e esclarecer o que deve ser feito quando há conflito, nomeadamente se é lícito que prevaleça a leitura recolhida pela telecontagem. De facto, com o aumento do número de contadores em telecontagem na BTN será, cada vez mais frequente, existir conflito entre a leitura recolhida por telecontagem e a leitura disponibilizada pelo cliente/Comercializador.

### 3.16 Leitura extraordinária dos equipamentos de medição

A proposta da ERSE prevê que nas situações de impossibilidade de acordar uma data para a realização de leitura extraordinária, os ORD, nas situações em que não procedam à interrupção do fornecimento nos termos previstos no artigo 269.º, são responsáveis pelos encargos que daí decorram, designadamente os que venham a ser apurados por aplicação do regime de prescrição e caducidade.

A EDP Distribuição considera que não resulta claro o momento a partir do qual o ORD assume responsabilidade pelos encargos decorrentes da falta de interrupção de fornecimento em situação de i) impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária e de ii) impossibilidade de acesso ao equipamento de medição para realizar a leitura extraordinária na data acordada, uma vez que:

- Não se prevê prazo máximo para acordar a data da leitura extraordinária (pelo menos não se prevê prazo para notificar o cliente com vista a acordar uma data), acrescido de prazo para a interrupção na falta de acordo;

- Não se prevê prazo máximo para interrupção a contar do momento em que se verifica a falta de acesso ao equipamento na data acordada para a leitura.

A EDP Distribuição considera que deve ser avaliada a possibilidade de estabelecer prazos máximos para acordar a data da leitura extraordinária e prazo máximo para interrupção a contar do momento em que se verifica a falta de acesso ao equipamento na data acordada para a leitura.

Adicionalmente, considera-se que deverá ser salvaguardada a situação de impossibilidade de interrupção do fornecimento por falta de disponibilização de acesso à instalação do cliente, a qual não deverá implicar quaisquer encargos para o ORD.

### 3.17 Correção de erros de medição

A proposta de RRC prevê a inclusão de duas novas disposições regulamentares (n.º 5 e n.º 6) do artigo 266.º “Correção de erros de medição” que estabelecem que cabe ao ORD a recuperação integral para o SEN dos consumos de energia elétrica não faturada (valor da energia e acesso às redes). É igualmente mencionado que os montantes recuperados pelo ORD devem ser repercutidos nas tarifas e a energia descontada à valorização das perdas.

A EDP Distribuição considera de forma muito positiva a proposta da ERSE, uma vez que vem criar um enquadramento regulatório mais favorável para as atividades de deteção e redução de consumo ilícito de eletricidade. Considera-se, no entanto, que seria adequado tornar claro na regulamentação quais as tarifas a aplicar à energia regularizada na sequência da deteção de um processo de consumo ilícito de eletricidade, que na opinião da EDP Distribuição, deveriam ser as tarifas transitórias de venda a clientes finais ou as tarifas aditivas de venda a clientes finais. De igual modo, considera-se que deve ficar claro que o montante de energia recuperado, corresponde à totalidade da energia que serve de base ao cálculo da indemnização por consumo ilícito, dentro dos prazos legalmente definidos.

Em coerência com a redação do n.º 6 do artigo 266.º considera-se que o artigo 121.º do Regulamento Tarifário (Metodologia de Cálculo do Incentivo à Redução de Perdas) deverá ser alterado de modo a clarificar a forma como se considera a energia regularizada no cálculo do incentivo à redução de perdas, designadamente na fórmula que consta desta disposição regulamentar.

Sugere-se ainda que a redação do n.º 5 do artigo 266.º torne clara a legitimidade do ORD que serve o ponto de entrega para a recuperação integral para o SEN, da energia elétrica consumida ilicitamente, diretamente junto dos clientes e independentemente de não existir uma relação contratual entre ORD e clientes, já que a mesma não foi faturada regularmente através do comercializador. Sugere-se ainda a alteração do n.º 7 do artigo 266.º, cuja redação parece não estar adaptada às alterações introduzidas nos números anteriores.

### 3.18 Motivos de interrupção

Embora a proposta de revisão do RRC não apresente qualquer alteração ao artigo 69.º “Motivos de interrupções”, de modo a garantir coerência com o Regulamento da Qualidade de Serviço, propõe-se que o n.º 1 deste artigo passe a ter a seguinte redação:

*“1 - O fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões:*

- a) Casos fortuitos;*
- b) Casos de força maior;*
- c) Razões de interesse público;*
- d) Razões de serviço;*
- e) Razões de segurança;*
- f) Facto imputável aos operadores de outras redes ou instalações;*
- g) Facto imputável ao cliente;*
- h) Causas acidentais próprias do operador de rede;*
- i) Acordo com o cliente.”*

No que se refere às interrupções por razões de interesse público o RRC estabelece, no n.º 3 do artigo 71.º, que a ocorrência destas interrupções “dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações (...)”. Tendo em consideração o disposto no artigo 11.º da proposta de alterações do RQS “O disposto neste regulamento e o pagamento das compensações nele previstas, não prejudica o regime da responsabilidade civil legalmente aplicável.” e a natureza destas interrupções que não estão na dependência do operador de rede (veja-se o caso das interrupções “determinadas por entidades administrativas competentes”), considera-se que o n.º 3 do artigo 71.º do RRC deve ser revisto da seguinte forma:

*“3 - As interrupções atrás referidas são consideradas como interrupções acidentais próprias, sendo contabilizadas para efeitos de comparação com os padrões de continuidade de serviço e determinação das respetivas compensações, previstas no RQS, caso, quando aplicável, o operador de rede não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.”*

Também ao nível das interrupções por razões de serviço o RRC estabelece, no n.º 7 do artigo 72.º, que a ocorrência destas interrupções “dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações (...)”. Tendo em consideração o supra referido considera-se que o n.º 7 do Artigo 72.º do RRC deve ser revisto da seguinte forma:

*“7 - As interrupções atrás referidas são consideradas como interrupções acidentais próprias, sendo contabilizadas para efeitos de comparação com os padrões de continuidade de serviço e determinação das respetivas compensações, previstas no RQS, caso o operador de rede não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.”*



## 4 Regulamento da Qualidade de Serviço

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as propostas de alteração ao Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

De acordo com a proposta da ERSE a regulamentação das matérias de qualidade de serviço de energia elétrica e de gás natural passam a integrar um único regulamento da qualidade de serviço, comum aos dois setores, com a finalidade de facilitar o tratamento harmonizado de matérias que têm um tratamento próximo, designadamente as disposições regulamentares sobre qualidade de serviço comercial.

### 4.1 Qualidade de Serviço Técnica

No Quadro seguinte são apresentados comentários sobre diversas matérias qualidade de serviço técnica tratadas no RQS. Na última coluna do Quadro é apresentada a justificação da EDP Distribuição. As propostas de alteração de redação são apresentadas a negrito.

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
Artigo 3.º, n.º 2	k) Cliente doméstico - O cliente é considerado doméstico caso o gás natural se destine ao consumo privado no agregado familiar, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de julho, relativamente ao conceito de consumidor;	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.	Ver comentário 4.2.14
Artigo 3.º, n.º 2	ww) Sobretensão ( <i>swell</i> ) – 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;	ww) Sobretensão ( <i>swell</i> ) – 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, <b>de acordo com a definição da norma NP EN 50160.</b>	Considera-se relevante manter a coerência de definições entre o RQS e a norma NP EN 50160
Artigo 3.º, n.º 2	ddd) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão	ddd) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor	Considera-se relevante manter a coerência de definições entre o RQS e a

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
	<p>num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;</p>	<p>eficaz da tensão <b>entre fases</b> num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;</p>	<p>norma NP EN 50160. Por outro lado, as restantes definições de tensão constantes do RQS referem-se a tensões entre fases.</p>
<p>Artigo 4.º n.º 2</p>	<p>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.</p>	<p>2- Sem prejuízo do disposto no número anterior, o cliente deve tomar as medidas <b>que considera adequadas</b> para minimizar as consequências nas suas instalações das falhas de qualidade de serviço, <b>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.</b></p>	<p>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.</p>
<p>Artigo 4.º, n.º 4</p>	<p>Retirar o seguinte ponto previsto atualmente no RQS: 4 – O cliente e o comercializador ou comercializador de último recurso poderão acordar contratualmente sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção de um nível de qualidade de serviço superior ao estabelecido no presente regulamento.</p>	<p>Manter o seguinte ponto previsto atualmente no RQS: 4 – O cliente e o comercializador ou comercializador de último recurso poderão acordar contratualmente sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção de um nível de qualidade de serviço</p>	<p>Considera-se importante proporcionar ao cliente a possibilidade de desenvolver ações, nomeadamente através do seu comercializador, que lhe permitam melhorar a qualidade de serviço, designadamente através da instalação de equipamentos como sejam UPS.</p> <p>Apesar de, ao abrigo da liberdade contratual, os</p>

Ref.ª RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
		superior ao estabelecido no presente regulamento.	clientes poderem continuar a fazê-lo, é relevante esta disposição ficar deviatamente salvaguardada por via regulamentar, em consonância com o previsto no n.º 2 deste mesmo artigo 4.º.
Artigo 9.º, n.º 1	<p>1 - Consideram-se eventos excecionais no setor elétrico os eventos que reúnam cumulativamente as seguintes características:</p> <p>(...)</p> <p>b) Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.</p> <p>(...)</p>	Retirar a condição b) da definição de Eventos Excecionais – Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.	<p>Considera-se que a excecionalidade de um evento deverá ser atribuída observando as causas e não as consequências.</p> <p>Incluir as consequências de um evento como critério de excecionalidade pode constituir um desincentivo à redução do impacto na qualidade de serviço.</p>
Artigo 10.º n.º 2	<p>Retirar o seguinte ponto previsto atualmente no RQS:</p> <p>2. A partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo, preferencialmente, constar do contrato de uso de redes.</p>	<p>Manter o seguinte ponto previsto atualmente no RQS:</p> <p>2. A partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo, preferencialmente, constar do contrato de uso de redes.</p>	Apesar de, ao abrigo da liberdade contratual, o ORD e os comercializadores poderem continuar a fazê-lo, é relevante esta disposição ficar deviatamente salvaguardada por via regulamentar.
Artigo 11.º	O disposto neste regulamento e o pagamento das compensações nele previstas, não prejudica o regime da responsabilidade civil legalmente aplicável.	O disposto neste regulamento <del>e o pagamento das compensações nele previstas</del> não prejudica o regime da responsabilidade civil legalmente aplicável.	Considera-se que o RQS não prejudica o apuramento de responsabilidade civil como um todo, não limitando apenas aos casos do pagamento de compensações.
Artigo 12.º, n.º 2,	b) O fim da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de	b) O fim da interrupção num PdE é o instante em	A última condição para definição do fim de

Ref.ª RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
b)	alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada ou o instante em que o fornecimento é repostado a partir de outro PdE.	que a tensão de alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada.	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”).
Artigo 12.º, n.º 5	Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica, devendo ser consideradas todas as interrupções que afetem os PdE, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.	Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica, devendo ser consideradas todas as interrupções que afetem os PdE, <b>sendo excluídas aquelas com origem em instalação de cliente.</b>	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.
Artigo 12.º, n.º 6	<p>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:</p> <p>b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se o tempo decorrido desde o início da primeira ação de corte até ao início do período de continuidade do abastecimento com duração superior a 10 minutos.</p>	<p>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:</p> <p>b) Para efeitos de contabilização da duração da interrupção, considera-se <b>a soma dos diferentes tempos parciais de interrupção efetiva</b> até ao início do período de continuidade do abastecimento <b>a todos os afetados.</b></p>	Clarificação de redação.
Artigo 15.º, n.º 1	1 - Um parque industrial ou empresarial cujas características permitam que este seja identificado como sendo de uma	1 - Um parque industrial ou empresarial, <b>alimentado em MAT, AT ou MT</b> , cujas características permitam	Não sendo expeável a alimentação de parques industriais ou empresariais em BT, propõe-se esta clarificação de redação.

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
	Zona de Qualidade de Serviço superior à da envolvente geográfica onde o parque se insere pode ser qualificado como ilha de qualidade de serviço.	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.	
Artigo 15.º, n.º 5	5 - O operador da rede a que o parque anterior se encontra ligado tem a obrigação de manter ao longo do tempo as características da zona de qualidade de serviço que foram atribuídas com a classificação de ilha de qualidade de serviço.	5 - <b>Os operadores das redes que alimentam diretamente, ou indiretamente</b> , o parque <del>anterior</del> têm a obrigação de manter ao longo do tempo as características da zona de qualidade de serviço, <b>no que se refere à continuidade de serviço</b> , que foram atribuídas com a classificação de ilha de qualidade de serviço.	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.
Artigo 20.º, n.º 2	2 - O cálculo dos indicadores referidos no número anterior deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador de redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.	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 <b>origem em eventos excecionais e em instalação de cliente</b> .	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 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

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
			<p>instalações de outros clientes.</p> <p>Esta exclusão é inclusive compatível com o previsto no art. 35.º deste RQS quando estabelece que:</p> <p><i>“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.”</i></p>
<p>Artigo 34.º, n.º 3</p>	<p>Artigo 34.º Características da tensão</p> <p>3 - Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos PdE devem respeitar:</p> <p>b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma NP EN 50160:2010.</p>	<p>b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma <b>NP EN 50160</b>.</p>	<p>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.</p>
<p>Artigo 34.º, n.º 4</p>	<p>4 - Para efeitos do número anterior, não se consideram condições normais de exploração os períodos de tempo de exploração perturbada, identificados em eventos excecionais, previsto no Artigo 9.º, e os períodos de tempo indispensáveis aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição para regular o valor da tensão no ponto de ligação da instalação de produção, quando recetora, após saída do paralelo.</p>	<p>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, <b>bem como o previsto na norma NP EN 50160 para este efeito.</b></p>	<p>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>

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
Artigo 36.º, n.º 2	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 previstos no MPQS.	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 <b>preconizados no MPQS para MAT e na norma NP EN 50160 para AT, MT e BT.</b>	O MPQS não inclui qualquer procedimento que estabeleça os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores 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.
Artigo 65.º, n.ºs 4, 5, 6 e 7	<p>4 - Caso a visita combinada referida na alínea b) do número anterior não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.</p> <p>5 - Previamente à realização das medições o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter de suportar.</p> <p>6 - Após a finalização das medições consideradas necessárias, o operador de rede deve comunicar com o comercializador de forma a assegurar que o reclamante é informado sobre os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a</p>	<p>4 - Caso a visita combinada referida na alínea b) do número anterior não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições <b>complementares</b>, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.</p> <p>5 - Previamente à realização das medições <b>complementares</b> o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter de suportar.</p> <p>6 - Após a finalização das medições <b>complementares</b> consideradas necessárias, o operador de rede deve <b>comunicar ao cliente, preferencialmente através do respetivo comercializador, os resultados obtidos</b> e, em</p>	Propõe-se a presente alteração, de modo a garantir uniformização com os conteúdos do Proc. n.º 9 do MPQS.

Ref.ª RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
	<p>adotar e respetivo prazo de implementação.</p> <p>7 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares são publicados pela ERSE no MPQS.</p>	<p>caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação.</p> <p>7 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares <b>da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações</b> são publicados pela ERSE no MPQS.</p>	
<p>Artigo 67.º</p>	<p>As informações recolhidas por sistemas de registo e medida da qualidade de serviço instalados pelos clientes podem constituir meio de prova nas reclamações, desde que os equipamentos estejam devidamente selados e calibrados por entidade competente, nos termos da legislação aplicável.</p>	<p>As informações recolhidas por sistemas de registo e medida <b>da qualidade da onda de tensão</b> instalados pelos clientes podem constituir meio de prova nas reclamações, desde que os equipamentos estejam devidamente selados, <b>pelo operador de rede, e sujeitos a procedimento de verificação periódica de conformidade com a norma IEC 61000-4-30, classe A</b>, por entidade competente, nos termos da legislação aplicável.</p>	<p>Tendo em consideração os custos inerentes à instalação, pelos clientes, de sistemas de registo e medida da qualidade de serviço comercial e da continuidade de serviço, respeitando todos os requisitos regulamentares, propõe-se que o termo “qualidade de serviço” seja substituído por “qualidade da onda de tensão”.</p> <p>De modo a garantir a integridade dos registos é fundamental que os sistemas de aquisição de dados sejam devidamente selados pelo respetivo operador de rede.</p> <p>Tendo em consideração a definição de classes de medida pela norma IEC 61000-4-30 (transcrição apresentada seguidamente), considera-se que, para o objetivo em causa, deverão ser instalados equipamentos em conformidade com a classe A da norma IEC 61000-4-30 e sujeitos a procedimento de verificação periódica dessa</p>

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
			<p>conformidade.</p> <p><b>Class A</b></p> <p><i>This class is used where precise measurements are necessary, for example, for contractual applications that may require resolving disputes, verifying compliance with standards, etc. Any measurements of a parameter carried out with two different instruments complying with the requirements of Class A, when measuring the same signals, will produce matching results within the specified uncertainty for that parameter.</i></p> <p>Complementarmente, considera-se fundamental a criação de um novo procedimento, a constar do MPQS, que estabeleça os requisitos dos equipamentos e procedimentos de instalação.</p>
Artigo 95.º, n.º 2	2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta	2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao <b>comercializador</b> e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.	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.
Artigo 109.º, n.º 5	5 - Com exceção das matérias relativas à qualidade de serviço de âmbito comercial, o operador da rede de distribuição deve discriminar as matérias referidas no número 3 por:	5 - Com exceção das matérias relativas à qualidade de serviço de âmbito comercial e <b>qualidade de energia</b> , o operador da rede de distribuição deve	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

Ref. <sup>a</sup> RQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
	a) Concelho;  b) Zona de qualidade de serviço e nível de tensão, para o setor elétrico;	discriminar as matérias referidas no número 3 por:  a) Concelho;  b) Zona de qualidade de serviço e nível de tensão, para o setor elétrico;	apresentados com elevada discriminação, por ponto de entrega (PdE).

No Quadro seguinte são apresentados comentários sobre diversas matérias qualidade de serviço técnica tratadas no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS). Na última coluna do Quadro é apresentada a justificação da EDP Distribuição. As propostas de alteração de redação são apresentadas a negrito.

Ref. <sup>a</sup> MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
Proc. n.º 3, 1.1	O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, sendo somente excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.	O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, sendo somente <b>excluídas aquelas com origem em eventos excecionais e em instalação de cliente.</b>	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

Ref.ª MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
			<p>compatível com o previsto no artigo 35.º deste RQS quando estabelece que:</p> <p><i>“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.”</i></p>
Proc. n.º 3, 2.2	<p>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 excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.</p>	<p>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 <b>excluídas aquelas com origem em eventos excecionais e em instalação de cliente.</b></p>	<p>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.</p> <p>Esta prática é adotada em várias publicações internacionais de benchmarking do desempenho de redes elétricas.</p> <p>A rede não tem capacidade técnica de evitar os danos provocados por clientes em instalações de outros clientes.</p> <p>Esta exclusão é inclusive compatível com o previsto no artigo 35.º deste RQS quando estabelece que:</p> <p><i>“As entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes</i></p>

Ref. <sup>a</sup> MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
			<i>ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.”</i>
Proc. n.º 3, 2.2	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), à exceção do indicador TIEPI MT e END que só são calculados para o nível de tensão MT.	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), <b>à exceção 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.</b>	Esta proposta de alteração resulta diretamente da leitura dos restantes requisitos do RQS.
Proc. n.º 3, 2.2.3; 2.2.4 e 2.2.5	<i>k</i> – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT	<i>k</i> – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT <b>(clientes AT)</b>	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.
Proc. N.º 4, 2	<b>2 CONTEÚDO DO RELATÓRIO PRELIMINAR</b> A informação apresentada no relatório preliminar terá carácter provisório e conter a melhor informação disponível.	<b>2 CONTEÚDO DA INFORMAÇÃO PRELIMINAR</b> <b>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</b>	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.

Ref. <sup>a</sup> MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
Proc. n.º 4, 4	<p>Deve ser enviado um relatório preliminar no prazo de 2 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere.</p> <p>No prazo de 20 dias 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.</p>	<p><b>afetados e da região afetada.</b></p> <p>Deve ser enviado um relatório preliminar no prazo de <b>3 dias</b>, contados a partir da data de início do incidente a que se refere.</p> <p>No prazo de 20 dias, <b>contados a partir do término do incidente</b>, 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.</p>	<p>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.</p> <p>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 possível.</p>
Proc. n.º 5, 4	<p>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.</p>	<p>O pedido deve ser apresentado <b>até ao dia 20 do mês seguinte ao qual se refere</b>, pelo menos numa versão preliminar, contados <b>a partir da data de término</b> do evento.</p>	<p>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.</p>
Proc. n.º 6,	<b>SAIDI MT5%t-2</b>	<b>SAIDI MT5%t-2</b>	<p>Propõem-se as alterações indicadas com vista a uniformizar os critérios de</p>

Ref. <sup>a</sup> MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
4	<p>Valor da média deslizando 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 o pior valor de SAIDI MT e relativo à totalidade dos incidentes e aos quais são excluídos os classificados como eventos excecionais.</p>	<p>Valor da média deslizando 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 <b>durações totais de interrupções longas mais elevadas</b> e relativo à totalidade dos incidentes, <b>excluindo aqueles com origem em razões de segurança, em interrupções com origem na RNT e em incidentes classificados como eventos excecionais.</b></p>	<p>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 capacidade de intervenção, o que não acontece com as interrupções com origem na RNT e em razões de segurança.</p>
Proc. n.º 8, 4.1.1	<p>A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 40 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2014. 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 monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em <b>68</b> subestações AT/MT em 1 de janeiro de <b>2018</b>. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.</p>	<p>Considera-se que o ponto 4.1.1 deverá ser atualizado à data de entrada em serviço do novo RQS.</p>
Proc. n.º 8, 4.1.3	<p>O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve incluir a monitorização da qualidade da energia elétrica de, pelo menos, 70 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2014, devendo registar posteriormente, pelo menos, o crescimento anual mínimo referido no ponto 4.1.1.</p>	<p>O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve incluir a monitorização da qualidade da energia elétrica de, pelo menos, <b>98</b> subestações AT/MT em 1 de janeiro de <b>2018</b>, devendo registar posteriormente, pelo menos, o crescimento anual mínimo referido no ponto 4.1.1.</p>	<p>Considera-se que o ponto 4.1.3 deverá ser atualizado à data de entrada em serviço do novo RQS.</p>

Ref.ª MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
Proc. n.º 9, 3	<p>3 PROCEDIMENTOS</p> <p>Poderá ser efetuada uma visita 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>3 PROCEDIMENTOS</p> <p>Poderá ser efetuada, <b>de acordo com a alínea b) do n.º 3 do Artigo 65.º do RQS</b>, uma visita <b>combinada</b> 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 redação proposta, procura ir ao encontro da nova redação da alínea b) do n.º 3 do Artigo 65.º do RQS.</p>
Proc. n.º 9, 3	<p>A monitorização da qualidade da energia fornecida ao cliente, no âmbito das medições complementares, deverá ser efetuada por um equipamento em conformidade com a norma CEI 61000-4-30, Classe A ou S.</p>		<p>A 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.</p> <p>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</p>

Ref. <sup>a</sup> MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
			<p>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 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.</p>
Proc. n.º 11, 2	<p>São utilizados como base os seguintes documentos principais:</p> <p>a) CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems”;</p> <p>b) CEI/TR3 61000-3-7: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC publication”.</p>	<p>Revisão da referência a edições de norma.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>O procedimento relativo a desequilíbrio não tem norma internacional de referência.</p>
Proc. n.º 12, 3	<p>a) Indicadores gerais de qualidade de serviço a nível global, por origem, tipo e causa</p>	<p>a) Indicadores gerais de <b>continuidade</b> de serviço a nível global, por origem, tipo</p>	<p>Clarificação de redação.</p>

Ref.ª MPQS	Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição	Justificação da EDP Distribuição
	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);	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);	
Proc. n.º 12, 3	i) Para cada subestação: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção.	i) Para cada <b>subestação AT/MT</b> : valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção.	Clarificação de redação.

## 4.2 Qualidade de Serviço Comercial

### 4.2.1 Indicadores

A proposta de alteração do RQS reduz o número de indicadores gerais de 8 para 5. Ao contrário, no que se refere aos indicadores individuais, a proposta da ERSE prevê que o número de indicadores passe de 4 para 7.

Os indicadores gerais atualmente em vigor relativos à ativação do fornecimento e serviços de ligação passam a ser tratados como indicadores individuais. Por sua vez, o indicador geral sobre o sucesso de comunicação de leituras através do sistema automático de atendimento (IVR) é eliminado.

O elenco de indicadores individuais é acrescentado com indicadores relativos a ativações de fornecimento, serviços de ligação e desativações de fornecimento.

Verifica-se, assim, que a proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em que aumentam o número de serviços abrangidos por indicadores individuais que implicam o pagamento de compensações aos clientes em caso de incumprimento dos prazos regulamentares.

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.

### 4.2.2 Atendimento presencial (artigos 47.º a 49.º)

As principais alterações propostas incidem nos seguintes aspetos da regulamentação:

- Critérios de seleção dos centros de atendimento presencial a considerar para avaliação de desempenho;
- Obrigações de registo no atendimento comercial de acordo com a tipificação apresentada no artigo 48.º;
- Clarificação do cálculo do indicador, designadamente no que se refere à exclusão do número total de atendimentos daqueles que não foram realizados devido à desistência dos clientes antes de terem decorrido 20 minutos de tempo de espera. Clarifica-se ainda o conceito de tempo de espera e o critério de aplicação do indicador (por entidade e por centro de atendimento).

A EDP Distribuição considera as propostas de alteração regulamentar adequadas, na medida em que contribuem para uma melhor clarificação das regras aplicáveis no atendimento presencial. Alerta-se, no entanto, para a dificuldade de dar cumprimento a algumas obrigações de informação (artigo 48.º), designadamente no que se refere ao registo do número de atendimentos não realizados por desistência do utilizador do serviço.

#### **4.2.3 Atendimento telefónico (artigos 50.º a 55.º)**

As principais alterações propostas incidem nos seguintes aspetos da regulamentação:

- Introdução de padrão para o atendimento telefónico de âmbito comercial;
- Eliminado o indicador geral associado ao sistema automático (IVR) para receção automática de leituras;
- Obrigações de registo das chamadas recebidas e respetivos tempos de espera no atendimento telefónico de acordo com a tipificação apresentada no artigo 50.º, bem como o nível de desagregação dos registos;
- Obrigações de registo na comunicação de leituras de acordo com o estabelecido no artigo 52.º;
- Obrigações de incluir na lista de informação a enviar trimestralmente à ERSE, toda a informação relativa à comunicação de leituras, nomeadamente os canais utilizados, as leituras corretamente comunicadas, as comunicadas automaticamente e as totais.

A proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em que estabelece um padrão para o atendimento telefónico e novas obrigações de reporte, pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### **4.2.4 Pedidos de informação e reclamações (artigos 56.º a 65.º)**

A proposta de alteração regulamentar mantém, no geral, as regras em vigor sobre pedidos de informação e reclamações. De referir a eliminação do artigo 40.º sobre pedidos de informação apresentados pelo telefone, matéria que passa a ser tratada exclusivamente no âmbito do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho.

O Documento Justificativo da proposta de alteração regulamentar inclui as seguintes clarificações que se considera importante sublinhar:

- Qualquer entidade (para além dos clientes) pode apresentar reclamação ou pedido de informação independentemente da existência de relação comercial ou contratual com a entidade reclamada, sendo devida resposta em todas as situações no prazo máximo de 15 dias úteis;
- O reclamante tem direito de compensação nos casos em que a reclamação não foi respondida, foi respondida fora de prazo e em que não foi cumprido o conteúdo mínimo da carta intercalar,

importando inclusive o pagamento de compensações quando não cumpram o conteúdo mínimo previsto no n.º 2 do artigo 59.º;

- Para efeitos de cálculo dos indicadores do RQS, cada empresa regista apenas os pedidos de informação e reclamações que lhe são diretamente dirigidos; os pedidos de esclarecimento de um comercializador ao ORD acerca de reclamações ou pedidos de informação dos seus clientes não são contabilizados pelo ORD.

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.

A proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em que estabelece novas obrigações de registo das reclamações, bem como obrigações de disponibilização de um conjunto bem mais extenso de informação ao cliente, pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### 4.2.5 Ativação do fornecimento (artigos 68.º a 70.º)

A ERSE propõe várias alterações às regras aplicáveis à ativação de fornecimento, designadamente:

- A prestação deste serviço passa a ser considerado como um indicador individual, devendo os ORD 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 lhe é comunicada pelo comercializador;
- O incumprimento do prazo de ativação de fornecimento em 3 dias úteis origina o dever de pagamento de compensação ao cliente;
- As obrigações do ORD aplicam-se apenas ao agendamento de situações em que a presença do cliente é necessária para a realização da ativação e a mesma envolva apenas ações simples;
- A aplicação do indicador que se limitava à BT é alargada a todos os tipos de fornecimento, incluindo instalações em MT e AT.

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.

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.

A EDP Distribuição entende que por razões de segurança e certeza jurídicas, nomeadamente de cumprimento do prazo de ativação de 3 dias, 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).

A proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em

que estabelece novas obrigações de registo relativas às ativações de fornecimento, pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### 4.2.6 Assistência técnica (artigos 78.º a 81.º)

A proposta de alteração do RQS considera as seguintes alterações sobre as regras aplicáveis às assistências técnicas:

- A suspensão da contagem dos prazos aplica-se somente a clientes domésticos que não sejam prioritários e ocorre apenas entre as 2h e as 6h (em lugar das 00h e as 8h), independentemente do momento em que ocorre a comunicação de avaria;
- O prazo para chegada à instalação de clientes prioritários é reduzido de 3h para 2h;
- A contagem dos prazos não se suspende para os clientes prioritários nem para os clientes não domésticos;
- Os clientes passam a poder solicitar que a assistência técnica seja realizada fora dos prazos estabelecidos, sendo, nestes casos, tratada como uma visita combinada;
- O ORD deve informar da hora limite a que poderá chegar à instalação do cliente;
- O ORD pode não se deslocar à instalação do cliente nas situações em que considere que não se trata de uma avaria na alimentação individual da instalação, cabendo-lhe o ónus da prova;
- Caso o cliente esteja ausente da sua instalação no momento da chegada ao local da equipa de assistência técnica, o ORD deve tentar entrar em contacto com o cliente e, caso não o consiga fazer, tem direito de compensação.

Ao nível do setor elétrico, a proposta de alteração do período de suspensão da contagem dos prazos conduziria a uma degradação do serviço para uma percentagem significativa de comunicações de avaria e a um aumento dos custos para o ORD, nomeadamente:

- Os clientes com comunicação de avaria entre as 22:00 e as 24:00, correspondendo a cerca de 58% de todas as comunicações de avaria entre as 22:00 e as 08:00, seriam penalizados, uma vez que a Assistência Técnica passaria a poder ser realizada, no limite, até às 08:00, sendo atualmente realizada, no limite, até às 04:00. Esta significativa penalização dos clientes não se traduziria numa redução de custos para o ORD, uma vez que, com qualquer das opções, a Assistência Técnica tem de ser realizada no 1.º turno (das 00:00 às 08:00);
- Os clientes com comunicação de avaria entre as 02:00 e as 08:00, que correspondem a cerca de 27% de todas as comunicações de avaria entre as 22:00 e as 08:00, seriam beneficiados em apenas 1 hora (cerca de 15% das comunicações de avaria) a 2 horas (cerca de 12% das comunicações de avaria), mas implicaria que o ORD retome diariamente a atividade de Assistência Técnica logo a partir das 06:00 (No 1.º Turno, das 00:00 às 08:00) e não às 08:00, como acontece atualmente;
- A proposta de alteração do RQS conduziria a que os clientes fossem penalizados na maioria das comunicações de avaria abrangidas pela alteração;
- A proposta de alteração do RQS conduziria a que os clientes fossem ligeiramente beneficiados em 1/3 das comunicações de avaria abrangidas pela alteração, mas com um forte impacto nos custos operacionais do ORD, por via da necessidade de reforço de recursos no 1.º turno (das 00:00 às 08:00);
- Por outro lado, assegurar a Assistência Técnica a todos os clientes, não domésticos, 24/dia, 7 dia por semana, conduziria a um grande aumento dos custos operacionais do ORD, em resultado da necessidade de reforço de recursos no 1.º turno (das 00:00 às 08:00) a nível nacional, criando uma capacidade de resposta ao nível do que acontece nos outros 2 turnos.

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.”*

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.

Compreendendo a necessidade de assegurar uma qualidade de serviço superior aos clientes prioritários, considera-se que as medidas propostas têm custos desproporcionados.

A EDP Distribuição propõe que se mantenha o prazo máximo de 3h para chegada à instalação dos clientes prioritários, acrescentando ainda o facto da contagem dos prazos não se suspender para estes clientes.

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.

Pelas razões anteriormente referidas, 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 tal 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 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”*.

A proposta de alteração do RQS representa novas obrigações para os ORD pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### **4.2.7 Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente (artigos 84.º a 86.º)**

A proposta de alteração do RQS considera as seguintes alterações sobre as regras aplicáveis ao

restabelecimento do fornecimento após facto imputável ao cliente:

- A suspensão da contagem dos prazos ocorre entre as 2h e as 6h, exceto para os clientes prioritários para os quais não está prevista a suspensão da contagem de prazos;
- Os clientes passam a poder solicitar que o restabelecimento do fornecimento seja realizado fora dos prazos estabelecidos, sendo, nestes casos, tratado como uma visita combinada;
- Os prazos previstos para o restabelecimento do fornecimento só se aplicam quando o mesmo envolva “ações simples” por parte do ORD, devendo nos restantes casos ser tratado como visita combinada;
- O ORD deve informar da hora limite a que poderá chegar à instalação do cliente.

A inclusão de novo período de suspensão da contagem dos tempos (entre as 2 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 de “Empreitada Contínua”). Assim, a EDP Distribuição propõe que se mantenha a suspensão da contagem dos prazos das 0h às 8h.

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”, 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).

A proposta de alteração do RQS representa novas obrigações para os ORD pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### **4.2.8 Visita combinada (artigos 71.º a 74.º)**

A proposta de alteração do RQS considera as seguintes alterações às regras aplicáveis às visitas combinadas:

- Clarificado que o conceito de visita combinada se aplica às situações em que é necessária a presença do cliente na sua instalação;
- As regras até agora aplicáveis às visitas combinadas com clientes passam a abranger os requisitantes de ligações, sendo determinado nesses casos que o agendamento em lugar de ser feito com o comercializador é estabelecido com o ORD;
- Para além dos clientes/requisitantes, o ORD passa também a poder efetuar o cancelamento ou reagendamento de visitas combinadas até às 17h do dia útil anterior;
- Clarificação sobre a possibilidade dos clientes acordarem a visita combinada diretamente com o ORD no que se refere a ligações às redes, leitura de contadores, verificação das características técnicas da energia elétrica e restabelecimento do fornecimento quando a interrupção não tiver sido solicitada pelo comercializador;
- O incumprimento do prazo para cancelamento ou reagendamento da visita combinada por parte do ORD ou comercializador confere ao cliente/requisitante o direito à compensação;
- Obrigações de registo relativas às visitas combinadas, nomeadamente as agendadas, as realizadas dentro e fora do horário combinado, as não realizadas, por ausência do cliente ou do ORD, e ainda relativas a todas as hipóteses de cancelamento.

A proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em

que estabelece novas obrigações de registo das visitas, sem qualquer delimitação temporal, pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### **4.2.9 Desativação do fornecimento (artigos 87.º a 89.º)**

Pela primeira vez, a ERSE propõe a regulamentação da desativação em termos idênticos aos propostos para a ativação de fornecimento (analisada no ponto 4.2.7).

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.

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 a ser efetuada. Somente após análise da informação recolhida seria de ponderar a definição de um indicador de qualidade de serviço sobre esta matéria.

A proposta de alteração do RQS representa um aumento do grau de exigência para os ORD na medida em que estabelece novas obrigações de registo de todas as desativações de fornecimento, pelo que deve ser ponderado o tempo e metodologia de implementação.

#### **4.2.10 Interação entre Comercializadores e ORD**

Para os serviços solicitados aos comercializadores que envolvem a atuação nas instalações dos clientes por parte dos ORD, a ERSE propõe que se passem a aplicar prazos específicos para cada entidade envolvida. Estes prazos, a contar da data de solicitação do cliente, são os seguintes:

- Ativação do fornecimento – 1 dia útil para o comercializador solicitar o serviço ao ORD; ORD dispõe de 3 dias úteis para agendar uma visita combinada para executar o serviço;
- Restabelecimento do fornecimento – 30min para o comercializador solicitar o serviço ao ORD; ORD dispõe de 12h, 8h ou 4h, conforme o tipo de cliente em causa, para assegurar a chegada à instalação;
- Desativação do fornecimento - 1 dia útil para o comercializador solicitar o serviço ao ORD; ORD dispõe de 3 dias úteis para agendar uma visita combinada para executar o serviço.

A EDP Distribuição considera de forma positiva esta proposta que contribui para a clarificação das responsabilidades de cada interveniente no processo. Os prazos propostos para a atuação do ORD são adequados e devem ser contados após o agendamento do comercializador.

#### **4.2.11 Novas obrigações de informação à ERSE**

A proposta de RQD estabelece novas obrigações de registo da informação sobre atendimento presencial, atendimento telefónico, comunicação de leituras de contadores, pedidos de informação, reclamações, ativações de fornecimento, visitas combinadas, assistências técnicas, restabelecimento do fornecimento, desativação do fornecimento (artigos 48.º, 50.º, 52.º, 58.º, 62.º, 70.º, 74.º, 81.º, 83.º, 86.º, 89.º).

A EDP Distribuição considera essencial que seja estabelecido um período de adaptação dos sistemas informáticos para que seja possível reportar a informação à ERSE nos termos indicados na proposta de RQS.

Propõe-se ainda que a listagem da informação a reportar à ERSE integre o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço, do qual 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.

#### **4.2.12 Clientes prioritários (artigos 100.º a 105.º)**

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.

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.

#### **4.2.13 Pagamento de compensações relativas a indicadores de qualidade de serviço comercial (artigos 90.º a 99.º)**

O artigo 93.º estabelece que as compensações devem ser pagas na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.

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.

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 na tabela *supra* quanto ao n.º 2 do artigo 95.º).

A redação do artigo 99.º passou a prever que quando não seja possível ao comercializador efetuar o pagamento da compensação ao cliente, o valor da compensação deve ser transferido para o fundo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço. É igualmente referido que quando a compensação respeita a incumprimentos do ORD, o montante que não foi pago deve reverter para o fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço.

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.

#### **4.2.14 Clientes em BT vs clientes domésticos**

A proposta de alteração regulamentar passa a utilizar o conceito de clientes domésticos (e.x. 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 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.



## 5 Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as propostas de alteração ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

### 5.1 Identificação de informação comercialmente sensível

O artigo 22.º do RRC estabelece que os operadores de redes enviem anualmente à ERSE informação técnica e económica relativa aos equipamentos em exploração. A informação é reportada de acordo com a desagregação estabelecida nas Normas Complementares aprovadas pela ERSE.

A ERSE propõe que os operadores de redes passem a identificar a informação que considerem comercialmente sensível.

A EDP Distribuição concorda com a proposta da ERSE que vai no sentido de introduzir maior rigor no tratamento e classificação da informação obtida pelo operador de rede no desempenho das suas atividades. No entanto, considera-se essencial para o cumprimento desta obrigação que a ERSE aprove a lista de informação comercialmente sensível prevista no artigo 59.º do RRC, que já foi objeto de proposta da EDP Distribuição.

### 5.2 Informação sobre o processo de acesso à rede de produtores ou de clientes com potência requisitada superior a 2 MVA

A ERSE propõe a inclusão de um novo artigo 21.º-A que estabelece novas obrigações de informação sobre o processo de acesso à rede de produtores ou de clientes com potência requisitada superior a 2 MVA. Pretende-se que os operadores de redes passem a informar a ERSE sobre os pedidos recebidos e as respetivas respostas. A informação deve ser enviada anualmente à ERSE, com discriminação por ponto de receção ou ponto de entrega, devendo incluir os pareceres emitidos.

A proposta de redação do artigo 21.º-A esclarece também que no caso de pedidos de capacidade de receção por produtores, os operadores de redes não podem alegar falta de capacidade da rede existente, devendo o requisitante suportar os custos decorrentes da criação de condições de rede necessárias à ligação.

É igualmente proposto que os operadores de rede mantenham um registo auditável, durante pelo menos 5 anos, contendo um conjunto de informação para cada requisição de ligação. Os operadores de redes devem ainda publicar na sua página na internet um documento sistematizando os procedimentos relativos ao tratamento a dar a pedidos de análise de capacidade de receção ou de entrega, bem como as garantias existentes para evitar tratamentos discriminatórios.

A EDP Distribuição regista o aumento contínuo do nível de reporte de informação à ERSE e alerta para os custos e tempo necessário à implementação das alterações regulamentares.

### 5.3 Partilha de custos e de risco de investimentos em ilhas de qualidade de serviço – Selo de Qualidade e<sup>+</sup>

No sentido de promover a realização de investimentos que permitam dotar a alimentação de parques industriais ou empresariais com níveis de qualidade superiores aos das zonas onde estão inseridos, a ERSE propõe a introdução de um novo mecanismo de partilha de custos e de risco associado a investimentos em ilhas de qualidade de serviço aplicável a promotores de parques industriais ou empresariais no âmbito da Iniciativa “Selo de Qualidade e<sup>+</sup>” que respeitem a condição de atração de novo consumo.

As propostas a apresentar à ERSE pelos promotores devem ser previamente coordenadas com os operadores das redes que alimentam as instalações do parque. No momento da apresentação da proposta, o promotor do parque deverá assumir um compromisso firme sobre a previsão da evolução do consumo que o novo investimento a realizar permitirá atrair.

À ERSE competirá a aprovação das propostas e das garantias que cada promotor deverá prestar a favor do ORD de forma a assegurar que não ocorre qualquer aumento de encargos para os restantes consumidores do SEN. Em caso de se verificar algum incumprimento por parte do promotor, a ERSE pode vir a aprovar a execução da garantia prestada a favor do operador de rede.

A EDP Distribuição considera a proposta da ERSE de forma positiva na medida em que 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 clientes do SEN.

A EDP Distribuição considera que a proposta de alteração regulamentar deverá clarificar os seguintes aspetos:

- O processo de apresentação das propostas, visto que o calendário de elaboração do PDIRD, apresentado à DGEG de dois em dois anos, não parece ser compatível com a apresentação à ERSE de propostas (até 15 de outubro de cada ano) para projetos de investimento a realizar em ilhas de qualidade de serviço;
- O processo de aprovação dos investimentos do ORD para criação da ilha da qualidade de serviço, que, pelo facto de não parecer ser compatível com o processo de aprovação do PDIRD, deverá ser efetuado pela DGEG perante o parecer da ERSE, uma vez que o PDIRD é aprovado pelo Governo;
- 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;
- A aprovação da proposta apresentada pelo promotor deve estabelecer de forma clara os padrões de qualidade de serviço a aplicar à “ilha de qualidade de serviço” que resultaram do acordo entre o promotor e o ORD;
- Os instrumentos financeiros de cobertura de risco (garantias) devem assumir modalidades que permitam a sua execução imediata (“*on first demand*”).

## 5.4 Acompanhamento da implementação do PDIRD

A ERSE propõe novas obrigações de prestação de informação por parte da concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) relativamente ao estado de implementação dos projetos de investimento previstos no Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD). Cada projeto deverá ser classificado de acordo com as seguintes categorias:

- a) Em fase de licenciamento;
- b) Em execução, dentro do prazo;
- c) Atrasado;
- d) Recalendarizado;
- e) Cancelado;
- f) Transferido para exploração.

A informação a enviar anualmente à ERSE, até 31 de março, sobre cada projeto de investimento deve fundamentar o motivo de eventual atraso, antecipação ou adiamento, ou cancelamento, relativamente ao previsto no PDIRD.

Na análise da proposta da ERSE, importa ter em conta que o investimento previsto no PDIRD está dividido em dois grandes grupos:

- Grandes projetos descritos individualmente (investimento superior a 500 k€);
- Grupos de projetos de pequena dimensão.

Enquanto que os projetos de grande dimensão podem ter um acompanhamento individual, consideramos que não será viável seguir essa metodologia para os projetos de pequena dimensão. Assim propomos que para os grupos de projetos de pequena dimensão o acompanhamento seja efetuado por grupo.

A EDP Distribuição propõe ainda que esta informação seja enviada à ERSE até 15 de junho, em simultâneo com o Orçamento de Investimento na Rede de Distribuição, de modo a assegurar que toda a informação necessária para a elaboração deste documento já se encontra disponível.

## 5.5 Ativos entrados em exploração a considerar para efeitos de cálculo de tarifas

A ERSE refere no Documento Justificativo da proposta de alteração do RARI a necessidade de acompanhar a execução dos projetos de investimento, não apenas em termos de orçamentação e calendarização, mas igualmente através da verificação se os projetos de investimento são concretizados em conformidade com o PDIRD, quer no que diz respeito a características técnicas, quer no que diz respeito à efetiva resposta às necessidades de rede identificadas.

A proposta de alteração do artigo 26.º prevê que a ERSE aprove quais os ativos entrados em exploração que podem ser aceites para efeitos de cálculo das tarifas, competindo aos operadores de redes o envio à ERSE da lista dos projetos de investimento e ativos entrados em exploração, acompanhada da respetiva licença de exploração emitida pela DGEG.

No processo de aprovação dos ativos entrados em exploração a considerar para efeitos de cálculo de tarifas, a proposta de redação do artigo 26.º prevê que seja tido em conta, entre outros elementos, os motivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento e as características técnicas do projeto.

A EDP Distribuição considera que a monitorização pretendida pela ERSE deve ser conseguida sem introduzir riscos regulatórios (risco dos investimentos começarem a ser remunerados com atraso relativamente à sua data de entrada em exploração) e sem burocratizar excessivamente o processo de aprovação dos investimentos para efeitos de cálculo de tarifas. Em alternativa à proposta da ERSE, entende-se que a monitorização adicional pretendida pela ERSE pode ser alcançada com base em informação reportada pelos ORD.

Adicionalmente considera-se que devem ser abrangidos por estes mecanismos de monitorização somente os investimentos caracterizados individualmente no PDIRD. Os investimentos de valor inferior e o investimento obrigatório sobre o qual o ORD não tem controlo (ligações de clientes e produtores) não deveriam, na opinião da EDP Distribuição, ser sujeitos a este mecanismo de monitorização adicional por não terem materialidade que justifique a burocratização que este controlo adicional acarreta.

A EDP Distribuição alerta para o facto de os Projetos de Investimento do PDIRD serem compostos por várias ações às quais estão associados os diversos ativos que constituem o projeto e de que nem todos os ativos constituintes dos projetos de investimento necessitam de licença de exploração atribuída pela DGEG. Por estas razões, a EDP Distribuição propõe que seja eliminada a exigência de envio à ERSE das licenças de exploração.

Acresce que a construção dos ativos está também dependente das suas características técnicas, bem como das condicionantes dos locais de instalação. A sua entrada em exploração acontece por isso em diferentes momentos no tempo.

## 6 Regulamento de Operação de Redes

A ERSE propõe a alteração do Regulamento de Operação das Redes no sentido de tornar mais clara a possibilidade de participação do consumo no mercado de serviços de sistema, estando prevista a inclusão de disposições regulamentares sobre esta matéria no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

A EDP Distribuição concorda com a proposta da ERSE que visa assegurar condições de igualdade de participação do consumo na prestação de serviços de sistema. As alterações regulamentares propostas são essenciais para potenciar a participação da procura na prestação de serviços de sistema, seja de forma direta, seja através de agentes que representem os consumidores, designadamente os agregadores.