

CONSULTA PÚBLICA

n.º 61

Documento Justificativo da Proposta de Alteração ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM	3
3	MONITORIZAÇÃO DO MERCADO RETALHISTA	5
3.1	Registo de comercializadores	5
3.2	Conceito de oferta comercial	6
3.3	Registo das ofertas de fornecimento	8
3.4	Adoção da ficha contratual padronizada	9
3.5	Intermediação ou prestação de serviços por terceiros	11
3.6	Condições gerais e particulares dos contratos sujeitas a registo	12
3.7	Explicitação e aplicação de preços pelos comercializadores	13
4	MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR – OPERATIVA E ARTICULAÇÃO DE PRAZOS	15
4.1	Concretização da figura do operador logístico de mudança de comercializador	15
4.2	Prazo para a sujeição de pedidos na plataforma de mudança de comercializador	17
4.3	Prazo para a interrupção de fornecimento na sequência de cessação do contrato a pedido do cliente	18
5	ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA	19
6	MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS	23
7	ATUAÇÃO EM MERCADO GROSSISTA	27
7.1	Agregação de produção em regime especial	27
7.2	Participação da procura na prestação de serviços de sistema	28
7.3	Mecanismo de reserva de segurança do SEN	29
8	LIGAÇÕES ÀS REDES	31
8.1	Ligação de instalações de consumo	32
8.2	Ligação de instalações de produção	35
8.3	Preços regulados no âmbito das ligações às redes	38
8.3.1	Encargos com os serviços de ligação	38
8.3.2	Informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede	39
8.4	Prazos aplicáveis aos ORD no âmbito das ligações às redes	41
9	CLIENTES COM CONTADORES INTELIGENTES	45
10	INFORMAÇÃO SOBRE MEIOS DE RESOLUÇÃO ALTERNATIVA DE LITÍGIOS	47

1 INTRODUÇÃO

Na revisão regulamentar operada em 2014 já se havia contemplado um conjunto de alterações legais que decorreram da publicação do Decreto Lei n.º 215 A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215 B/2012, ambos de 8 de outubro, sendo que, em alguns aspetos, a redação do RRC é agora melhorada para potenciar uma melhor aplicação daquele quadro legal.

Por outro lado, e em especial para o mercado retalhista, não pode deixar de se atender aos desenvolvimentos de mercado entretanto ocorridos, alguns dos quais suscitam uma atuação no quadro regulamentar no sentido de normalizar práticas e/ou restringir comportamentos potencialmente não conformes com o desenvolvimento equilibrado do Sistema Elétrico Nacional (SEM).

Assim, os desenvolvimentos do mercado elétrico, em particular o significativo crescimento do número de operadores económicos e de ofertas comerciais em mercado, justificam desenvolvimentos regulamentares que permitam uma melhor adequação do enquadramento regulamentar às condições de contexto do mercado e à proteção dos consumidores, num quadro de crescente articulação entre os diferentes regulamentos da responsabilidade da ERSE.

Entre as alterações propostas para o RRC, salientam-se as seguintes:

- Reforço das obrigações de separação de imagem que impendem sobre os operadores de rede de distribuição.
- Registo dos comercializadores junto da ERSE, bem como das ofertas comerciais que disponibilizam, as quais devem ser definidas com base em regras que agora se concretizam.
- Introdução do conceito de serviços de intermediação, estabelecendo que os comercializadores devem continuar a assegurar o cumprimento das normas legais e regulamentares, bem como a zelar pelo desempenho adequado na captação de novos clientes, ainda que o façam através de terceiros.
- Registo das condições gerais dos contratos de fornecimento de eletricidade, bem como os termos padronizados das respetivas condições particulares.
- Concretização regulamentar do regime de operação logística de mudança de comercializador, nos termos de legislação publicada já no decurso de 2017 (Decreto-Lei n.º 38/2017).
- Alteração do regime geral para a rotulagem de energia elétrica, promovendo simplificação de alguns procedimentos e informação, a par de critérios mais ajustados ao atual desenvolvimento do mercado retalhista.
- Estabelecimento do conceito de gestor integrado de garantias, o qual permitirá uma visão global sobre o risco sistémico que impende sobre o SEN, o que é particularmente importante em face da crescente atonicidade do mercado.

- Consagração explícita da possibilidade de agregação e representação de produção de eletricidade em regime especial por parte de comercializadores, o que é particularmente sensível para os produtores que deixem de estar abrangidos por tarifa garantida.
- Alteração do quadro regulamentar para o estabelecimento de ligações às redes, prevendo-se, nomeadamente, uma maior equiparação entre as regras aplicáveis às instalações consumidoras com potência contratada abaixo e acima de 2 MVA, bem como a sistematização das normas relativas à ligação à rede de instalações de produção.
- Ainda nos termos da alteração regulamentar às regras relativas a ligações às redes, é definido um projeto piloto para o tratamento da ligação e do reforço de redes no caso de parques industriais ou comerciais, prevendo-se a participação daqueles que tenham aderido à iniciativa Selo de Qualidade e+.
- Previsão de serviços específicos que podem ser disponibilizados a clientes cujas instalações consumidoras já tenham sido objeto de instalação de contador inteligente, para os quais se prevê, por exemplo, que possam integrar mecanismos de agregação de serviços de gestão de procura.

Nas várias matérias tratadas procurou-se apresentar propostas concretas devidamente justificadas que são incluídas na proposta de articulado do RRC que acompanha o presente documento de discussão. As alterações apresentam-se em modo de revisão.

As disposições regulamentares alteradas são identificadas nas caixas de texto onde se sintetizam as propostas de alteração regulamentar. A numeração das disposições regulamentares corresponde à indicada no documento com o articulado em modo de revisão.

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

2 OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM

No quadro da avaliação efetuada pela Comissão Europeia (CE) relativamente à concretização das disposições referentes a separação e diferenciação de imagem, que constam do Terceiro Pacote, foram, no caso específico de Portugal, identificadas dúvidas quanto à correta transposição daquelas normas. Estas dúvidas podem, a concretizar-se a sua materialidade, vir a consubstanciar a possível abertura de um processo de incumprimento a Portugal, por incorreta transposição daquela Diretiva para o mercado interno da eletricidade.

As dúvidas colocadas pela CE centram-se, no essencial, na adequada separação de imagem comercial das empresas de distribuição e de comercialização de um mesmo grupo económico, o que sugere que, na perspetiva da Comissão Europeia, não existirá a devida segregação de imagem entre aquelas empresas.

À situação identificada pela Comissão Europeia, acresce, com alguma frequência, o mesmo tipo de circunstância identificada por outras entidades e agentes a atuar no mercado português de eletricidade, subsistindo, de certa forma, a ideia que o nível de separação atingido não será o ideal.

Desde a primeira definição de disposições relativas a separação e diferenciação de imagem pela ERSE, em particular no quadro regulamentar, foi estabelecido como objetivo central desta atuação, uma concreta e efetiva garantia dos princípios de transparência e de igualdade de tratamento e oportunidades no exercício de atividades reguladas.

Neste sentido, a presente revisão regulamentar pretende garantir a implementação de normas mais claras e estritas em relação à separação de imagem de entidades verticalmente integradas e que atuem no âmbito do setor elétrico. Em consequência, tais disposições deverão assegurar que a avaliação efetuada pela Comissão Europeia afasta todas as dúvidas quanto a uma correta transposição das normas constantes da última Diretiva para o mercado interno da eletricidade

Para concretização destes objetivos, as alterações propostas deverão abranger, com maior efetividade, a separação de imagem comercial e a reformulação dos programas de conformidade das empresas em causa, de modo a assegurar que a separação de imagem (perspetiva quase apenas gráfica) corresponda um efetivo conjunto de obrigações de transparência, não discriminação e igualdade de tratamento (por exemplo ao nível da informação gerida e disponibilizada ao mercado).

Em concreto, propõe-se agora que a imagem comercial dos operadores de rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso, não possam conter elementos comuns na sua imagem gráfica e designação comercial relativamente a outras empresas que, em relação de grupo, atuem em outras atividades do setor elétrico. Daqui decorrerá que os logotipos e a própria designação comercial daqueles agentes se devem objetivamente diferenciar das que são utilizados por, por exemplo, comercializadores em regime de mercado do mesmo grupo ou a própria sociedade holding.

Em consonância, no que se refere ao programa de conformidade que é previsto para os operadores de rede de distribuição, propõe-se agora que o relatório anual já exigido no RRC em vigor, passe a conter uma avaliação independente da percepção pelos consumidores da efetiva separação de imagem relativamente a outras entidades em relação de grupo e que atuem noutras atividades do setor elétrico.

1. A proposta de revisão regulamentar vem aprofundar a necessária separação de imagem entre operadores do mesmo grupo, vindo reforçar a assimilação dos diferentes agentes que atuam no mercado do setor elétrico, por parte dos consumidores.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 57.º, 58.º e 80.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

3 MONITORIZAÇÃO DO MERCADO RETALHISTA

3.1 REGISTO DE COMERCIALIZADORES

O processo de liberalização dos setores elétrico e do gás natural teve como consequência natural o surgimento de um número cada vez maior de comercializadores a atuar no mercado. Esta circunstância, sendo positiva em si mesma, pelo alargamento de opções de escolha que se disponibilizam aos consumidores, oferece uma maior complexidade de articulação e de informação a esses mesmos consumidores.

Por decorrência legal, o exercício da atividade de comercialização de eletricidade é sujeita a prévia obtenção da licença respetiva. Esta é, também nos termos legais, obtida junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Por seu lado, para efeitos de informação aos consumidores, a ERSE divulga uma listagem de comercializadores a atuar no mercado retalhista de eletricidade, a qual não coincide com a listagem divulgada pela DGEG no seu sítio da Internet. Embora as principais razões para esta diferença residam tanto no caráter voluntário da listagem produzida pela ERSE, como no facto de nem todos quantos obtêm licença de comercialização se encontram efetivamente a atuar em mercado.

Esta situação, além de constituir uma eventual barreira na abordagem dos consumidores ao mercado liberalizado, introduz igualmente uma complexidade acrescida na verificação e monitorização do funcionamento do próprio mercado retalhista pela ERSE – em situações limite, o conhecimento da ERSE relativamente à atuação em mercado de um novo comercializador pode apenas acontecer através do reporte de dados no âmbito da mudança de comercializador e, como tal, já depois da sujeição de ofertas ao mercado e sua adoção por consumidores. Ora, pretendendo-se que a supervisão do mercado retalhista assegure uma correta e transparente abordagem do mercado com caráter prévio à formalização da contratação – vide, por exemplo, a verificação das condições contratuais ou a existência de ficha contratual padronizada -, torna-se, assim, necessário assegurar um mecanismo de comunicação prévia à ERSE da entrada em operação no mercado retalhista, o que se poderá obter através da figura de um mero registo.

Do mesmo modo, a presente alteração regulamentar permite clarificar o exercício da atividade de comercialização, estabelecendo, para os consumidores finais, uma identificação inequívoca das entidades que podem efetuar o fornecimento de eletricidade em cumprimento do quadro legal e regulamentar. Esta clarificação é importante não apenas na fase de angariação de clientes como igualmente na fase de concretização do próprio fornecimento.

Assim, com a presente alteração regulamentar pretende-se introduzir a existência de um registo obrigatório e continuamente atualizado dos comercializadores que efetivamente atuam no mercado elétrico, sem que tal se substitua ou complemente a necessária obtenção de licença de comercialização junto da DGEG (sendo essa uma imposição legal já consagrada).

A concretização desta obrigação dever-se-á fazer em articulação com os registos já existentes junto da entidade responsável pela gestão técnica global do sistema, do operador de redes (para a assinatura do contrato de uso de redes respetivo) e da ERSE (para efeitos de registo como agentes de mercado no âmbito do REMIT). Neste sentido, propõe-se agora a constituição de um registo obrigatório junto da ERSE, para os comercializadores de energia elétrica, o qual seja concretizado, na medida do possível, pela partilha destes referenciais de registo (salvaguardadas as questões de reserva e confidencialidade no quadro do REMIT).

O registo mencionado anteriormente deverá também ser operacionalizado com a atribuição de um código de registo ao comercializador em causa, o qual pode, igualmente, constituir uma forma de credibilização do mesmo junto dos consumidores de energia elétrica, assim como um meio eficaz de identificação unívoca para as atividades de monitorização e supervisão.

Em resumo, a proposta de revisão regulamentar pretende, a este respeito, operacionalizar a constituição de uma base fiável de registo dos agentes efetivamente a atuar em mercado retalhista, potenciando a verificação das obrigações que incidem sobre comercializadores e a monitorização do próprio mercado retalhista. Esta filosofia seria próxima da existência de um balcão único para o comercializador.

2. A proposta de revisão regulamentar prevê a existência de um registo obrigatório dos comercializadores que atuam efetivamente no mercado elétrico, bem como a atribuição de um código de registo que o comprove e identifique univocamente para efeitos de monitorização.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 10.º, 77.º e 119.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

3.2 CONCEITO DE OFERTA COMERCIAL

O já anteriormente referido crescimento do número de operadores económicos a atuar no mercado retalhista de eletricidade tem sido acompanhado por um crescimento muito significativo, quase exponencial, do número de ofertas comerciais, algumas das quais com diferenças entre si muito marginais e que, como resultado final, prejudicam a assimilação das reais possibilidades que o mercado disponibiliza aos consumidores. Tal corresponde, assim, a uma potencial perda de transparência do mercado (excessiva segmentação), alicerçada numa aparente vantagem para os consumidores (mais escolha) que pode não ser real.

A consagração de obrigações de disponibilização de informação aos consumidores teve e tem como propósito permitir a escolha consciente e informada por parte dos consumidores. Para tal, não apenas se consagra regulamentarmente a adoção da ficha contratual padronizada, como se estabelece, na atual proposta de revisão regulamentar, disposições que permitam a validação prévia das ofertas comerciais.

Neste sentido, para que o exercício de disponibilização de ofertas comerciais por parte dos comercializadores não conduza a um nível de segmentação excessivo do mercado retalhista, inibindo ou prejudicando a comparabilidade de opções de fornecimento, importa contextualizar a própria definição de “oferta comercial”, a qual se propõe que corresponda àquela cuja descrição do produto é globalmente coerente. Significa isto que não deve determinar o desdobramento de oferta, por exemplo, o facto de haver meios de pagamento diferentes, sendo considerada, neste caso, como uma mesma oferta, com atributos de modalidade de pagamento distintos.

É neste contexto que se propõe que a revisão do regulamentar venha esclarecer quais as características que correspondem a atributos de oferta e quais as que correspondem a variáveis de caracterização da própria oferta.

Em concreto, propõe-se agora que o RRC estabeleça que a existência de fidelização ou de indexação de preço correspondem a características do contrato que obrigatoriamente devem dar origem a identificação de uma oferta comercial específica. De modo contrário, o meio de pagamento adotado, bem como a duração do contrato ou público alvo específico, ainda que daí decorra um preço distinto, não constituem, de per se, um motivo para delimitação da oferta comercial, mas antes uma característica de uma oferta concreta.

Em acréscimo, e para efeitos de uma mais eficaz monitorização do funcionamento do mercado retalhista, é ainda proposto que o conceito de oferta concretizado se operacionalize também com a adoção de um código unívoco de registo, proposta que é adiante concretizada neste documento justificativo.

Ainda assim, importa esclarecer que, nos objetivos pretendidos com a presente revisão regulamentar, se procura assegurar que a disponibilização de serviços adicionais constitui sempre uma oferta autónoma das ofertas disponibilizadas pelo comercializador. Para tal, a proposta de revisão regulamentar prevê a definição autónoma de serviços adicionais prestados pelos comercializadores, os quais, pela sua natureza, se distinguem dos serviços opcionais que podem ser prestados por comercializador de último recurso ou por operadores de rede de distribuição.

3. A proposta de revisão regulamentar prevê a definição autónoma de serviços adicionais, prestados pelos comercializadores em regime de mercado.
 4. A proposta de revisão regulamentar vem introduzir regras para a delimitação do conceito de oferta comercial por parte dos comercializadores, obrigando a que a existência de fidelização, indexação do preço ou desconto promocional corresponda sempre a uma oferta individualizada.
- Esta alteração está consagrada nos artigos 8.º e 104.º-A (novo) da proposta de revisão do RRC (artigo 8.º do atual RRC).

3.3 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO

Como já referido, a evolução do processo de liberalização do mercado permitiu o aparecimento um número substancial de ofertas de fornecimentos a clientes, que, sendo um aspeto positivo, na sua excessiva proliferação e sem controlo prévio por parte da supervisão de mercado, poderá contribuir para tornar mais complexa e ineficaz a comparabilidade de ofertas. Ainda que uma parte dessa excessiva segmentação se tenha proposto já ser endereçada por uma reformulação do próprio conceito de oferta, as questões de monitorização eficaz em benefício do consumidor aconselham que as ofertas sejam objeto de um conhecimento prévio pelas entidades de monitorização e supervisão do mercado – neste caso, a ERSE.

Importa reter que o conhecimento atempado e prévio do desenho das ofertas em mercado permitirá à ERSE condições de monitorização que, por sua vez, permitam uma atuação preventiva de práticas comerciais menos consentâneas com o quadro regulamentar e com o desenvolvimento da sã concorrência em mercado.

A presente proposta de alteração regulamentar visa assegurar uma maior efetividade ao instrumento ficha contratual, já concretizado, permitindo complementar a disciplina de mercado por via de informação ao consumidor, com um conhecimento mais concreto da ERSE sobre as reais condições de funcionamento do mercado. Essa circunstância (registo de ofertas) já hoje é parcialmente efetuado com o reporte de preços praticados pelos comercializadores, perspetivando-se complementar as condições de preço com as restantes condições de relacionamento contratual mais significativas – e constantes da ficha contratual padronizada.

Com efeito e como adiante referido na proposta relativa à consagração regulamentar da ficha contratual padronizada, pretende-se que as propostas de fornecimento (ofertas) dos comercializadores sejam disponibilizadas aos clientes com toda a informação que consta da ficha de caracterização padronizada aprovada pela ERSE, de modo a que as mesmas sejam mais facilmente comparáveis entre si.

A sistematização e reforço das condições de monitorização do mercado retalhista de eletricidade, tornando obrigatório o conhecimento prévio pela ERSE das ofertas em mercado (através do registo prévio das fichas

contratuais padronizadas) e evitar a proliferação do número de ofertas, vem permitir uma comparabilidade mais efetiva por parte do consumidor, sem acréscimo de complexidade para o próprio comercializador.

No seguimento do registo das ofertas comerciais – através da mencionada ficha contratual padronizada – pretende a atual revisão regulamentar implementar um sistema de codificação daquelas ofertas, de modo a torna-las unívoca e facilmente identificáveis para a monitorização de mercado e para os consumidores, constituindo-se simultaneamente como uma forma de credibilização externa da própria oferta junto dos consumidores.

Igualmente, estabelecendo-se o conceito de serviços adicionais, a presente proposta de revisão regulamentar vem introduzir uma disciplina de registo destes e de reporte de informação pelos comercializadores à ERSE, a qual se soma aos deveres de clara informação aos consumidores para os quais se comercializam ou pretendem comercializar serviços adicionais.

5. A proposta de revisão regulamentar inclui a obrigatoriedade dos comercializadores enviarem à ERSE as fichas contratuais padronizadas associadas a cada oferta comercial por si veiculada.
6. A proposta de revisão regulamenta consagra ainda a existência de uma codificação das ofertas registadas junto da ERSE.

Esta alteração está consagrada nos artigos 105.º, 105.º - A (novo) e 148.º da proposta de revisão do RRC (artigos 105.º e 148.º do RRC ainda em vigor).

3.4 ADOÇÃO DA FICHA CONTRATUAL PADRONIZADA

O aprofundamento do processo de liberalização dos setores elétrico e do gás natural tem determinado o aparecimento de múltiplas ofertas comerciais de fornecimento de eletricidade e de gás natural, algumas delas de forma conjunta, com o conseqüente aumento da informação a que os consumidores acedem ou podem aceder.

O desenvolvimento equilibrado dos próprios processos de liberalização depende objetivamente das condições de acesso, pelos consumidores, à informação sobre as ofertas de eletricidade e de gás natural. Por esta razão, a ERSE adotou, através da publicação da Diretiva n.º 6/2015, a existência de uma ficha contratual padronizada a ser disponibilizada pelos comercializadores aos seus potenciais clientes e, depois da fase de contratualização aos seus clientes efetivos.

Na fundamentação desta decisão, a ERSE sustentou que a efetividade do direito à informação comercialmente relevante parece estar claramente dependente da facilidade de acesso a essa mesma informação, bem como da sua comparabilidade entre operadores económicos que prestam o serviço de fornecimento de gás natural e/ou de eletricidade. Acresce que o acesso à informação não se encontra ao mesmo nível para todos os consumidores, reconhecendo-se que os consumidores de menor dimensão –

usualmente designados por segmento residencial ou doméstico – se encontram menos preparados para acederem à informação e, sobretudo, a interpretarem.

No quadro da comparabilidade de ofertas, embora se deva reconhecer que as ferramentas de simulação e comparação de preço constituem um importante instrumento de comparação de ofertas comerciais, a informação de preços deve ser complementada com outros elementos relevantes para a escolha dos consumidores, nem sempre disponíveis num formato comparável entre si.

A principal motivação da ERSE para a definição do mencionado quadro de obrigações, as quais apontam para condições transparentes e efetivas de informação dos clientes, reside na convicção de que tal atuação é uma condição necessária para o exercício de uma escolha consciente e informada por parte dos consumidores, e que esta última é, por sua vez, uma condição para a existência de um mercado retalhista de eletricidade e de gás natural mais competitivo e participativo.

Importa agora, em sede de revisão regulamentar, consagrar tais obrigações no quadro normativo do próprio RRC da eletricidade, à semelhança do que foi feito anteriormente no RRC do gás natural, assim contribuindo para que se promova a consistência e efetividade na sua aplicação, evitando a dispersão de normas.

De forma a garantir uma atuação integrada, estabelece-se que o registo prévio da ficha contratual padronizada junto da ERSE constitui a forma de operacionalização do próprio registo de ofertas comerciais pelos comercializadores.

7. A proposta de revisão regulamentar inclui a obrigatoriedade expressa dos comercializadores disponibilizarem uma ficha contratual padronizada associada a cada oferta comercial por si veiculada, remetendo para a subregulamentação o conteúdo mínimo e formato da referida ficha.
8. A proposta de revisão regulamentar estabelece ainda, de forma análoga ao que se adotou na Diretiva n.º 6/2015, que a apresentação da referida ficha contratual é obrigatória nas fases pré e pós contratual.
9. A proposta de revisão regulamentar inclui disposição que determina que a ficha contratual padronizada é objeto de registo prévio na ERSE, constituindo a forma de operacionalização do registo de ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores.

Esta alteração está consagrada nos artigos 105.º e 106.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

3.5 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS

No quadro do desenvolvimento do mercado retalhista de eletricidade tem-se observado uma crescente utilização de serviços de angariação de clientes, os quais são desempenhados por entidades terceiras que não os próprios comercializadores ou seus colaboradores diretos. Esta prática é relativamente transversal aos canais comerciais mais utilizados, seja o recurso a ações de *telemarketing* ou a venda porta-a-porta.

O recurso à prestação de serviços, embora se compreenda por razões de eficiência de custos na operação logística da comercialização, não pode deixar de assegurar um adequado nível de desempenho e de cumprimento integral dos deveres de informação aos consumidores, a par da responsabilização objetiva do comercializador por eventuais práticas não consentâneas com o quadro legal e regulamentar em vigor. A experiência recente vem demonstrando que nem sempre é possível a identificação clara e unívoca das responsabilidades no desempenho de atividades de angariação de clientes, a par de dissonância entre a prática declarada pelo comercializador e a que é observada no terreno.

Neste sentido, e tendo presente a necessária salvaguarda do interesse dos consumidores quanto à prestação de informação, completa e adequada, a que têm direito, bem como a necessidade de vincular os prestadores de serviços de forma mais estrita aos padrões de atuação declarados pelos comercializadores, entende a ERSE ser oportuno propor a explicitação do conceito de intermediação ou prestação de serviços por terceiros, que deverá ser acompanhado da definição de princípios gerais de governação desta relação de prestação de serviços. Assim, a proposta de revisão regulamentar prevê:

- Que os comercializadores devam evitar riscos operacionais sempre que recorrem a prestação de serviços por entidades terceiras.
- Que os comercializadores deverão manter o controlo direto sobre as atividades desenvolvidas ou forma de o concretizar contratualmente.
- Que o recurso a este tipo de serviços é apenas possível se não prejudicar o completo e integral cumprimento da legislação e regulamentação aplicáveis à comercialização de eletricidade.
- Que devem ser adotados códigos de conduta e estabelecidos planos de formação, que propiciem o desempenho adequado por parte do prestador de serviços.
- Que seja remetida à ERSE informação sobre a contratação de serviços por terceiros.

10. A proposta de revisão regulamentar estabelece o conceito de intermediação na comercialização de eletricidade, a qual se deverá reger por princípios que garantam o controlo direto e a responsabilidade do comercializador pelas atividades desenvolvidas.

11. A proposta de revisão regulamentar estabelece ainda que a atividade de intermediação deverá ser titulada por instrumento contratual, observar normas de conduta e planos de formação.

12. É ainda estabelecido um regime de informação à ERSE para efeitos de monitorização.

Esta alteração está consagrada em nova subsecção II-A da secção II do Capítulo VIII, nos artigos 146.º-A, 146.º-B, 146.º-C e 148.º da proposta de revisão do RRC.

3.6 CONDIÇÕES GERAIS E PARTICULARES DOS CONTRATOS SUJEITAS A REGISTO

O atual quadro regulamentar estabelece que as condições gerais dos contratos de fornecimento dos comercializadores são objeto de envio à ERSE, para apreciação. A proliferação do número de ofertas e de comercializadores em mercado, em paralelo com uma diversidade de abordagens quanto ao desenho e delimitação daquelas condições contratuais, tem determinado uma crescente complexidade na monitorização das condições contratuais que, efetivamente, vinculam os consumidores.

De forma a garantir uma maior equidade e legalidade dos contratos, assegurando assim uma maior e melhor informação sobre as condições de fornecimento de eletricidade, por parte dos consumidores, a ERSE pretende sujeitar a registo todos os exemplares dos contratos que envolvam, ainda que parcialmente, a adesão a cláusulas contratuais gerais a serem disponibilizados pelos comercializadores aos consumidores.

A fundamentação desta proposta de alteração regulamentar é sustentada na concretização, pela ERSE, da sua obrigação estatutária de proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia e de promoção da informação esclarecida, designadamente no que respeita à adesão a contratos de prestação de serviços de fornecimento de eletricidade, cujas condições contratuais passam a ser objeto de apreciação prévia e vinculativa pela ERSE.

Considerando a crescente complexidade técnico-jurídica dos clausulados contratuais em consequência da multiplicidade de ofertas que têm vindo a surgir no mercado por via da liberalização do sector, verifica-se uma necessidade gradual de reforçar os mecanismos garantísticos de proteção dos consumidores na celebração daqueles contratos e da legalidade das cláusulas contratuais gerais. Tais mecanismos passam também por manter um registo centralizado das condições contratuais, as quais devem servir o principal propósito de melhorar a operacionalização da supervisão do mercado retalhista de energia elétrica. Este exercício não se pode restringir, assim, à mera apreciação das condições gerais dos contratos, mas antes

envolver o registo destas e das condições padrão do clausulado particular dos contratos de fornecimento a clientes em BTN.

A presente alteração regulamentar pretende, assim, garantir uma maior e mais esclarecida informação do consumidor de energia, mais eficazes condições de supervisão do funcionamento do mercado retalhista e, em paralelo, o estabelecimento de condições de transparência que permitam reduzir a conflitualidade no sector.

13. A proposta de revisão regulamentar prevê a obrigatoriedade de registo dos contratos de fornecimento em BTN, junto da ERSE.

14. Esta nova norma prevê o registo das condições gerais e particulares padronizadas dos contratos de fornecimento em BTN, bem como as suas alterações.

Esta alteração está consagrada no artigo 105.º e 106.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

3.7 EXPLICITAÇÃO E APLICAÇÃO DE PREÇOS PELOS COMERCIALIZADORES

No quadro atual do mercado retalhista de eletricidade, é comum a apresentação de ofertas de fornecimento que surgem associadas com a prestação de outros serviços ou a venda de outros produtos por parte dos comercializadores. Embora tal prática não constitua, de *per se*, uma prática comercial desajustada, o facto é que o quadro informativo ao consumidor é determinante para que o nível de conflitualidade de consumo seja reduzido e, se possível, inexistente.

Em algumas circunstâncias, a própria assimilação pelo consumidor do serviço ou produto que lhe é fornecido pelo comercializador é incompleta ou mesmo inexistente, não sendo, depois, enquadrável o valor que é apresentado à cobrança. Acresce que, por força do nível de literacia energética da generalidade dos consumidores, podem ser apresentadas pelo comercializador como vantagens da sua própria oferta comercial, níveis de serviço que, na realidade, se encontram assegurados ou pela regulamentação ou por outros agentes da cadeia de valor – a título de exemplo, veja-se a tramitação de pedidos de mudança de comercializador na respetiva plataforma, que, sendo uma obrigação do comercializador, é, por vezes, apresentada como uma vantagem do comercializador.

Importa recordar que a ERSE adotou recentemente uma recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 1/2017), em que se estabelecem regras sobre a comercialização de serviços adicionais, procurando, com isso, dar-se maior transparência e clareza ao mercado retalhista e, com isso, uma perceção do consumidor mais ajustada do que contrata com os agentes económicos.

Tendo como objetivo a referida clarificação, a ERSE vem agora propor uma alteração regulamentar que estabelece que os comercializadores não podem cobrar quaisquer valores, nos preços dos serviços por si

prestados, referentes a atividades que são desenvolvidas por outras entidades a atuar em atividades sujeitas a regulação – excluem-se desta circunstância as tarifas de acesso, que devem ser explicitadas na faturação aos clientes. Do mesmo modo, estabelece-se, com o objetivo da transparência contratual, que quaisquer preços ou valores faturados pelo comercializador a título de serviço ou produto acessório, opcional ou adicional, deverá ser claramente identificado em instrumento contratual autónomo do contrato de fornecimento.

A presente alteração regulamentar pretende, assim, garantir uma maior e mais esclarecida informação do consumidor de eletricidade, de modo a potenciar as escolhas deste em relação às suas preferências e necessidades reais.

15. A proposta de revisão regulamentar prevê que os preços praticados pelos comercializadores não podem incluir valores relativos a serviços prestados noutras atividades do setor.

16. Os preços de serviços prestados pelos comercializadores e relativos a serviço ou produto acessório, opcional ou adicional devem ser apresentados aos clientes e constar de contrato autónomo do contrato de fornecimento de eletricidade.

Esta alteração está consagrada no artigo 122.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

4 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR – OPERATIVA E ARTICULAÇÃO DE PRAZOS

4.1 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A recente publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, veio concretizar a figura do operador logístico de mudança de comercializador, figura esta que se encontrava prevista na legislação de bases do setor desde 2006.

Embora o quadro regulamentar do setor elétrico em vigor desde 2006 tenha, desde logo, previsto a figura do operador logístico, a atividade de mudança de comercializador foi atribuída de forma transitória ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Do mesmo modo, sendo que as referências regulamentares a princípios e obrigações no quadro da mudança de comercializador não mudam em função do sujeito que desempenha, o quadro regulamentar em vigor já acautela o essencial do que agora foi previsto no referido diploma legal, na vertente de mudança de comercializador.

Neste sentido, pretende-se operar pequenos ajustamentos à redação do RRC, no sentido de o tornar inteiramente ajustado ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, prevendo, inclusivamente, a previsão do sujeito no âmbito do relacionamento comercial e a respetiva cadeia de relacionamento comercial para efeitos de recuperação tarifária dos proveitos permitidos. Esta proposta de revisão regulamentar consagra a adoção de uma nova tarifa específica para a operação logística de mudança de comercializador.

17. A proposta de revisão regulamentar prevê a nova tarifa específica para a operação logística de mudança de comercializador.

18. Para recuperação dos proveitos permitidos com a operação logística de mudança de comercializador é estabelecido um relacionamento comercial entre o operador da rede de distribuição em BT e o OLMC.

Esta alteração está consagrada no artigo 68.º-A (novo), 122.º e 123.º da proposta de revisão do RRC (artigos 122.º e 123.º do RRC ainda em vigor).

4.2 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Até à data, o tempo decorrido entre a celebração do contrato e a inserção do pedido de mudança pelo comercializador na respetiva plataforma não é sujeito a qualquer obrigação, subentendendo-se que a sujeição dos pedidos ocorreria no mais curto espaço de tempo.

A experiência acumulada neste domínio permitiu observar a existência de comportamentos e práticas distintas por parte dos operadores económicos, o que nem sempre sucede com o conhecimento e consentimento do próprio consumidor, daí resultando alguma conflitualidade de consumo assente em desencontro de expectativas.

Importa reter que, para a esmagadora maioria dos consumidores, a percepção de prazos associados à mudança decorre desde o momento da celebração do contrato – ou manifestação de vontade de contratar uma determinada oferta – e a sua efetivação, já depois de passar pela plataforma de mudança de comercializador. Ora, neste lapso temporal, o momento em que efetivamente se introduz o pedido de mudança de comercializador é, quase sempre, desconhecido do consumidor, pelo que este poderá atribuir a um eventual sofrível desempenho da atividade de mudança de comercializador, o que na realidade pode estar na esfera da diligência comercial e operativa do comercializador contratado

Em face da observação das situações acima descritas, torna-se, nesta proposta, obrigatório que os comercializadores de eletricidade, quando em representação dos clientes, insiram na plataforma de mudança de comercializador os pedidos relativos aos processos abrangidos nos procedimentos de mudança de comercializador, no prazo máximo de 5 dias úteis, à semelhança do que foi feito para o gás natural.

Tal obrigação, além de acautelar os interesses dos consumidores quanto ao célere desenrolar da mudança de comercializador ou da própria cessação de contrato de fornecimento, introduz maior clareza na verificação do desempenho atribuído ao processo mudança de comercializador, permitindo uma alocação das responsabilidades mais aderente à realidade.

19. A proposta de revisão regulamentar obriga os comercializadores a veicular junto do GPMC os pedidos dos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis.

Estas alterações estão consagradas no artigo 143.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

4.3 PRAZO PARA A INTERRUPTÃO DE FORNECIMENTO NA SEQUÊNCIA DE CESSAÇÃO DO CONTRATO A PEDIDO DO CLIENTE

O atual quadro regulamentar não estabelece um prazo máximo para a concretização de uma interrupção física do fornecimento na sequência de uma cessação do respetivo contrato de fornecimento por iniciativa do cliente.

Ainda que se possa, pela experiência passada, sustentar que há uma prática generalizada de proceder a estas interrupções de forma célere e atempada em face das solicitações de clientes, subsistem, todavia, algumas situações em que a sua não concretização tem implicado um óbvio diferendo entre cliente e comercializador relativamente a uma atividade que é responsabilidade dos operadores de rede.

Neste sentido, propõe-se estabelecer no quadro da revisão regulamentar que à tramitação das cessações de contato por iniciativa do cliente se aplique o prazo máximo definido para os restantes processos tramitados no âmbito da mudança de comercializador (discutido no número anterior deste documento). Em consonância, o operador da rede respetivo deverá proceder à interrupção de fornecimento da instalação nos prazos previstos para o agendamento de intervenção no local de consumo.

20. A proposta de revisão regulamentar prevê a obrigatoriedade dos comercializadores de veicular junto da plataforma de mudança de comercializador os pedidos de cessação dos contratos de fornecimento solicitados pelos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis.

Estas alterações estão consagradas no artigo 143.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

5 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA

A publicação de uma recomendação dedicada à rotulagem de energia elétrica teve início em março de 2008, com a Recomendação n.º 1/2008, que sistematizou um conjunto de princípios e boas práticas sobre rotulagem de energia elétrica. A iniciativa da ERSE adveio da constatação de que nem todos os comercializadores tinham iniciado a rotulagem da sua energia, conforme os requisitos legais, e ainda da necessidade em garantir uma harmonização e um nível mínimo de qualidade da informação de rotulagem prestada pelos comercializadores aos seus clientes.

Na sequência de publicação de legislação surge a Recomendação n.º 2/2011, que veio estabelecer as metodologias a adotar e as obrigações dos comercializadores em matéria de rotulagem de energia elétrica e respetiva informação aos seus clientes.

O mercado retalhista de energia elétrica sofreu, desde 2011, importantes alterações, quer quanto à participação dos consumidores neste mercado, quer quanto ao tipo de agente e forma de atuação dos operadores económicos, de que se destaca a crescente solicitação dos comercializadores da possibilidade de apresentarem ofertas ou carteira de ofertas 100% renovável, o que é inviabilizado pelo desenho das regras atualmente em vigor e que estabelecem uma repartição mandatória da produção em regime especial, incluindo a componente de cogeração não renovável.

Por outro lado, o quadro de aplicação da referida Recomendação de 2011 introduz uma complexidade administrativa, alguma dela também sobre a ERSE, que deixou de fazer sentido à luz dos desenvolvimentos de mercado entretanto ocorridos. Desde logo, importa eliminar aspetos da aplicação das regras, que, introduzindo carga administrativa, não resultam necessariamente em esclarecimento ou melhor informação dos consumidores quanto aos impactes do seu consumo de energia.

Assim, e atendendo às motivações quer de questões de melhoria conceptual como operacional, entende a ERSE propor em sede de revisão regulamentar uma revisão das regras operativas da rotulagem de energia elétrica.

Neste sentido, identificam-se como aspetos mais relevantes que ditam a revisão do texto e do conteúdo das regras em vigor, os seguintes:

- 1) Comercialização 100% renovável

Apesar de ainda adquirida na sua totalidade pelo comercializador de ultimo recurso, o sobrecusto desta energia é suportado por todos os consumidores através das tarifas de acesso às redes. Assim, para efeitos de rotulagem, estipulou-se que esta energia é também ela repartida na medida em que é distribuído esse sobrecusto pelos clientes que compõem a carteira de cada comercializador.

A energia elétrica sujeita a regimes jurídicos especiais corresponde às seguintes categorias de fontes de energia, na aceção da Recomendação n.º 2/2011: hídrica, eólica, cogeração renovável, geotermia, outras renováveis, resíduos sólidos urbanos e cogeração fóssil. Daqui decorre que o mix de cada comercializador terá sempre quer componentes renováveis quer componentes não renováveis.

Para Portugal Continental, a metodologia determina a atribuição da produção em regime especial de forma aproximada à distribuição do seu sobrecusto, o que determina que seja afeta à carteira de cada comercializador uma parcela de energia não renovável – no essencial, correspondente à parcela de cogeração fóssil.

Importa ainda reter que, na medida em que alguns contratos de remuneração integrados em regimes jurídicos especiais cessem ou se aproximem do seu fim, o racional de repartição da energia em função da repartição do respetivo sobrecusto vai perdendo a sua sustentação principal. Em concreto, com a criação, por exemplo, da figura do facilitador de mercado ou da possibilidade de agregação e representação da produção renovável em carteiras de comercialização, o próprio carácter central do comercializador de último recurso tenderá a reduzir-se e, a prazo, a desvanecer.

Por fim, os desenvolvimentos do mercado retalhista vieram determinar a existência de um maior leque de ofertas comerciais, algumas das quais podem legitimamente centrar-se na disponibilização de um mix 100% renovável. No limite, esta poderá até ser uma abordagem de mercado de um comercializador para a totalidade da sua carteira, não parecendo fazer sentido, no presente, impor por via administrativa uma condição que lhes restrinja essa abordagem ao mercado. Acresce que, sendo a rotulagem de energia elétrica um instrumento implementado para tornar mais consciente aos consumidores os impactes ambientais que advêm do consumo de energia, a regra distributiva ainda em vigor é, no quadro de mercado que hoje temos, pouco eficaz.

Neste quaro, a presente alteração regulamentar pretende introduzir a possibilidade de, salvaguardando a não existência de duplas contagens e a aderência aos mix de mercado globais, apresentação de ofertas de comercialização 100% renováveis para a globalidade da carteira de um determinado comercializador.

2) Garantias de origem (GO) e outros comprovativos de origem

A Recomendação sobre rotulagem possibilita a utilização de comprovativos de origem para efeitos de rotulagem. Estes podem ser, quer garantias (GO) ou certificados (RECS) de origem ao abrigo de legislação específica, quer outros comprovativos de origem decorrentes de sistemas voluntários, desde que garantam a não duplicação com outros sistemas de certificação e o respetivo cancelamento junto da entidade certificadora.

Contudo, a utilização de GO para cálculo do mix de fontes de energia, tal como define a metodologia da Recomendação n.º 2/2011, está limitada pelo ponto mencionado anteriormente quanto à atribuição *pro rata* de energia elétrica sujeita a regimes jurídicos especiais. Deste modo, atualmente, ainda que um

comercializador adquira GO em quantidade equivalente a toda a energia comercializada, nem todas essas GO têm reflexo no seu *mix*.

A presente revisão regulamentar pretende assegurar, de forma articulada com o que se mencionou para o ponto anterior, que um comercializador possa refletir no seu mix de fontes o efetivo recurso a comprovativos de origem, evitando-se situações em que o agente possa até ter incorrido no custo para assegurar a sua *compliance* com uma política de fornecimento 100% renovável mas em que tal custo seja uma parcela desconsiderada para efeitos da rotulagem.

3) Simplificação de procedimentos e conteúdos

A Recomendação n.º 2/2011 define obrigações dos comercializadores em termos de conteúdo e de meios de divulgação aos consumidores, bem como obrigações de reporte perante a ERSE. Parte dessas obrigações implica um reporte mensal logo após o comercializador iniciar fornecimentos, outras implicam um reporte anual. O reporte mensal diz respeito aos valores do mix do comercializador, o qual deve ser publicado na sua página na internet e enviado à ERSE.

Contudo, conforme tem sido identificado no acompanhamento que a ERSE efetua do cumprimento da recomendação, bem como pela manifestação de vários comercializadores, há dificuldades de implementação da Recomendação, o que se traduz num impacto penalizador, sobretudo sobre novos entrantes no mercado.

A ERSE tem procurado eliminar ou reduzir eventuais entraves à entrada de novos comercializadores, em especial dos de menor dimensão, pelo que a revisão regulamentar deve garantir uma simplificação da mecânica de reporte, sem perda de valor informativo para os consumidores. Neste quadro propõe-se que a informação sobre rotulagem possa ser disponibilizada desde logo na própria apresentação de ofertas de fornecimento, permitindo, não apenas a informação tempestiva dos consumidores, como também a consagração deste aspeto como um fator diferenciador das ofertas.

21. A proposta de revisão regulamentar prevê uma revisão das disposições relativas à rotulagem de energia elétrica, no sentido de efetuar uma redistribuição alternativa da energia acolhida em regimes jurídicos especiais, não inviabilizando a existência de comercializadores com um mix global 100% renovável.

22. A proposta prevê também a alteração de parte das obrigações de reporte e de informação, no sentido de desburocratizar a atuação dos comercializadores, sem perda de valor informativo ao consumidor de eletricidade.

Estas alterações estão consagradas no artigo 133.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

6 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS

A crescente complexificação do funcionamento dos setores elétrico e do gás natural caracterizado por um relacionamento entre diferentes agentes – em particular entre operadores de rede, gestores de sistema, produtores e comercializadores – exige disposições regulamentares que compatibilizem esse modelo de relacionamento multilateral com uma adequada gestão do risco operativo de cada sistema. É neste quadro que se inserem as garantias prestadas pelos sujeitos tomadores de serviços em benefício dos sujeitos prestadores de serviços.

De forma genérica, o modelo de gestão de risco operativo existente no SEN determina a prestação de garantias por parte dos produtores e comercializadores para com os operadores de redes em que atuam – por contrato de acesso à rede que efetivam para assegurar os fornecimentos aos seus clientes – e para com as entidades encarregues de gerir os sistemas – por conta de encargos com liquidação de desvios.

A ERSE, reconhecendo a necessidade de fazer uma reflexão sobre os modelos de funcionamento da gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos de prestação e atualização das garantias, aos instrumentos de prestação de garantias, aos custos administrativos associados à prestação de garantias e às consequências de incumprimentos de obrigações por parte de um Agente de Mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema.

Nessa consulta foram colocadas aos agentes questões relacionadas com a identificação e valoração dos riscos, com a diferenciação do nível de risco, com a dispersão de frentes de risco na ótica do agente de mercado com os modelos e formas de prestação de garantias e com a utilização de garantias e salvaguardas conexas.

A consulta permitiu aferir das principais preocupações dos diversos agentes relativamente a este tema e identificar aspetos que reunissem um nível mínimo de consenso, no sentido de poderem ser incluídos na atual revisão regulamentar.

Assim, foi possível perceber que a maioria dos agentes é favorável a alguma diferenciação do risco, que premeie os agentes de mercado com um histórico de cumprimento das suas obrigações contratuais. Alguns agentes referiram também a possibilidade de proceder à avaliação, através de critérios objetivos, da qualidade de crédito dos agentes e das instituições que prestem garantias bancárias.

Outro dos aspetos discutidos na consulta foi o da centralização da gestão de garantias numa única entidade em lugar do atual modelo em que os agentes têm obrigações de constituição de garantias dispersas por diversas entidades. A maioria dos agentes reconhece vantagens no modelo de centralização de garantias (uma parte importantes destas associada com os custos transacionais de operacionalização das garantias, possibilidade de aferição integrada dos riscos ou mesmo custos administrativos de gestão de garantias). Todavia, alguns agentes participantes dessa consulta mencionaram a necessidade de

manter um modelo custo-eficiente na gestão de garantias, evitando-se a sinalizarem que a centralização da gestão das garantias pode acarretar custos adicionais relativos à remuneração da atividade de uma nova entidade, pelo que pedem uma análise custo benefício antes da tomada de decisão. Foi ainda referida a necessidade de clarificação sobre a priorização de execução de garantias em caso de incumprimentos simultâneos em dois ou mais contratos, sobre o efetivo beneficiário da garantia ou sobre que procedimentos adotar em caso de insolvência do gestor das garantias.

Sobre o modo e os meios de prestação de garantia, a maioria dos agentes referiu a importância da capacidade de execução das garantias prestadas. O numerário, os depósitos bancários, as garantias bancárias e os seguros-caução foram os meios de prestação de garantia mais indicados, existindo também algumas referências à caução, linha de crédito, colaterais financeiros ou direitos sobre valores com execução imediata e sem riscos. Não sendo consensual, a utilização de concessão ou penhor de direitos de crédito da atividade dos agentes de mercado, foi também mencionada na referida consulta promovida pela ERSE.

Em acréscimo, na consulta previamente realizada pela ERSE, foi possível observar um alargado consenso quanto à necessidade de mecanismos expeditos e procedimentos claros que permitam atuar em caso de incumprimentos de agentes de mercado, evitando-se, assim, acumulações de incumprimentos em todo o sistema. Para parte dos agentes de mercado, a suspensão da atividade de um agente em toda a cadeia de valor deveria ser avaliada em função da natureza do incumprimento. A título de exemplo, o incumprimento de um contrato de uso de redes com um operador da rede de distribuição que afeta somente a atuação do agente de mercado naquela área da concessão, não deveria causar a suspensão da atividade do agente de mercado na restante cadeia de valor. Já em sentido diverso, os incumprimentos relativos à Gestão Global de Sistema colocam em causa a capacidade de aprovisionamento do agente incumpridor e logo afetam toda a cadeia de valor do sistema.

Assim, tendo presente o que decorreu da pré-consulta efetuada e das respetivas respostas e de uma ponderação dos desenvolvimentos do mercado elétrico nacional, a ERSE entende propor as seguintes alterações regulamentares:

- Prever a existência da figura de gestor de garantias do SEN, o qual passa a ser responsável pela gestão das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviço de sistema e dos contratos de usos de redes. É proposto que esta atividade seja desempenhada pelo operador da rede de transporte na sua atividade de gestor global do SEN, que a poderá delegar em terceiro mediante autorização da ERSE.
- Prever, nos princípios de aferição de risco para o SEN, uma diferenciação entre entidades com histórico de cumprimento e entidades com atrasos ou incumprimentos, sendo estes últimos objeto de agravamento no cálculo da respetiva garantia.

- Prever a existência de uma subregulamentação específica no RRC, para enquadrar a atuação do gestor de garantias, designadamente quanto a meios e forma de prestação da garantia, bem como quanto aos princípios para o apuramento do valor da garantia a prestar no âmbito dos contratos de uso de redes e do contrato de adesão ao mercado de serviço de sistema.
- Estabelecer que deixa de ser fundamento para a caducidade do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema a caducidade do contrato de uso de redes, para evitar que a cessação de um contrato com um operador de rede possa determinar a cessação de toda a atividade no âmbito do SEN.

23. A proposta de revisão regulamentar prevê a criação do gestor de garantias do SEN.

24. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que, com base em princípios estabelecidos no RRC, seja aprovada pela ERSE subregulamentação relativa a garantias a prestar pelos agentes para cumprimentos das suas obrigações perante o SEN.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 2.º, 3.º, 99.º-A (novo), 99.º-B (novo) e 99.º-C (novo), integrantes de um novo Capítulo VI-A da proposta de revisão do RRC (artigos 2.º e 3.º do RRC ainda em vigor).

7 ATUAÇÃO EM MERCADO GROSSISTA

7.1 AGREGAÇÃO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O modelo de funcionamento do mercado grossista definido em 2006 com a publicação do Decreto-Lei nº 29/2006 de 15 de fevereiro e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, sofreu algumas alterações pontuais desde o seu estabelecimento. Destacam-se a introdução da figura do facilitador de mercado com a publicação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, bem como o aditamento do artigo 33.º-G feito pelo Decreto-Lei n.º 215-B ao Decreto-Lei n.º 172/2006 no qual está expressamente prevista a agregação de produção em regime especial por parte de *“um qualquer comercializador.”*

Os Regulamentos da ERSE têm acompanhado naturalmente a evolução da legislação e preveem o acesso ao regime de mercado grossista das entidades previstas na legislação setorial e bem como a possibilidade de agregação de produção em regime especial por parte de comercializadores, sendo disso exemplo o artigo 53.º do RRC onde está prevista a faturação do operador da rede de transporte ao comercializador pela entrada nas redes de produção em regime especial por si agregada ou o artigo 39.º do mesmo regulamento, que prevê o relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores, à exceção dos que estejam integrados por agregação em relacionamento comercial, nomeadamente com comercializador.

Apesar disto, e dada a importância que se espera que a produção em regime especial em mercado venha a assumir no futuro mais próximo entende-se importante explicitar de forma mais clara esta possibilidade de agregação de produção em regime especial sem regime de remuneração garantida por parte de outros comercializadores que não apenas o facilitador de mercado. A possibilidade de agregação de várias unidades de produção em regime especial numa carteira de produção é uma ferramenta importante para gerir a integração em mercado de unidades de menor dimensão cuja exposição aos desvios em mercado seria bastante maior numa abordagem individualizada ao mercado.

Assim, propõe-se a alteração dos atuais artigos 89.º e 90.º do RRC, para tornar clara a possibilidade de relacionamento comercial entre comercializadores e produtores em regime especial em termos semelhantes ao que ocorre entre facilitador de mercado e produtores em regime especial, bem assim como a explicitação dessa modalidade de contratação nos termos do artigo 151.º do atual regulamento.

Importa estabelecer que o regime agora clarificado prevê a segregação das unidades de gestão dos consumos de clientes (carteira de fornecimentos) e de gestão da produção agregada em modalidade de representação, de forma semelhante ao que já hoje se efetua para o comercializador de último recurso.

Em acréscimo, para total clareza do edifício regulamentar, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do SEN será também revisto em conformidade destacando-se a segregação de unidades atrás mencionada, ou seja, um comercializador que agregue produção em regime especial terá unidades de liquidação distintas para a programação de produção e para a programação de consumos, à semelhança do que se verifica hoje com o comercializador de último recurso.

25. A proposta de revisão regulamentar explícita, de forma mais clara, a possibilidade de um comercializador poder agregar produção em regime especial com remuneração de mercado.

26. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que, de forma análoga aos princípios estabelecidos no RRC o comercializador de último recurso, os comercializadores devam manter segregadas as suas unidades de carteira de clientes e de agregação de produção.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 89.º, 90.º e 151.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

7.2 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A participação da procura na prestação de serviços de sistema já se encontrava prevista na atual versão do RRC através de clientes do SEN, designadamente no que diz respeito ao serviço de interruptibilidade.

Propõe-se agora uma alteração ao RRC, no sentido de permitir que a prestação de serviços de sistema possa ser feita por agentes de mercado responsáveis pela programação de consumos de clientes com capacidade para a prestação desses serviços e não apenas pelos clientes. Tal corresponde à admissibilidade da agregação de consumos para efeitos de prestação de serviços de sistema, dada a sua atomicidade e inviável participação autónoma e individualizada. Todavia, de modo a não permitir a existência de mecanismos de remuneração duplicada, a proposta de revisão regulamentar prevê que os consumos de clientes remunerados pela prestação do serviço de interruptibilidade não podem ser utilizados para a prestação de outros serviços de sistema.

No caso específico do serviço de interruptibilidade, este deve continuar a poder ser prestado apenas por clientes pelo facto de a legislação específica que regula a prestação do serviço de interruptibilidade dispor nesse sentido.

27. A proposta de revisão regulamentar explícita, de forma mais clara, a participação da procura na prestação de serviços de sistema.

28. A proposta de revisão regulamentar prevê também que os consumos que estejam abrangidos pelo serviço de interruptibilidade não possam prestar outros serviços de sistema.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 36.º e 36.º-A (artigo novo) da proposta de revisão do RRC (artigo 36.º do RRC ainda em vigor).

7.3 MECANISMO DE RESERVA DE SEGURANÇA DO SEN

Com a publicação da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro foi aprovado o regime de prestação de reserva de segurança do SEM, através de mecanismo de mercado concorrencial, que vem substituir o mecanismo de garantia de potência que vigorou até à aprovação da Lei do Orçamento do Estado para 2017.

O regime de prestação do serviço de reserva de segurança do SEN aprovado pela mencionada Portaria n.º 41/2017 veio objetivamente alargar o tipo de entidades que, enquanto agentes de mercado, podem oferecer tais serviços, não se restringindo apenas aos agentes detentores de centros eletroprodutores em regime ordinário. O RRC ainda em vigor consagra esta limitação, que, por força da referida alteração do mecanismo e respetivo quadro legal, está desadequada da atual realidade operativa.

Assim, é agora proposta a alteração do RRC no que diz respeito à participação no mecanismo de reserva de segurança, de modo a que este regulamento consagre o espírito da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro. Importa recordar que aquela legislação veio alargar o âmbito de participação a todo o tipo de centros eletroprodutores, a centros eletroprodutores localizados noutros Estados-Membros, a agentes de mercado que operacionalizem serviços de gestão da procura e ao Comercializador de Último Recurso relativamente à produção em regime especial por si adquirida.

29. A proposta de revisão regulamentar revê a redação das disposições relativas ao mecanismo de garantia de potência (reserva de segurança), de modo a alargar o âmbito das entidades que podem participar do mesmo, de acordo com a Portaria n.º 41/2017.

Esta alteração está consagrada no artigo 37.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

8 LIGAÇÕES ÀS REDES

Os custos de investimento nas redes de energia elétrica são incorporados nas tarifas de uso das redes por via das parcelas de custos com capital, existentes na formulação dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica e das atividades de Distribuição de Energia Elétrica em Portugal Continental e nas regiões autónomas.

Na metodologia regulatória em aplicação garante-se que os montantes correspondentes a subsídios e participações não têm incidência tarifária (são deduzidos aos montantes de proveitos permitidos), separando a forma como os custos de investimento nas redes são suportados pelos seus utilizadores:

- Através das tarifas de uso das redes, ou;
- Através de participações dos requisitantes de ligações às redes, ou;
- Através de subsídios ao investimento obtidos pelos operadores das redes.

Por regra, os troços mais centrais das redes têm uma utilização partilhada por um grande número de produtores e consumidores, sendo dimensionados proporcionalmente à sua potência média num período de tempo mais alargado, devido à reduzida probabilidade de ocorrerem pontas de carga simultânea nos vários utilizadores. Já os troços mais periféricos das redes são geralmente dimensionados tendo em consideração o comportamento de um pequeno número de produtores e consumidores que os utilizam e que determinam a potência a instalar. Devido a esta relação direta, no caso dos troços de rede periféricos, os respetivos custos de investimento são comparticipados maioritariamente por estes utilizadores aquando da ligação à rede.

Refira-se que as participações dos requisitantes das ligações podem ser financeiras, nos casos em que é o operador da rede a construir os elementos necessários à ligação, ou em espécie, nos casos em que é o próprio requisitante a construir os elementos de ligação, que passam a fazer parte integrante da rede no momento da sua transferência para exploração.

Em redes desenvolvidas, particularmente nos casos em que deixou de existir necessidade de expansão geográfica para ligar novas instalações, em particular de consumo, e em que se observa um baixo crescimento da procura, é expectável que os investimentos nas redes se foquem na renovação dos ativos existentes e em eventuais reforços para a ligação de novos produtores ou consumidores. Nesta situação, à partida será mais fácil identificar os beneficiários dos reforços e dos novos troços de rede, o que, no pressuposto de que os respetivos custos de investimento são imputados maioritariamente aos requisitantes das ligações, originará um peso crescente das participações.

Existem, contudo, casos particulares que, devido às suas características, objetivos ou pela magnitude da potência requisitada, podem ter uma abordagem diferente, particularmente no que respeita aos reforços da rede existente. Refira-se, por exemplo, a ligação em larga escala de produtores de eletricidade de

origem renovável ou a ligação de grandes centros eletroprodutores. Em ambos os casos, os investimentos em reforços das redes, necessários à concretização das ligações, estão muitas vezes associados a objetivos de política energética, nas vertentes de segurança de abastecimento, diversificação do *mix* energético ou aumento da quota de energia renovável. Por este motivo, esses investimentos de reforço das redes são incorporados e analisados nos Planos de Desenvolvimento e Investimento nas Redes (PDIR), que são elaborados pelos operadores das redes em ciclos de 2 anos, conforme previsto na legislação em vigor. Os PDIR devem identificar e segregar não só os respetivos custos, mas também os seus benefícios e a respetiva repartição pelos utilizadores das redes. Deste modo, garante-se que todas as partes interessadas sabem quem são os beneficiários dos investimentos realizados nas redes. Em função dos objetivos estabelecidos, as decisões de política energética podem originar uma socialização total ou parcial dos custos de investimentos como os acima referidos, tornando portanto possível que a respetiva imputação não seja totalmente aderente aos beneficiários identificados nos PDIR. Importa contudo que estas decisões políticas sejam concretizadas pela aprovação dos PDIR, de modo a que seja legitimada a realização dos investimentos e a incorporação dos respetivos custos nas tarifas de uso das redes.

8.1 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO

O RRC atualmente em vigor tem consagrada a distinção dos procedimentos a adotar nas ligações de clientes em função do nível de tensão e, no caso da MT, de a potência requisitada ser ou não inferior a 2 MVA.

Para ligações em BT e em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA está definido no RRC que o requisitante é responsável pelo pagamento dos encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo, de parte dos encargos com os elementos de ligação para uso partilhado e de uma comparticipação para reforço de redes. Para as ligações em BT, os elementos para uso exclusivo estão limitados a um comprimento máximo de 30 metros, sendo o seu custo resultante do mercado, visto que cabe ao requisitante, na maioria das situações, decidir a quem adjudica a construção desses elementos. Por seu lado, o custo dos elementos de ligação para uso partilhado e a comparticipação nas redes resultam de valores publicados pela ERSE. Entende-se que o funcionamento do quadro regulamentar para este tipo de ligações está estabilizada e verifica-se ser apropriado pelo que não são propostas alterações.

Relativamente às ligações de instalações consumidoras em MAT, AT ou MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, o RRC remete para acordo entre as partes os encargos a suportar pelo requisitante, as condições de construção e os prazos associados. Nesta revisão propõe-se o desenvolvimento do quadro regulamentar no que diz respeito aos princípios de custeio deste tipo de ligações.

Os encargos suportados pelos requisitantes de ligações à rede de distribuição incluem os custos associados à ligação, incluindo custos relacionados com reforços da rede a montante que se verifiquem necessários para viabilizar a ligação. Esta abordagem justifica-se pelo facto de a ligação de instalações deste tipo assumirem uma maior complexidade, sendo que o custo de ligação depende da circunstância específica de cada instalação.

No caso de ligações de instalações de consumo à rede de transporte, verifica-se que estas têm acontecido de forma muito pontual e que a avaliação de eventuais reforços de rede associados dificilmente pode ser dissociada do exercício de planeamento da rede (PDIRT). A avaliação das condições de ligação é feita na sequência de solicitação por parte do requisitante. Caso o requisitante aceite as condições de ligação este deve suportar os custos da construção dos ramais de ligação à rede. Os encargos dos eventuais reforços de rede associados a uma requisição de ligação são tratados como investimentos da concessionária e como tal enquadrados no planeamento da rede e integrados na esfera da decisão de política energética

No caso da rede de distribuição em Portugal Continental, os dados reportados pela EDP Distribuição apontam para que nos últimos anos¹ se tenham registado 50 aumentos de potência e 25 ligações de instalações consumidoras em AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA, correspondentes a uma potência de 261 MVA, dos quais 163 MVA respeitaram à rede AT.

O valor médio de encargos de ligação suportados por instalações consumidoras em AT e MT com potência superior a 2 MVA foi, no período em análise, de aproximadamente 3 M€/ano o que corresponde a cerca de 16% da média anual dos encargos de ligação suportados por instalações consumidoras registada nos últimos anos.

Nos Açores e na Madeira, a ligação deste tipo de consumidores também é muito pontual, sendo que os princípios que têm vindo a ser aplicados são semelhantes aos praticados na rede de distribuição em Portugal Continental.

De acordo com os dados reportados pelos operadores de redes, nos anos mais recentes, a ligação deste tipo de instalações consumidoras (com potência superior a 2 MVA) foi inexistente na rede de transporte bem como nas redes dos Açores e da Madeira.

Assim, para as ligações de instalações consumidoras em MAT, AT ou MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, propõe-se substituir a referência ao acordo entre o requisitante e o operador de rede no que respeita aos encargos a suportar pelo requisitante de ligação ou de aumento de potência de instalação consumidora em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, pelos seguintes princípios:

¹ Os dados relativos a BT e MT <2 MVA referem-se ao período 2013-2015 e os de AT e MT ≥ 2 MVA a 2013-2016.

- Os encargos com os elementos de ligação são suportados integralmente pelo requisitante;
- Para ligações em AT e MT com potência requisitada superior a 2 MVA propõe-se que o requisitante suporte integralmente os encargos com os reforços da rede existente que sejam necessários para viabilizar a ligação, numa base analítica casuística. Caso o operador da rede opte por sobredimensionar os reforços da rede existente, a diferença de custo entre o solicitado e o sobredimensionamento constitui encargo do operador da rede. Todas as situações de sobredimensionamento devem ser fundamentadas e divulgadas na página da internet do operador de rede.
- Para ligações em MAT propõe-se que, caso o reforço da rede existente esteja previsto em sede de PDIRT, seja a ERSE (nos pareceres vinculativos previstos na lei) a determinar, sob proposta do operador da rede de transporte, o valor a participar pelo requisitante da ligação. Na decisão deve ser tida em consideração a avaliação dos custos e dos benefícios e sobre quem recaem. Nos casos em que o reforço da rede existente não esteja previsto no PDIRT e o requisitante não pretenda aguardar pelo seguinte exercício de planeamento, o operador da rede de transporte deverá indicar um ponto de ligação alternativo que viabilize a ligação sem necessidade de reforço da rede existente.

Esta alteração é feita sem prejuízo de o requisitante poder construir os elementos de ligação, tal como previsto no atual RRC. No caso dos elementos de ligação de uso exclusivo, mantém-se também a disposição segundo a qual os operadores de rede não são obrigados a executar a ligação, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para construção explicitando-se que esta regra também se aplica a ligações em MAT, AT e em MT com potência requisitada superior ou igual a 2 MVA.

Adicionalmente, propõe-se a inclusão no RRC de disposições que permitam a aprovação por parte da ERSE da realização de um projeto piloto para a agregação de intenções firmes de requisição de ligações à rede de distribuição em Portugal Continental de instalações consumidoras associadas a requisições de ligações de parques industriais ou de parques comerciais que aderirem à iniciativa de selo de qualidade de serviço prevista nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Este projeto piloto consiste na possibilidade de manifestação ao operador de rede de distribuição, numa janela temporal definida, de intenções de requisição de ligação relativas a mais do que uma instalação de consumo associadas a parques urbanizações, parque industriais ou comerciais abrangidos pela iniciativa Selo de Qualidade e+. Neste mecanismo, o pagamento dos encargos de ligação associados pode ser desfasado no tempo em função da concretização da ligação das várias instalações consumidoras associadas ao pedido de requisição. Este desfasamento tem por contrapartida a prestação de uma garantia que assegure a firmeza da intenção dos pedidos de requisição a ser executada caso a ligação não se concretize no prazo estabelecido evitando, desta forma, que o sistema incorra em custos com os investimentos associados à concretização destas ligações.

A realização deste projeto piloto visa testar a apetência do mercado por um novo mecanismo de requisição ligações que permita uma maior coordenação das requisições de ligação otimizando as eventuais necessidades de reforço da rede existente a montante. Esta maior coordenação tem a vantagem de diluir por vários requisitantes os custos de eventuais reforços, tornando-os mais eficientes.

Por outro lado, o facto de o mecanismo permitir o desenvolvimento da rede tomando em consideração a ligação de consumos futuros, exigindo o pagamento dos encargos de ligação dessas instalações de consumo apenas na data prevista de concretização da ligação, traz vantagens por eliminar barreiras para a ligação deste tipo de instalações relacionadas com o pagamento antecipado de todos os encargos.

30. A proposta de revisão regulamentar prevê o estabelecimento dos princípios de custeio a seguir nas ligações de instalações consumidoras e aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA, em substituição da atual referência ao acordo entre as partes.

31. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda a realização de um projeto piloto para a agregação de intenções firmes de ligações às redes de distribuição em Portugal Continental de instalações consumidoras.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 185.º e seis novos artigos (185.º-A a 185.º-F) na Secção II do Capítulo IX da proposta de revisão do RRC, bem como em nova secção III-A do mesmo capítulo (novo artigo 209.º-A).

8.2 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O regime jurídico aplicável à ligação de instalações de produção às redes de transporte e de distribuição de energia elétrica decorre, entre outros normativos, do previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas redações dadas, respetivamente, pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro². Os normativos legais distinguem o regime jurídico dos produtores em regime ordinário do regime jurídico dos produtores em regime especial³.

² Na Região Autónoma dos Açores são também aplicáveis o Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de agosto, que estabelece os princípios da organização do setor elétrico e do regime jurídico da produção, transporte e distribuição de energia elétrica, o Despacho normativo n.º 65/2011, de 17 de agosto, que subregulamenta o referido Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, o Decreto Legislativo Regional n.º 26/96/A, de 24 de setembro, que estabelece o regime jurídico da produção de energia elétrica não vinculada ao serviço público e o Decreto Regulamentar Regional n.º 26/2000/A, de 12 de setembro, que aprova as bases de concessão do transporte e distribuição de energia elétrica.

³ Considera-se produção em regime especial a que está sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

O atual RRC já prevê regras aplicáveis à ligação das instalações de produção às redes, de acordo com a legislação mencionada. Em qualquer caso, observa-se que a estrutura e o conteúdo das secções do RRC relativas às instalações de produção em regime ordinário e às instalações de produção em regime especial apresentam muitas semelhanças pelo que haverá vantagem em se promover a fusão dessas secções, não distinguindo entre os regimes jurídicos em vigor, por se entender ser desnecessário e não contribuir para a simplificação da redação regulamentar.

De acordo com os dados reportados pelos operadores das redes de transporte e de distribuição em Portugal Continental, nos últimos anos⁴ registaram-se:

- 93 ligações de instalações de produção à rede de distribuição, que corresponderam a uma potência de ligação de 670 MVA
- 6 ligações de instalações de produção à rede de transporte, que corresponderam a uma potência de ligação de 1596 MVA.

Na tabela seguinte pode verificar-se que 76% do número de ligações de instalações de produção ocorre em MT e que a maior fatia da potência de ligação ocorre em MAT.

Quadro 8-1 – Caracterização das ligações de instalações de produção às redes de transporte (2014-2016) e de distribuição (2013-2016) de Portugal Continental

	BT	MT	AT	MAT	Total
N.º de ligações	4	75	14	6	99
Potência de ligação (MVA)	0,02	244	426	1 596	2 266
Potência média ligada (MVA)	0,01	3,26	30,43	266	22,88

Fonte: REN e EDP Distribuição

Os encargos de ligação suportados pelos requisitantes de ligações à rede de instalações de produção foram de, aproximadamente, 5,2 M€/ano dos quais 58% respeitaram à rede de distribuição (1 M€/ano em MT e 2 M€/ano em AT) e os restantes 42% à rede de transporte (2,2 M€/ano).

Atenta a prática seguida e a experiência recolhida com a aplicação do quadro regulamentar em vigor, entendeu a ERSE vantajoso promover-se uma alteração do RRC no que respeita à ligação à rede de centros eletroprodutores, a qual tem as seguintes dimensões:

⁴ Os dados das ligações à rede de transporte referem-se ao período 2014-2016 e os das ligações à rede de distribuição ao período 2013-2016.

1. Agregar numa secção única do capítulo das ligações às redes do RRC as disposições relativas às instalações de produção, não distinguindo, à partida, entre regimes jurídicos.
2. Completar o regime regulamentar, inscrevendo no RRC as normas padrão relativas à assunção e partilha de encargos de ligação à rede.

No âmbito da partilha de encargos de ligação entre o requisitante e o sistema elétrico, em particular nas situações em que há necessidade de reforço da rede existente a montante, a proposta apresentada assenta nos seguintes princípios:

- Ligações às redes de distribuição – cabe ao requisitante o pagamento dos custos dos reforços da rede existente necessários à ligação, avaliados pelo ORD respetivo para cada caso concreto.
- Ligações à rede de transporte – os reforços da rede existente devem ser planeados em sede de PDIRT, cabendo à ERSE, no âmbito do procedimento de emissão de parecer vinculativo, decidir casuisticamente sobre a repartição dos respetivos custos⁵, com base em proposta do operador da rede de transporte que deve integrar, por um lado, o custo de reforço da rede e, por outro lado, a monetização dos benefícios para o sistema resultantes desse reforço.

Em complemento às alterações enunciadas anteriormente, e para aumento da transparência e do escrutínio do processo de tomada de decisão por parte dos operadores das redes, propõem-se obrigações de registo, envio e divulgação de informação aplicáveis a esses operadores, a concretizar no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), e, por essa via, enquadradas no respetivo documento justificativo.

32. A proposta de revisão regulamentar prevê a agregação numa secção única integrada no capítulo das ligações às redes do RRC das disposições relativas às instalações de produção, não distinguindo, à partida, entre regimes jurídicos.

33. Propõe-se que integrem a secção referida no ponto anterior as normas padrão relativas à assunção e partilha de encargos de ligação à rede de instalações de produção de energia elétrica.

34. Propõe-se que, nas ligações às redes de distribuição, os requisitantes suportem os custos dos reforços da rede necessários à ligação, avaliados pelo ORD respetivo para cada caso concreto. Para a rede de transporte, a decisão sobre a repartição desses custos cabe à ERSE, no âmbito da emissão de parecer vinculativo ao PDIRT, com base em proposta do operador da rede de transporte.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 218.º-A (novo), 219.º, 219.º-A (novo) da proposta de revisão do RRC (artigo 219.º do RRC ainda em vigor).

⁵ Nos termos do n.º 11 do artigo 36.º - A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

8.3 PREÇOS REGULADOS NO ÂMBITO DAS LIGAÇÕES ÀS REDES

8.3.1 ENCARGOS COM OS SERVIÇOS DE LIGAÇÃO

Na revisão do RRC ocorrida em 2012 foi introduzido um preço regulado para os encargos com os serviços de ligação de instalações consumidoras em BT e em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA, encargos estes suportados pelos requisitantes. Os serviços de ligação são prestados pelos operadores das redes e abrangem os procedimentos e ações a desenvolver com vista à concretização da ligação à rede. Genericamente, incluem-se nos serviços de ligação:

- Os estudos no terreno para definir o ponto de ligação à rede e a localização dos elementos de ligação.
- A orçamentação dos elementos de ligação de uso exclusivo e de uso partilhado.
- A fiscalização das obras de construção dos elementos de ligação.

A elaboração do projeto de detalhe de eletricidade para os elementos de ligação está excluído dos serviços de ligação, podendo, nos termos previstos no RRC, ser cobrado separadamente pelo operador da rede ao requisitante.

A introdução de um preço regulado para os encargos com os serviços de ligação permitiu a clarificação dos encargos imputados aos requisitantes, independentemente de quem assume a responsabilidade pela construção dos elementos de ligação (requisitante ou operador da rede), bem como a redução de requisições de ligação sem concretização, cujos custos se incluem nos encargos de estrutura dos operadores das redes, suportados por todos os consumidores por via da tarifa de uso de rede.

Os preços em vigor, nos termos da Diretiva n.º 18/2012, de 8 de novembro e do próprio RRC são de 35 € para a BT e de 450 € para a MT com potência requisitada inferior a 2 MVA, atualizados anualmente de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

Nos termos estabelecidos no RRC ainda em vigor, as condições comerciais aplicáveis à ligação de instalações consumidoras em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA são objeto de acordo entre o requisitante e o respetivo operador da rede.

Uma vez que, na presente proposta de revisão do RRC, este regime (acordo entre as partes) é substituído pela explicitação das condições aplicáveis a estas ligações⁶, desde logo ao nível dos encargos a suportar pelos requisitantes, propõe-se o alargamento do conceito de encargos com serviços de ligação a todas as ligações nos níveis de tensão MAT, AT e MT, bem como a sua imputação ao requisitante.

⁶ Ver ponto 9.1 do presente documento.

Note-se que, atualmente, para estas ligações, os custos envolvidos na preparação de orçamento e demais documentação técnica de suporte à nova ligação, bem como na fiscalização e ensaios necessários à sua colocação em serviço, estão incluídos nos encargos de estrutura dos operadores de rede e, conseqüentemente, são transferidos para as tarifas de uso de rede, pagas por todos os consumidores.

Parece razoável propor a adoção para as ligações em MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA do valor em vigor para as ligações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA, isto é, 450 €, uma vez que o nível de tensão é o mesmo e, portanto, a tipologia da rede também, sendo de antecipar custos semelhantes.

Já para as ligações em AT e MAT, importa que, para efeitos de concretização, na presente consulta pública, os ORD e ORT apresentem 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 concretização desta proposta assenta na publicação pela ERSE dos preços regulados para os encargos com os serviços de ligação aplicáveis às instalações consumidoras em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.

Aos preços a publicar acresce o IVA à taxa legal em vigor, sendo os mesmos atualizados anualmente de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

35. A proposta de revisão regulamentar prevê o alargamento da aplicação do conceito de preço regulado para os encargos com os serviços de ligação à ligação de instalações consumidoras em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.

Estas alterações estão consagradas no artigo 185.º-D (novo) da proposta de revisão do RRC.

8.3.2 INFORMAÇÃO SOBRE A EXISTÊNCIA DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO E AS CONDIÇÕES DE LIGAÇÃO À REDE

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabelece, na alínea d) do número 3 do artigo 8.º, que os pedidos de atribuição de licenças de produção devem incluir informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede, emitida há menos de oito meses, pelo operador da rede a que o requerente se pretenda ligar. O número 5 do mesmo artigo prevê o pagamento por parte do requerente de um preço pelo serviço de disponibilização de informação prestado pelo operador, a estabelecer no RRC.

Uma vez que o referido preço não se encontra estabelecido no RRC ainda em vigor, os operadores das redes têm prestado este serviço não imputando os respetivos encargos às entidades que os solicitam,

antes integrando estes custos nos seus encargos de estrutura, suportados por todos os consumidores por via da tarifa de uso de rede. Antecipa-se que, evitando que os custos destas análises sejam socializados, exista um efeito dissuasor conducente a uma maior seletividade por parte dos requisitantes, que limite o número de pedidos de análise de viabilidade.

A presente proposta pretende melhorar a consistência do quadro regulamentar com a legislação em vigor, através da previsão no RRC da imputação dos custos de análise de viabilidade das ligações de instalações produtoras aos respetivos requisitantes. A concretização da proposta assenta na publicação pela ERSE de preços regulados para as análises de viabilidade, diferenciados por operadores com o objetivo de refletir quer as características de cada rede, quer os respetivos encargos de estrutura.

De acordo com o previsto no RRC ainda em vigor, a EDP Distribuição apresentou a sua proposta para as normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos das ligações às redes de produtores, na qual incluiu os custos relativos à análise de viabilidade da ligação destas instalações à rede. O valor proposto, 1100 €, resultou da consideração de 20 horas de trabalho de técnicos especializados para a realização dos estudos de planeamento, preparação de documentos e contactos com o promotor da instalação de produção, com valor unitário implícito dos recursos humanos de 46 €/hH, ao qual foi acrescida a taxa de encargos de estrutura e gestão da empresa, de 20% sobre os custos diretos.

Para efeitos de preparação desta proposta, a ERSE promoveu interações com os restantes operadores das redes, com os seguintes resultados:

- O operador da rede de transporte de Portugal Continental apresentou um custo unitário de 5000 € para a realização das análises de viabilidade destas ligações, embora não tenha fundamentado a sua proposta com tempos de execução e custo dos recursos humanos envolvidos.
- Os operadores das redes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não apresentaram valores de custo das análises de viabilidade que realizam.

Deste modo, e atendendo às características da rede de transporte de Portugal Continental que, pelo facto de ser uma rede malhada, impõe uma maior complexidade nos estudos a realizar, designadamente nas componentes de análise de defeitos e de parametrização das proteções, considera-se expectável uma alocação de recursos humanos superior à da proposta da EDP Distribuição. Assumindo o mesmo valor unitário para o custo dos recursos humanos envolvidos (46 €/hH), a duplicação do tempo de estudo (40 hH) e a taxa de encargos de estrutura e gestão de referência (7,22% em 2015), obtém-se um custo de cerca de 2000 € por análise de viabilidade.

Em relação aos operadores das redes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, considera-se que, dada a semelhança nas tipologias das redes, o custo respetivo deverá aproximar-se do proposto pela EDP Distribuição.

Face ao anteriormente exposto, propõe-se que os preços regulados referentes aos custos de disponibilização da informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede de instalações produtoras sejam os seguintes:

- 2000€ por análise de viabilidade de ligação em MAT realizada pelo operador da rede de transporte de Portugal Continental.
- 1100€ por análise de viabilidade de ligação realizada pelos operadores das redes de distribuição de Portugal Continental e das regiões autónomas.

Aos preços a publicar acresce o IVA à taxa legal em vigor, sendo os mesmos atualizados anualmente de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

36. A proposta de revisão regulamentar prevê a imputação dos custos de disponibilização da informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede de instalações produtoras aos respetivos requisitantes.

Estas alterações estão consagradas no artigo 218.º-A (novo) e 219.º da proposta de revisão do RRC (mesmo artigo do RRC ainda em vigor).

8.4 PRAZOS APLICÁVEIS AOS ORD NO ÂMBITO DAS LIGAÇÕES ÀS REDES

Do ponto de vista do requisitante de uma ligação à rede elétrica, o processo envolve duas fases na esfera de responsabilidade dos operadores das redes de distribuição (ORD):

1. A fase prévia à construção dos elementos de ligação, que respeita aos deveres de informação dos ORD para com os requisitantes, nos termos previstos regulamentarmente no âmbito dos serviços de ligação.
2. A construção dos elementos de ligação.

O Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC) em vigor não prevê qualquer prazo para a atuação dos ORD nas etapas identificadas.

Por seu lado, o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS) em vigor estabelece, no artigo 45.º, um indicador geral relativo à primeira etapa, calculado através do quociente entre o número de requisições num determinado período com prazo de apresentação das informações relativas aos serviços de ligação igual ou inferior a 15 dias úteis e o número total de requisições nesse mesmo período.

O acompanhamento que a ERSE faz da matéria das ligações às redes, quer a nível doméstico, por via das reclamações e dos pedidos de informação apresentados pelos consumidores, quer a nível europeu, designadamente no âmbito dos trabalhos desenvolvidos no CEER e, em particular, do *Benchmarking*

Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, aponta para a importância do estabelecimento de prazos aplicáveis aos ORD para as diversas fases do processo de ligação às redes.

Entende-se contudo que a diferença quer da complexidade do processo, quer do nível de informação dos requisitantes, entre ligações de instalações consumidoras em BT e em MT com potência até 2 MVA, por um lado, e as demais ligações, por outro, justifica que a proposta de alteração agora apresentada pela ERSE se restrinja às primeiras.

Cabe também referir que a figura do indicador geral, como estabelecido no RQS, não traduz qualquer compromisso da empresa no seu relacionamento com o requisitante, servindo fundamentalmente o propósito de caracterização da sua prática, situação que agora se propõe alterar.

Finalmente, importa mencionar que a proposta agora apresentada beneficia da análise da informação que, ao abrigo do disposto no RRC, os ORD têm enviado à ERSE ao longo dos últimos anos.

Tendo presente o anteriormente exposto, propõe-se que as etapas dos processos de ligação à rede elétrica da responsabilidade dos ORD para ligações em BT e em MT com potência até 2 MVA, devam observar prazos concretos e, em caso de incumprimento desses prazos, motivar o pagamento de compensações aos requisitantes, nos seguintes termos:

1. Deveres de informação dos ORD: propõe-se, em linha com o prazo previsto no RQS em vigor, que os ORD devam responder aos pedidos de requisição de ligação à rede num prazo igual ou inferior a 15 dias úteis. Os elementos de informação devem observar o disposto no n.º 2 do artigo 201.º do RRC em vigor e, nessa medida, englobam, entre outros, o orçamento relativo aos encargos de ligação.
2. Construção dos elementos de ligação: propõe-se que o prazo para a construção dos elementos de ligação, quando haja lugar a essa construção por parte dos ORD, e no que respeita exclusivamente às ações pelas quais os ORD sejam responsáveis⁷, seja igual ou inferior a 30 dias úteis para as ligações em BT e igual ou inferior a 90 dias úteis para as ligações em MT com potência até 2 MVA.
3. Incumprimento dos prazos estabelecidos: propõe-se que o incumprimento dos prazos anteriormente referidos obrigue os ORD ao pagamento de uma compensação ao requisitante, nos termos estabelecidos no RQS.

⁷ Excluem-se os períodos em que o processo de construção pare por factos não imputáveis aos ORD, de que são exemplo a oposição de terceiros ou de proprietários de terrenos atravessados pelas linhas, a autorização ou emissão de pareceres por entidades externas ou situações da responsabilidade do requisitante.

37. A proposta de revisão regulamentar prevê o estabelecimento de prazos aplicáveis aos ORD no âmbito das ligações às redes, referentes aos deveres de informação e à construção dos elementos de ligação que, em caso de incumprimento, motivam o pagamento de compensações por parte dos ORD aos requisitantes das ligações.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 201.º e 204.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

9 CLIENTES COM CONTADORES INTELIGENTES

No quadro da substituição de contadores em fim de vida útil, e dada a redução observada no seu custo unitário, têm-se vindo a instalar contadores inteligentes na BTN com uma abrangência já hoje não residual. Para o próximo período regulatório, é prospetivado que o número de consumidores em BTN abrangidos por contadores inteligentes represente quase 20% da base de clientes em BTN.

Os contadores inteligentes já instalados e os que se poderão instalar no decurso do próximo período regulatório apresentam um conjunto de funcionalidades que não estará, atualmente, a ser convenientemente utilizado e explorado.

Por outro lado, mesmo no quadro dos desenvolvimentos legais e regulamentares a nível europeu, têm-se discutido formas de aumentar a participação dos consumidores no mercado elétrico e de com ele interagir num referencial distinto do atual. O caráter gradual de uma transição para um mercado com novos serviços facilita a adaptação dos consumidores a estas realidades.

Assim, atendendo às funcionalidades permitidas por estes contadores, perspectiva-se que a regulamentação possa induzir uma maior utilização das potencialidades já existentes, permitindo o estabelecimento de níveis de serviços distintos para os clientes que detenham contadores inteligentes instalados nos respetivos pontos de entrega. Tais serviços podem, inclusivamente, melhorar o nível de serviço prestado aos restantes clientes, sendo a melhoria da informação de consumo para modulação de perfis de entrega um desses casos.

A instalação de novos contadores, associada a um nível de serviço diferenciado aos consumidores, pode traduzir-se numa melhor utilização da base de ativos existente e numa melhoria da perceção de serviço pelos consumidores.

Estas alterações são prospetivadas num quadro de obrigações aos ORD que determine o respeito pelos princípios de igualdade de tratamento e de oportunidades a todos os agentes de mercado (tratar todos os comercializadores de forma idêntica), em simultâneo com o respeito das condições legais de acesso aos dados de consumo e o interesse em a eles aceder por parte do cliente ou de um seu legítimo representante.

Do mesmo modo, a presente alteração regulamentar vem permitir que a informação que é viabilizada pela existência de contadores inteligentes – por exemplo, em termos de desagregação temporal e facilidade de acesso aos dados em tempo reduzido – seja tornada disponível para a concretização de serviços de agregação de consumo para operacionalização de respostas do lado da procura e prestação de serviços de sistema e balanço. Em boa parte esta alteração é já apontada pela proposta da Comissão Europeia para a revisão do quadro legal do mercado interno da energia, no qual se perspectiva uma mais forte participação dos consumidores e da procura no desenvolvimento de mercado.

Acresce à circunstância de previsível alteração do quadro legal europeu, a evidência de que o sistema elétrico português apresenta uma forte penetração de renováveis e tecnologias intermitentes, o que faz com que a própria participação da procura possa ter um racional económico próprio e indutor de eficiência no sistema.

38. A proposta de revisão regulamentar vem introduzir disposições que determinem um nível de serviço diferenciado em função do contador existente (por exemplo, frequência de leitura, acesso aos dados de consumo, intervenções no local de consumo e respetivo custo, etc.).

39. Esta norma deverá acautelar os princípios de igualdade de tratamento e não discriminação para todos os comercializadores.

40. A presente proposta prevê ainda a possibilidade da apresentação de serviços de agregação da procura para prestação de serviços de sistema e balanço, com base no conjunto de clientes com contadores inteligentes já instalados.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 142.º e 240.º-A (novo) da proposta de revisão do RRC (artigo 142.º do RRC ainda em vigor).

10 INFORMAÇÃO SOBRE MEIOS DE RESOLUÇÃO ALTERNATIVA DE LITÍGIOS

Com a publicação da Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, a qual transpõe a diretiva 2013/11/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios, que estabelece os princípios e as regras a que deve obedecer o funcionamento das entidades de resolução alternativa de litígios e o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de litígios de consumo em Portugal, surge a necessidade de proceder a alterações nos regulamentos da ERSE referentes às normas que preveem a resolução alternativa de litígios, de forma a adequá-las ao disposto no artigo 18.º da Lei 144/2015, de 8 de setembro, porquanto o referido artigo vem prever determinados deveres de informação dos fornecedores de bens ou prestadores de serviços, tais como a obrigatoriedade de identificação das entidades de resolução alternativa de litígios disponíveis ou a que se encontrem vinculados por adesão ou imposição legal, bem como os respetivos sítios eletrónicos.

Prevê ainda a referida lei que tais informações devem ser prestadas de forma clara, compreensível e facilmente acessível no sítio eletrónico na internet dos prestadores de serviços, bem como nos contratos de prestação de serviços celebrados entre os prestadores de serviços e os consumidores, quando estes assumam a forma escrita ou constituam contratos de adesão.

Neste sentido, e sem prejuízo do cumprimento autónomo desta obrigação de informação já decorrer da própria lei, a atual revisão regulamentar explicita a obrigação de informação aos consumidores, de modo a que a mesma integre o conjunto de obrigações de informação a que os comercializadores de eletricidade se encontram vinculados, tal como foi feito anteriormente para o setor do gás natural.

41. A proposta de revisão regulamentar prevê a obrigação dos comercializadores informarem os seus clientes sobre as entidades de resolução alternativa de litígios que estão disponíveis.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 106.º e 319.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).