

CONSULTA PÚBLICA 113

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de Reformulação do Regulamento de Relações

Comerciais

SETORES ELÉTRICO E GÁS

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	PRINCIPAIS TEMAS DA REVISÃO REGULAMENTAR.....	1
2	PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO	2
2.1	Reorganização da estrutura interna do regulamento.....	2
2.2	Alterações regulamentares transversais	3
2.2.1	Disposições Iniciais e Finais	3
2.2.2	Proteção de Dados Pessoais	4
2.2.3	Projetos-Piloto	5
2.3	Fornecimento Supletivo de Energia.....	7
2.4	Extinção de Tarifas Transitórias	9
2.5	Modalidades de Contratação e de Agregação.....	11
2.6	Agregação de Último Recurso	12
2.7	Relacionamento Comercial.....	15
2.7.1	Intermediação na comercialização	15
2.7.2	Relacionamento comercial do OLMCA	17
2.7.3	Alteração Unilateral do Contrato pelo Comercializador	18
2.7.4	Explicitação de encargos na fatura	19
2.7.5	Redução de potência por facto imputável ao cliente	21
2.7.6	Contratos de eletricidade a preços indexados, fixos e dinâmicos	23
2.8	Medição, leitura e disponibilização de dados.....	25
2.8.1	Aspetos gerais.....	25
2.8.2	Comunicação de instalação de equipamento de medição	27
2.8.3	Duplo equipamento de medição	28
2.8.4	Estimativas de consumo e de injeção	30
2.8.5	Fator de adequação das carteiras de comercialização	31
2.8.6	Carteiras de comercialização	32
2.8.7	Perfis de consumo e de injeção	33
2.8.8	Disponibilização de dados de consumo aos clientes	34
2.8.9	Revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados	35
2.8.10	Outras propostas	36
2.9	Ligações à rede	37
2.9.1	Redes de distribuição fechadas	37
2.9.2	Instalações de Armazenamento	39
2.9.3	UPAC.....	41
2.9.4	Acesso à rede com restrições	41
2.9.5	Produtores de gás.....	43
2.9.6	Encargo de participação nas redes	44

2.9.7	Informação a prestar pelo ORD	45
2.10	Obrigaç�o de disponibiliza�o dos pre�os de refer�ncia em BT.....	46
2.11	Pre�os de servi�os regulados.....	47
2.11.1	Envio de informa�o � ERSE	47
2.11.2	Encargos com o servi�o de ativa�o de instala�es eventuais	48
2.11.3	Encargo relativo a estudo sobre a capacidade de rece�o e condi�es t�cnicas de liga�o � rede	49
2.12	Outras propostas e adapta�es.....	50
2.12.1	Grava�o integral de chamadas telef�nicas pelos Operadores de redes	50
2.12.2	Clarifica�o do Regime da Cau�o	50
2.12.3	Tipologia de Produtores	51
2.12.4	Aplica�o territorial �s Regi�es Aut�nomas	52

1 PRINCIPAIS TEMAS DA REVISÃO REGULAMENTAR

A recente publicação do Decreto-Lei [n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, veio trazer alterações à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), havendo necessidade de incorporar essas alterações no texto regulamentar do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC). Esta proposta de revisão regulamentar incorpora um conjunto de alterações principais, relativas aos respetivos temas apresentados de seguida:

- Fornecimento Supletivo de Energia
- Extinção de Tarifas Transitórias
- Modalidades de Contratação e de Agregação
- Agregação de Último Recurso
- Aspectos do relacionamento comercial com clientes
- Intermediação na comercialização
- Relacionamento comercial do OLMCA
- Alteração Unilateral do Contrato pelo Comercializador
- Medição, leitura e disponibilização de dados
- Ligações às redes
- Obrigação de disponibilização dos preços de referência em BT
- Preços de serviços regulados

Para além destes aspetos, em secção própria deste documento é apresentada ainda a proposta de uma nova reorganização interna do RRC, que permite recuperar a organização temática dos aspetos de relacionamento comercial que atualmente se agregam no Capítulo III do Regulamento atualmente em vigor.

2 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO

2.1 REORGANIZAÇÃO DA ESTRUTURA INTERNA DO REGULAMENTO

Na anterior revisão do Regulamento de Relações Comerciais, que concretizou a fusão dos quadros regulamentares da eletricidade e do gás natural, procedeu-se, além da fusão dos dois regulamentos antes independentes, também a uma reorganização interna do corpo regulamentar. Esta reorganização, orientada no essencial para destacar as disposições regulamentares mais diretamente aplicáveis ao relacionamento comercial com clientes das demais disposições, permitiu uma melhoria sistemática na compreensão e aplicação do Regulamento nos que a esta segregação diz respeito.

Neste sentido, o Regulamento de Relações Comerciais atualmente em vigor apresenta um total de cinco capítulos, neles se incluindo as disposições iniciais (Capítulo I) e finais (Capítulo V), bem como um capítulo específico para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira (Capítulo IV). O atual Capítulo II agrega as matérias atrás referidas e referentes aos relacionamentos comerciais com clientes, versando o Capítulo III sobre as restantes disposições de relacionamento comercial, que abrangem matérias tão diversas como o estabelecimento de ligações às redes, medição, regime de mercado, relacionamento entre agentes e deveres de informação e reporte.

Sem prejuízo da melhoria sistemática que atrás se evidenciou quanto à identificação dos aspetos diretamente aplicáveis a clientes, importa referir que a experiência entretanto recolhida com a aplicação do atual Regulamento de Relações Comerciais evidencia alguma dificuldade acrescida na apreensão, compreensão e aplicação das matérias de relacionamento comercial atualmente agregadas no Capítulo III, desde logo pela diversidade temática que o próprio capítulo comporta.

Assim, no quadro do atual processo de revisão regulamentar, entende a ERSE dever suscitar a consulta uma nova reorganização interna do Regulamento de Relações Comerciais que, preservando o que de melhor se obteve da revisão concretizada em 2020 – destaque e melhor identificação das matérias aplicáveis a clientes –, permita igualmente recuperar a organização temática dos aspetos de relacionamento comercial que atualmente se agregam no capítulo terceiro do Regulamento.

Em concreto, identifica-se vantagem em autonomizar em capítulos separados as normas relativas a ligações às redes e medição, regime de mercado, relacionamento comercial de agentes e deveres de reporte e de informação, o que recupera parcialmente a referida organização temática dos anteriores

regulamentos. Esta circunstância é tanto mais relevante e, no entender da ERSE, útil, quanto a evolução legal entretanto ocorrida veio determinar algum maior grau de desenvolvimento daqueles temas, designadamente as que se suscitam por via da densificação do regime de autoconsumo (com impactes ao nível da estrutura dos relacionamentos comerciais, medição ou mesmo modalidades de contratação), do regime de agregação ou mesmo da estrutura de agentes a atuar nos mercados elétrico e do gás.

1. A proposta de revisão regulamentar vem promover a alteração interna do Regulamento de Relações Comerciais, recuperando parcialmente uma organização temática dos aspetos de relacionamento comercial que extravasam os que se referem ao relacionamento comercial mais direto com clientes.

Estas alterações estão consagradas no desdobramento do Capítulo III do atual RRC, nos propostos novos Capítulo III (Ligações às redes e medição), Capítulo IV (Regime de mercado), Capítulo V (Relacionamento comercial de agentes) e Capítulo VI (Deveres de reporte e de informação), constantes da proposta de revisão do RRC.

2.2 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES TRANSVERSAIS

2.2.1 DISPOSIÇÕES INICIAIS E FINAIS

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta. Nesse âmbito, foram objeto de alteração os Capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais.

As Disposições Iniciais circunscrevem-se, agora, às disposições sobre o objeto e âmbito de aplicação territorial e siglas e definições, tendo estas sido reduzidas ao indispensável em face das já constantes das normas habilitantes. Neste âmbito, ao longo do articulado, os diversos Regulamentos da ERSE são identificados através das correspondentes siglas. Acresce que foram eliminadas as normas referentes ao âmbito subjetivo e às obrigações de serviço público, face à sua dispensabilidade.

No que se refere às Disposições Finais, foi introduzida uma disposição genérica referente a projetos-piloto, com aprofundamento no ponto 2.2.3. Constam igualmente de forma uniforme na generalidade dos

articulados preceitos referentes aos seguintes aspetos: “informação a enviar à ERSE”; “forma dos atos da ERSE”; “recomendações e orientações da ERSE”; “auditorias de verificação do cumprimento regulamentar”; “prazos”; “regime sancionatório”; “norma revogatória”; “entrada em vigor”. Pela sua desnecessidade e redundância considerando a legislação aplicável, foram eliminadas as normas referentes à “fiscalização da aplicação do Regulamento” e “pareceres interpretativos”.

2. A proposta de revisão regulamentar vem promover o aperfeiçoamento e uniformização das disposições iniciais e finais, comuns a todos os Regulamentos sob consulta.

Estas alterações estão vertidas nos Capítulos I e final.

2.2.2 PROTEÇÃO DE DADOS PESSOAIS

A matéria relativa à proteção de dados pessoais, dada a sua importância, é acautelada no artigo 7.º do RRC e na generalidade dos regulamentos aprovados pela ERSE.

No âmbito da revisão regulamentar preconizada e do objetivo de integrar primordialmente no RRC e no RQS, parte substancial de matérias que se encontravam autonomizadas noutros diplomas regulamentares, como é o caso das redes inteligentes e do autoconsumo, apresentou-se com enorme relevância a necessidade de acautelar transversalmente a privacidade e a proteção de dados pessoais.

Com o impulso do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as redes inteligentes passaram a ser “o normal” no que diz respeito aos equipamentos de medição e à sua integração nas redes de medição. Sendo certo que os dados de consumo de pessoas singulares revestem a categoria de dados pessoais e que a utilização indevida dos mesmos pode fazer perigar os direitos e liberdades fundamentais dos seus titulares, é imperativo prever a sua salvaguarda. A mesma preocupação advém da utilização, cada vez mais generalizada, do autoconsumo como solução de poupança para as famílias.

Nessa conformidade, a ERSE decidiu incluir a privacidade e a proteção de dados pessoais como princípio geral do RRC e demais regulamentos e prever que o relacionamento comercial dos vários intervenientes no SEN e no SGN assente nos princípios e regras basilares do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD) e a lei nacional de execução.

É reforçado o dever de prestar informação sobre a proteção de dados pessoais que impende sobre os diversos intervenientes e clarificado o conceito de consentimento, por forma a poder ser considerado um fundamento de licitude para o tratamento de dados a realizar.

Prevê-se que os intervenientes no SEN e no SGN, que sejam responsáveis pelo tratamento de dados pessoais, têm a obrigação de mitigar o impacto que um eventual incidente de segurança possa ter na vida privada do titular dos dados, adotando para o efeito medidas técnicas e organizativas adequadas.

É destacado, através de referência expressa em alguns artigos, que para se recorrer à subcontratação de serviços, atividades ou funções é imperativo que o subcontratado apresente garantias suficientes do cumprimento do RGPD e assegure a defesa dos direitos e liberdades dos titulares dos dados.

Em resultado do aumento significativo de ataques informáticos e do especial cuidado que devem merecer os serviços essenciais, como é o caso da energia, é imperativo que as plataformas eletrónicas que servem de suporte ao tratamento de dados de natureza pessoal integrem, desde a sua conceção e por defeito, a perspetiva da proteção de dados pessoais.

Em função da especialidade da matéria a ERSE remeteu os projetos de regulamentação à Comissão Nacional de Proteção de Dados para apreciação e comentários.

3. A proposta de revisão regulamentar vem incluir a privacidade e a proteção de dados pessoais como princípio geral do RRC e demais regulamentos e prever que o relacionamento comercial dos vários intervenientes no SEN e no SGN assente nos princípios e regras basilares do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD) e a lei nacional de execução.

Estas alterações estão consagradas no artigo 7.º do RRC e em disposições específicas ao longo do diploma, bem como nos demais Regulamentos.

2.2.3 PROJETOS-PILOTO

No contexto atual de transição energética e inovação tecnológica, a regulamentação assume um papel importante na medida em que não deve ser limitadora deste desenvolvimento. A evolução rápida da regulamentação para permitir novos modelos de negócio, funcionalidades e tecnologias que se traduzam em benefícios para os consumidores e para o sistema energético, demonstrada a sua funcionalidade e eficiência, deve ter especial atenção, dando a oportunidade de exploração de inovação.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à competência de regulação da ERSE o objetivo de estabelecer quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento, no âmbito das atividades previstas nesse Decreto-Lei, nos termos da alínea j) do seu artigo 205.º.

Para balancear a necessidade de estabilidade e previsibilidade com a necessidade de adaptação à inovação e à evolução do sistema energético, ultimamente impulsionada pelas alterações climáticas e desenvolvimento da tecnologia, surge o conceito de Regulação Dinâmica. De acordo com o CEER¹, este conceito “implica uma abordagem regulatória limitada no tempo, focada nas atividades do setor energético alvo e/ou nos agentes do setor energético que podem participar, e que procura lidar com temas de novidade ou inovação no setor energético com o objetivo final de informar futuras decisões regulatórias através de experimentação”.

O CEER identifica algumas recomendações para a implementação deste tipo de ferramentas. Estas recomendações dizem respeito a características comuns que as iniciativas devem ter para ser bem-sucedidas, onde se incluem a abertura do enquadramento legal, os objetivos pretendidos para as iniciativas, a definição dos procedimentos de aprovação, proteção do consumidor, apoio, comunicação e avaliação.

A escolha das ferramentas disponíveis depende das circunstâncias locais, nomeadamente, dos mercados, mas, também, do envolvimento do regulador, qual o público-alvo (operadores, agentes de mercado, clientes) e, claro, o objetivo principal.

Em Portugal, para além de desenvolver iniciativas de regulamentação inovadora para experimentação, a ERSE tem vindo a adotar em diversos regulamentos a possibilidade de desenvolver projetos-piloto enquadrados em cada regulamento. Estes projetos são usados geralmente para avaliar os benefícios e riscos de novas abordagens ou tecnologias, envolvendo operadores de rede.

Em alguns regulamentos mais recentes como o Regulamento das Redes inteligentes, Regulamento da Mobilidade Elétrica e o Regulamento do Autoconsumo onde, o cariz de inovação é essencial ao desenvolvimento e adaptação de regras, foi prevista a criação de projetos-piloto, por vezes designados nos próprios regulamentos. A ERSE promoveu ainda outro tipo de projetos destinados à inovação, como por exemplo, o Projeto-piloto de Participação da Procura no Mercado de Reserva de Regulação (MRR),

¹ [Dynamic NRAs to Boost Innovation](#)

iniciativas de apoio à eficiência energética no consumo de energia como é o caso do Plano de Gestão da Procura (PGP), que antecedeu o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) ou os projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

O âmbito de aplicação, objetivos e entidades envolvidas nos diferentes projetos-piloto referidos acima são distintos, concentrando, assim, diversos mecanismos dentro deste conceito.

A proposta na atual revisão regulamentar reflete a experiência adquirida até ao momento pela ERSE nesta área e, por outro, destina-se a manter e incentivar uma maior abertura à inovação. Independentemente de cada setor e cada Regulamento ter particularidades que justifiquem desenvolvimentos específicos nos projetos de experimentação, e sem prejuízo de desenvolvimentos futuros, são harmonizadas as regras aplicáveis a estes projetos.

4. A proposta de revisão regulamentar vem introduzir uma disposição genérica para todos os Regulamentos sob consulta sobre projetos-piloto, considerando a competência atribuída à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a pertinência da matéria no Setor Energético. Estas alterações estão consagradas no Capítulo referente às Disposições Finais.

2.3 FORNECIMENTO SUPLETIVO DE ENERGIA

O quadro regulamentar, através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem estabelecer, no artigo 140.º, o dever de o comercializador de último recurso assegurar o fornecimento supletivo de eletricidade a clientes nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade (alínea d), n.º 3) ou nas situações de ausência de oferta de eletricidade em mercado, pelo tempo em que essa ausência se mantenha (alínea c), n.º 3).

Por outro lado, o mesmo artigo define, no n.º 5, um período máximo de quatro meses para o fornecimento supletivo aos clientes pelo comercializador de último recurso, nas situações em que um comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade. Estabelece ainda que o comercializador de último recurso notifique os clientes abrangidos de que é o seu novo comercializador e que devem mudar para um comercializador em regime de mercado até ao final do prazo indicado.

A presente proposta do RRC vem concretizar o fornecimento supletivo, tanto de energia elétrica como de gás, pelo comercializador de último recurso, por um prazo máximo de 4 meses nas situações de impedimento do comercializador em regime de mercado (explicitamente previsto no n.º 5 do art.º 140.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro), mas vem ainda estender esta disposição às situações de ausência de oferta em mercado e às situações em que o fornecimento seja assegurado a um outro comercializador de último recurso para garantia do regime de comercialização de último recurso aos clientes finais, por decisão da ERSE.

É ainda estabelecido que, em qualquer uma das situações acima identificadas, o comercializador de último recurso deve notificar, no momento em que é efetivada a mudança de comercializador no âmbito do fornecimento supletivo (i.e., no momento de celebração do contrato), os clientes abrangidos pelo fornecimento supletivo do prazo de vigência do contrato, determinado em quatro meses. Para além deste aspeto, o comercializador de último recurso deve ainda alertar para as consequências da não contratação findo o prazo estabelecido. Este alerta aos clientes deve ser reforçado com outra comunicação pelo comercializador de último recurso 30 dias antes do fim dos 4 meses sobre o fim do prazo contratual.

Findo o prazo de quatro meses, nas situações em que o fornecimento supletivo tenha sido ativado por impedimento do comercializador, propõe-se que este prazo seja prorrogado por mais 4 meses e, em simultâneo, se inicie um procedimento concursal para transferência dessa carteira clientes para um comercializador em regime de mercado.

Já nas situações de ausência de oferta, findo o prazo máximo de quatro meses sem que o cliente tenha solicitado a mudança para um comercializador em regime de mercado, é proposto que o comercializador de último recurso notifique o cliente da cessação do respetivo contrato no prazo de 2 meses, ou que o cliente renove a comprovação de falta de oferta, o que permite novo período de contratação de 4 meses. Por fim, propõe-se que, caso a situação de ausência de oferta por comercializadores em regime de mercado se mostre persistente, a ERSE possa estabelecer a existência de fornecimento supletivo por ausência de oferta sem prazo de fornecimento limitado.

- | |
|--|
| <p>5. A proposta de revisão regulamentar vem estabelecer o regime de fornecimento supletivo pelo comercializador de último recurso nas situações de impedimento do comercializador em regime de mercado e nas situações de ausência de oferta, bem como o estabelecimento da obrigação de notificação aos clientes abrangidos, pelo supletivo pelo comercializador de último recurso, do</p> |
|--|

prazo de vigência do contrato e das consequências da não contratação findo esse prazo, bem como o estabelecimento de um regime de migração automatizada – através de procedimento concursal - para fornecimentos em regime de mercado dos clientes que proactivamente não contratem o fornecimento de energia com um comercializador em regime de mercado.

Estas alterações estão consagradas nos Artigos 247.º a 249.º da proposta de revisão do RRC (Subsecção III da secção relativa ao regime do mercado retalhista, no atualmente proposto Capítulo IV).

2.4 EXTINÇÃO DE TARIFAS TRANSITÓRIAS

A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio antecipar os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente, e aos fornecimentos de gás natural em BP, para 2022. Posteriormente, no quadro da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2020, veio a fixar-se em 31 de dezembro de 2025 a data de extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN). Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, são confirmadas as datas de extinção das tarifas transitórias para fornecimentos em BTE e em BTN, para, respetivamente, 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2025.

Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece, relativamente ao processo de extinção de tarifas transitórias que os comercializadores de último recurso que as aplicam devem informar do facto os respetivos clientes, com pelo menos seis meses de antecedência relativamente à data da mencionada extinção. Este diploma estabelece ainda que, findo o prazo de aplicação das tarifas transitórias, deve a ERSE estabelecer as regras aplicáveis aos clientes que, na data de extinção das tarifas, não hajam celebrado um contrato de fornecimento com um comercializador em regime de mercado.

Cabe ainda mencionar que, ao comercializador de último recurso, estão acometidas obrigações de fornecimento por aplicação de tarifas transitórias aos clientes economicamente vulneráveis, bem como nas situações em que um comercializador se tenha visto impedido de exercer a sua atividade ou inexistir oferta de fornecimento (fornecimento supletivo), estas últimas com regras que se desenvolvem na presente revisão regulamentar.

Atento este enquadramento legal, a ERSE, na atual proposta de revisão do RRC, concretiza as disposições aplicáveis à extinção das tarifas transitórias quanto aos seguintes aspetos:

- a) Informação aos clientes abrangidos pelo limiar de extinção de tarifas transitórias, incluindo a explicitação legal do prazo de 6 meses que a lei já prevê, que se conjuga com uma obrigação de, com antecedência de 3 meses face ao final do prazo de vigência das tarifas, informar os clientes da forma como aceder a ofertas de fornecimento em regime de mercado que lhes sejam ajustáveis; e
- b) Tratamento das situações de clientes que, findo o prazo legal de aplicação da tarifa transitória, permaneçam em fornecimento pelo comercializador de último recurso, o que se materializa na integração destes num procedimento de fornecimento supletivo durante 4 meses, período no qual decorre a preparação de um procedimento concursal, com regras definidas pela ERSE, para transferência daqueles clientes para o fornecimento por comercializador em regime de mercado.

Com esta abordagem, aqui descrita, entende-se dotar de clareza regulamentar os procedimentos a adotar tanto na fase de preparação da extinção das tarifas transitórias – com explicitação e reforço das obrigações de informação aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso -, como na formulação procedimental adotada para os clientes que não acautelem a contratação com um comercializador em regime de mercado. Por outro lado, o estabelecimento, neste último caso, de um paralelismo com o tratamento dado ao regime de fornecimento supletivo, potencial, na opinião da ERSE, uma consistência e simplicidade regulatórias que beneficiam a aplicação das normas de modo consistente.

Em rigor, entende-se não haver justificação bastante para equacionar um tratamento distinto dos clientes que, uma vez extinto o limiar de aplicação da respetiva tarifa transitória, não tenham concretizado contratação em mercado, face aos clientes que, sendo integrados num procedimento de fornecimento supletivo por um comercializador de último recurso, dele beneficiam por período temporalmente limitado, sendo promovida a sua passagem para regime de mercado de forma automatizada.

6. A proposta de revisão regulamentar vem promover o estabelecimento das obrigações de informação, prévia, aos clientes relativamente à extinção de tarifas transitórias, incluindo a que promove uma maior literacia de contratação, bem como o estabelecimento de um regime de migração automatizada – através de procedimento concursal - para fornecimentos em regime de mercado dos clientes que proactivamente não contratem o fornecimento de energia com um comercializador em regime de mercado.

Estas alterações estão consagradas no artigo 241.º da proposta de revisão do RRC (subsecção I da secção relativa a mercado retalhista, no atualmente proposto Capítulo IV).

2.5 MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO E DE AGREGAÇÃO

O quadro legal europeu aplicável ao mercado interno da energia prevê a concretização de um conjunto de novos operadores económicos, tanto no setor elétrico, como no setor do gás natural. Entre essas novas entidades, cabe mencionar, pelo papel central que desempenham no desenho do modelo de mercado subjacente ao referido quadro legal, as atividades de agregação independente e de representação em mercado.

Na anterior revisão regulamentar, que promoveu a fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais para o setor elétrico e para o setor do gás, já se havia consagrado o essencial das disposições relativas à integração do património regulamentar para a atuação de agregadores independentes. Todavia, com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estendeu-se e sistematizou-se a atuação dos agregadores em regime de mercado e em regime de último recurso, também por referência à sua articulação com concretização das modalidades de autoconsumo.

No contexto regulamentar ainda em vigor, que emana do quadro legal habilitante ao tempo, a atuação da agregação independente concretizou-se de forma muito articulada com a atividade de comercialização de energia, razão pela qual as duas atividades se cumulavam na mesma pessoa jurídica. Sucede, porém, que o mencionado Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem explicitamente prever a autonomização das duas atividades, atribuindo-lhes inclusivamente registos distintos, sem prejuízo dos agentes que já cumulam as duas atividades à data da sua publicação, o que, por sua vez, obriga a uma expressa integração da agregação no conjunto das modalidades de contratação e dos relacionamentos comerciais a que se refere o Regulamento de Relações Comerciais. Nos casos em que a atividade de comercialização é cumulada com a de agregação os deveres, ao nível do relacionamento comercial, inerentes àquela primeira atividade são considerados primaciais.

Por outro lado, no plano também da articulação da agregação de energia com a atividade de comercialização, o quadro legal atual prevê a possibilidade de regimes de contratação entre pares, relativamente aos quais o atual Regulamento de Relações Comerciais é omissivo.

Neste sentido, a atual proposta de revisão regulamentar prevê a existência de uma secção específica para o relacionamento comercial dos agregadores independentes ou em regime de mercado, que contém normas gerais de relacionamento comercial, que remetem para o livre estabelecimento de condições entre as partes contratantes. A estas normas acresce a possibilidade de se estabelecerem bases de contratação direta entre quaisquer dois agentes agregadores, incluindo na vertente de negociação de excedentes de

autoconsumo, as quais não podem nem devem prejudicar a aplicação dos encargos de utilização das redes quando esta exista.

Já quanto à atividade de agregação de último recurso, em que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é detalhado sobre o seu âmbito e atuação, as alterações propostas nesta revisão regulamentar são detalhadas em secção autónoma deste documento. O mesmo sucede quanto a normas relativas à integração da mudança de agregador no quadro de procedimentos já hoje existentes para a mudança de comercializador no âmbito do respetivo operador logístico.

7. A proposta de revisão regulamentar estabelece o regime de relacionamentos comerciais que vinculam o agregador em regime de mercado, adotando o princípio do livre estabelecimento de condições contratuais entre as partes, bem com a possibilidade contratação entre pares (quaisquer dois ou mais agregadores de energia).

Estas alterações estão consagradas nos artigos 358.º e 359.º, que compõem a Subsecção VI da Secção IV do Capítulo V da atual proposta de revisão do RRC (relacionamento comercial dos agregador de mercado), bem como no artigo 274.º (comercialização entre pares), que se refere a modalidades de agregação e representação.

2.6 AGREGAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro veio expressamente prever a figura do comercializador de último recurso, que, de forma simplificada se pode descrever como substituindo, por um lado, o comercializador de último recurso na obrigação de compra de energia aos produtores renováveis com regimes de remuneração garantida, e, por outro lado, o facilitador de mercado, no que respeita à compra de energia referente a produtores renováveis em regime de mercado e a autoconsumidores quando estes não disponham de ofertas em mercado para o efeito.

Com efeito, o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro estabelece uma repartição da atividade do agregador de último recurso em função da natureza das suas aquisições de energia:

- a) Com carácter obrigatório e permanente aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantia ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração (alínea b) do n.º 1 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro); e

b) Com carácter supletivo (nos termos do n.º 2 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) e temporalmente limitado (nos termos do n.º 3 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) aos produtores renováveis com remuneração de mercado, com exceção dos aproveitamentos hídricos com potência de ligação superior a 10 MVA e autoconsumidores que injetem excedentes na RESP, a que se referem as alíneas a) e c) do n.º 1 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Importa ainda reter que o citado quadro legal determina que a atividade de agregador de último recurso se desenvolve mediante licença específica para tal, que é atribuída por procedimento concorrencial decido e operacionalizado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. De resto, este era também o contexto de atuação legalmente estabelecido para atividade de facilitador de mercado que se extinguiu com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Neste contexto legal habilitante, a proposta de revisão regulamentar vem assim estabelecer, em primeiro lugar, a própria existência do sujeito (agregador de último recurso), definindo as suas atuações e os relacionamentos comerciais que o abrangem.

No âmbito da atuação do agregador de último recurso importa, assim, distinguir a atividade que por si é desenvolvida para assegurar a aquisição da energia aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantia ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, que tem uma natureza permanente e sistémica, no que se pode, de forma simplificada definir como a substituição do papel antes atribuído ao comercializador de último recurso na compra da produção em regime especial com tarifa administrativa. De resto, não sendo, neste particular, o quadro de atuação substantivamente diferente do que era, no anterior quadro legal, atribuído ao comercializador de último recurso, na presente alteração regulamentar, a ERSE opta por efetuar uma transposição de atividade entre os dois agentes, sem introduzir alterações no modelo funcional. Com esta abordagem pretende-se, desde logo, assegurar estabilidade operativa num mercado fortemente condicionado por elementos de instabilidade externamente induzidos.

Já no que respeita à vertente de aquisição de energia, pelo agregador de último recurso, com carácter dito supletivo e temporário (nos termos dos n.º 2 e n.º 3 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), entende-se esta vertente da atuação do agregador de último recurso com sendo o que lhe confere a condição de último recurso – promover a existência de uma resposta assegurada sempre e quando o mercado não a disponibilize aos produtores renováveis ou autoconsumidores. Em boa parte, com elementos de maior dispersão legal, essa função está, no presente, a ser assegurada pelo facilitador de

mercado, reconhecendo se no quadro legal decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, maior consistência e sistematização na atuação supletiva na agregação de energia.

O regime de agregação supletivo tem, como necessariamente o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece, duas vertentes que devem ser tratadas de forma distinta: por um lado, a substituição de um agregador de mercado que tenha visto impedida a sua atuação como tal, mormente quando o incumprimento de obrigações legais e regulamentares assim o determinar; e, por outro lado, a sanção de situações concretas de falta de oferta de agregação em mercado. Para o primeiro caso, a identificação de um conjunto de agentes homogêneo e referenciado ao agregador de mercado impedido de atuar é direta e facilita a operacionalização de um regime de substituição temporária pelo agregador de último recurso, enquanto, no segundo caso, a operação é granular e casuística, não sendo facilmente tratada de forma conjunta.

A proposta de revisão regulamentar agora concretizada, assumindo, como se referiu, a existência do sujeito (agregador de último recurso), vem, no que à agregação supletiva diz respeito, estabelecer o período de permanência de 4 meses, como legalmente estabelecido, sendo, a partir desse prazo e no caso de permanência em carteira de agregação do agregador de último recurso, desencadeado um procedimento competitivo para a alocação dessa carteira em mercado, no caso das situações de substituição de agregador de mercado impedido de atuar, ou de cessação do contrato de agregação, no caso da ausência de oferta, esta última sem prejuízo da renovação da ligação contratual de agregação, quando comprovada a persistência de ausência de oferta em mercado.

No quadro regulamentar agora proposto mantêm-se os mecanismos regulados de negociação de energia que seja adquirida no âmbito da atividade do agregador de último recurso, sem prejuízo do cumprimento da lei, o que se propaga igualmente ao estabelecimento das cadeias de relacionamento comercial entre agentes para a operacionalização da compra e venda de energia, aqui sem que se introduzam alterações desnecessárias a mais das que pretendem a adaptação do quadro regulamentar ao desempenho da atividade por sujeito distinto do atual.

Por fim, sendo, como referido, a atuação do agregador de último recurso uma substituição de funções já hoje desempenhadas pelo comercializador de último recurso, e estabelecendo o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, por um lado o regime de atribuição concursal da licença de agregação de último recurso e, por outro lado, um regime transitório até à sua concretização, a presente proposta de revisão regulamentar inclui norma transitória na qual se concretiza que a agregação de último recurso é assumida

pela entidade que é, na presente data, detentora da licença de comercialização de último recurso de âmbito nacional.

8. A proposta de revisão regulamentar estabelece o agregador de último recurso como sujeito no quadro regulamentar, concretiza as suas atividades e funções, bem como os respetivos relacionamentos comerciais. Na vertente da agregação supletiva da compra de energia, estabelece-se o período de permanência em carteira de agregação de último recurso, bem como o procedimento a adotar para as instalações que hajam atingido aquele limiar sem escolha de agregador de mercado – procedimento competitivo para passagem, por conjunto, para agregação em mercado (situação de supletivo por impedimento de agregador); ou cessação do contrato de agregação (situação do supletivo por ausência de oferta), caso não tenha sido comprovada a persistência da situação que lhe deu lugar.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 353.º a 357.º, que compõem a Subsecção V da Secção IV do Capítulo V da atual proposta de revisão do RRC (relacionamento comercial dos agregador de mercado), bem como no artigo 274.º (comercialização entre pares), que se refere a modalidades de agregação e representação.

2.7 RELACIONAMENTO COMERCIAL

2.7.1 INTERMEDIACÃO NA COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de comercialização de eletricidade, que consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade a clientes, nos termos da lei, é exercida em regime de livre concorrência, estando sujeita apenas a registo junto da DGEG. Verifica-se que no mercado existem entidades registadas como comercializadores que, porém, não celebraram contratos de uso das redes, nem são agentes de mercado.

Nesse âmbito, podendo operar à luz da lei, não têm condições suficientes para assegurar o fornecimento retalhista de energia elétrica, necessitando de celebrar contrato com comercializador que assegure o relacionamento com os operadores de rede ou operadores de mercado. Verifica-se, assim, a necessidade de ser estabelecido um conjunto de obrigações de registo e reporte de informação por parte destes, em ordem a que, desta forma, se possa aportar um contributo relevante para a consolidação dos direitos e

interesses dos consumidores nesta sede, bem assim como maior clareza quanto ao conjunto de obrigações a serem cumpridas pelos comercializadores.

Importa lembrar que, já em anteriores discussões de revisão do quadro regulamentar se havia procurado balizar o recurso, pelos comercializadores, a regimes de contratação de prestadores de serviço para o outsourcing de funções e atividades englobadas na comercialização de energia. De todo o modo, permanece por endereçar de forma mais concreta a realidade, já hoje existente, de segmentação funcional da atividade de comercialização, i.e., quando um comercializador se associa a um outro, tratando o primeiro da relação com o cliente final e o segundo do relacionamento a montante na cadeia de valor do setor da energia.

Assim, por forma a mitigar eventuais dificuldades interpretativas por parte de clientes, a ERSE considera ser relevante estabelecer uma obrigação de informação prévia aos clientes por parte das entidades envolvidas em todas as fases do processo de comercialização, a qual contribuirá igualmente para a melhoria do processo de supervisão e para o próprio processo de relacionamento com os clientes finais. Pelo que é adequado enquadrar a atividade do comercializador intermediário, que celebra contratos em nome próprio com os clientes finais fornecidos, mas carece de um outro comercializador a montante para realizar a atividade, uma vez que esta situação assume especificidades e riscos diferenciados para o SEN.

Neste sentido, passa a prever-se que na intermediação de comercialização, ao comercializador intermediário, que assume diretamente o relacionamento com os clientes finais, se aplicam-, com as necessárias adaptações, as obrigações de relacionamento comercial com os clientes finais e de reporte de informação à ERSE que se aplicam no presente Regulamento aos demais comercializadores. Tal inclui, por razões de transparência, a menção expressa e obrigatória ao cliente final da identidade e natureza de cada comercializador envolvido na intermediação, a qual deve ser prévia à contratação e vertida no próprio contrato de fornecimento ao cliente, bem como as situações aplicáveis na situação de impedimento de atuação enquanto comercializador por parte do comercializador intermediário.

Ademais, na intermediação de comercialização, ao comercializador que assume diretamente o relacionamento comercial com os operadores de rede ou operadores de mercado, aplicam-se os direitos e deveres previstos nos contratos de acesso às redes e contratos de adesão aos mercados de serviços de sistema, bem como as condições previstas no regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, para os clientes finais fornecidos por intermediação. Noutro campo, importa acautelar a aplicação do regime supletivo no fornecimento de energia uma vez que, para efeitos dos operadores do SEN, apenas a carteira de clientes do comercializador com contratos de uso das redes é considerada.

9. A proposta de revisão regulamentar não decorre diretamente do quadro legal emanado do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mas antes da realidade de atuação que a experiência do SEN e do SNG vem demonstrando. Com esta proposta de revisão regulamentar introduz-se o conceito de comercializador intermediário – que capta e gere carteira de clientes, mas que se socorre da contratualização com outro comercializador para o cumprimento dos demais relacionamentos setoriais –, atribuindo-lhe os deveres que existem para os demais comercializadores no relacionamento com cliente e no reporte de informação, bem como a existência de informação, prévia à contratação e no próprio contrato, ao cliente da natureza dessa atuação.

Estas alterações estão consagradas no artigo 250.º, sob a epígrafe “Intermediação de comercialização”, que integra a Subsecção IV, da Secção III do Capítulo IV da atual proposta de revisão do RRC.

2.7.2 RELACIONAMENTO COMERCIAL DO OLMCA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem concretizar a figura do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador. Neste sentido, pretende-se operar pequenos ajustamentos à redação do RRC, tendo sido todas as referências a operador logístico de mudança de comercializador substituídas por operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.

O mesmo Decreto-Lei vem alterar o modelo de financiamento do operador logístico de comercializador e agregador, estabelecendo que a sua receita advém, fundamentalmente, dos serviços de intermediação prestados por este aos comercializadores e aos agregadores cessionários, consoante o caso, e apenas supletivamente através das tarifas de eletricidade.

Neste sentido, a proposta de revisão regulamentar vem incluir um novo relacionamento comercial entre estes agentes, uma vez que vem prever que, por cada mudança de comercializador ou de agregador ativadas, seja de eletricidade ou de gás, o operador logístico de comercializador fature ao comercializador ou ao agregador cessionários, incluindo o comercializador de último recurso ou o agregador de último recurso quando aplicável, o preço estabelecido nos termos do RT respetivo. Esta faturação é feita mensalmente e, caso estes montantes não cubram os custos incorridos e permitidos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, é proposto que seja efetuada, também mensalmente, uma

transferência dos operadores das redes de transporte de gás e de energia elétrica, também nos termos do RT respetivo.

É ainda proposta a inibição da submissão de pedidos de mudança de comercializador ou de agregador na qualidade de comercializador cessionário ou agregador cessionário de pedidos de mudança de comercializador ou de agregador, consoante o caso, na plataforma gerida pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, caso não procedam ao pagamento da fatura findo o período sugerido de 10 dias que dispõem para a sua liquidação, à semelhança da dinâmica já estabilizada no regime de gestão de riscos e garantias, no caso de incumprimentos perante o gestor integrado de garantias.

10. A proposta de revisão regulamentar vem substituir todas as referências a operador logístico de mudança de comercializador por operador logístico de mudança de comercializador e de agregador e vem alterar os seus relacionamentos comerciais, uma vez que o seu modelo de financiamento passa a ser efetuado pelo número de mudanças de comercializador ou de agregador, de gás ou de eletricidade, tramitada na plataforma, já que é cobrado por este um preço por cada mudança efetuada ao comercializador ou agregador cessionário, consoante o caso; supletivamente, o restante montante deve ser coberto através de uma transferência dos operadores das redes de transporte de gás e de energia elétrica.

11. A proposta do RRC prevê ainda a inibição de os comercializadores e ou agregadores submeterem pedidos de mudança na plataforma do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador caso não procedam ao pagamento da fatura no prazo estipulado.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 330.º, 331.º e 332.º, que compõem a Subsecção IV da Secção III do Capítulo V da atual proposta de revisão do RRC (relacionamento comercial dos operadores da rede com o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador).

2.7.3 ALTERAÇÃO UNILATERAL DO CONTRATO PELO COMERCIALIZADOR

A atual redação do art.º 69.º do RRC refere, nos seus n.ºs 1 e 2 que, “no final de cada período contratual, o comercializador pode propor a alteração das condições contratuais aplicáveis ao período contratual seguinte”. Já “no decurso de um período contratual, o comercializador apenas pode propor alterações das condições contratuais relativas a contratos de fornecimento de energia celebrados com consumidores de

forma fundamentada, quando esta possibilidade esteja prevista no contrato e em situações excepcionais e objetivamente justificadas, as quais devem estar igualmente previstas no contrato”.

Considerando a recente conjuntura de aumento de preços, têm sido colocadas algumas dúvidas quanto ao quadro regulamentar aplicável, designadamente sobre a possibilidade de serem propostas alterações durante a vigência do contrato.

Neste âmbito, é importante separar os contratos com e sem período de fidelização. Na pendência de um período de fidelização, o comercializador não pode alterar as condições contratuais, incluindo as relativas ao preço. Também o cliente não deve abandonar o contrato, se o fizer terá de pagar a correspondente penalização. O objetivo é manter um regime de estabilidade e segurança nos contratos com fidelização. Por sua vez, num contrato sem período de fidelização, o comercializador pode propor alterações durante a vigência do contrato, desde que este preveja essa possibilidade, cumprido o pré-aviso de 30 dias. Nestes casos é permitida a adaptação a novas circunstâncias, com partilha de riscos entre cliente e comercializador, eliminando-se, para o efeito, a expressão “situações excepcionais” (atual artigo 69.º, n.º 2). Assim, cumpridos o prazo e as demais regras pelo comercializador, o cliente pode aceitar as alterações propostas ou então pôr fim ao contrato, devendo celebrar contrato de fornecimento com outro comercializador ou mesmo com o comercializador de último recurso, quando aplicável.

12. A proposta de revisão regulamentar vem estabelecer uma clarificação das regras aplicáveis às alterações ao contrato de fornecimento de eletricidade e de gás, diferenciando os contratos com e sem período de fidelização. Com período de fidelização não pode haver alterações às condições contratuais, incluindo as relativas ao preço. Sem período de fidelização, podem ser propostas alterações, desde que cumpridas as regras previstas, incluindo a comunicação prévia com a antecedência mínima de 30 dias e a informação ao cliente de que pode denunciar o contrato.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 18.º (Secção III, relativa à celebração do contrato) e 65.º (Secção VIII, relativa às alterações contratuais) da proposta de revisão do RRC, ambos do atualmente proposto Capítulo II – Relacionamento comercial com os clientes).

2.7.4 EXPLICITAÇÃO DE ENCARGOS NA FATURA

A experiência de atuação no âmbito do SEN e do SNG tem evidenciado, praticamente desde sempre, que o processo de liberalização tem implicado, não apenas uma diversificação dos agentes que atuam em

mercado e que se relacionam com os clientes finais de energia, como, igualmente, uma maior plasticidade na informação contratual e de fatura que é disponibilizada a clientes e consumidores.

No que respeita a informação contratual, ao longo dos sucessivos processos de revisão regulamentar, a ERSE tem procurado dota-la de consistência mínima, que não prejudique a natural diversidade de opções e escolhas por parte de clientes, consumidores e comercializadores, estabelecendo requisitos de conteúdo mínimo que devem ser observados – por exemplo as questões de disponibilização da ficha contratual padronizada, requisitos de legitimidade para contratar, conteúdo e formato do próprio contrato, etc. – pela generalidade dos comercializadores. Também no que respeita ao conteúdo da própria fatura, elemento central no relacionamento comercial entre comercializadores e os seus clientes, não apenas o quadro regulamentar tem procurado alguma sistematização, com inclusivamente com a adoção legislativa de um regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, através da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, já regulamentada na anterior revisão do Regulamento de Relações Comerciais.

Pese embora este quadro legal e regulamentar, que se pode considerar bastante orientador da divulgação de informação aos consumidores, em particular na fatura de fornecimento, mais recentemente observou-se comportamentos diferenciados no detalhe de encargos na fatura, alguns com manifesta confundibilidade entre elementos que compõem o preço da energia objeto de negociação entre as partes e a componente de tarifas de acesso, comum a todos os clientes. Na sequência da implementação do serviço de Banda de Reserva de Regulação, esta situação de, por um lado tratamento diferenciado pelos agentes e, por outro lado, existência da referida confundibilidade, a ERSE adotou uma recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 1/2022), que estabelece que, não sendo a desagregação da rúbrica de preço impedida, não deve a mesma ser parcelar relativamente aos termos dessa mesma desagregação, sob pena de se prejudicar o entendimento equilibrado da fatura pelos consumidores. Mais estabeleceu a referida recomendação que os comercializadores não devem induzir a confundibilidade dos elementos que compõem o preço da energia – parcela de negociação livre no mercado – com as restantes componentes que resultam do quadro tarifário aprovado pela ERSE.

Atenta a situação descrita, que, de certa forma, se adensou e replicou com a adoção do mecanismo de ajuste dos custos de produção no Mercado Ibérico da Eletricidade, através do Decreto-Lei nº 33/2022, de 14 de maio, a ERSE considera oportuna a transposição do espírito da mencionada Recomendação n.º 1/2022 para o quadro regulamentar, pelo que se aproveita a atual revisão do Regulamento de Relações Comerciais para o efetivar.

13. A proposta de revisão regulamentar vem transpor para o quadro regulamentar os princípios e as obrigações existentes na Recomendação n.º 1/2022 relativamente à objetividade, completude e não confundibilidade da desagregação de componentes de preço da fatura de energia.

Estas alterações estão consagradas no artigo 45.º, com reflexo no Anexo I ao Regulamento de Relações Comerciais, que regulamenta o conteúdo da fatura de energia.

2.7.5 REDUÇÃO DE POTÊNCIA POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

A figura da redução de potência por facto imputável ao cliente foi inicialmente inscrita na regulamentação através do RSRI2. Conforme se referiu no documento de justificação da consulta pública, tirando partido das funcionalidades das redes inteligentes, foi prevista a possibilidade de redução da potência para um valor que permita alimentar apenas alguns consumos básicos (frigorífico, iluminação), dessa forma adiando ou mesmo evitando (se, entretanto, a situação for regularizada) a interrupção do fornecimento. Neste contexto, o RSRI estabelece, para as instalações integradas em redes inteligentes, que a interrupção do fornecimento de clientes de baixa tensão normal por facto imputável ao cliente (falta de pagamento) só pode acontecer após a redução da potência contratada para 1,15 kVA e mediante pré-aviso de 10 dias. Em caso de atuação deste mecanismo está previsto a aplicação de um preço, aprovado pela ERSE. Trata-se de um regime voluntário.

Posteriormente, no âmbito do processo de fusão do RRC do setor elétrico e do setor de gás³, a figura da redução de potência, como medida prévia à possível interrupção de fornecimento, foi aplicada aos fornecimentos de clientes de baixa tensão normal por facto imputável ao cliente (falta de pagamento), independentemente das características do equipamento de medição instalado, prevendo um pré-aviso de 5 dias.

A atual redação do art.º 79.º n.º 3 permite que, “para os clientes do fornecimento de energia elétrica em baixa tensão normal, a interrupção do fornecimento nas situações previstas na alínea j) do n.º 1” apenas se efetive “após a concretização de redução da potência contratada para o escalão de potência contratada

² Nos termos da [Consulta Pública n.º 70](#).

³ [Consulta pública n.º 81](#).

de 1,15 kVA solicitada pelo comercializador na sequência de falta de pagamento dos montantes devidos no prazo estipulado”.

Verificou-se que, na prática, depois da concretização desta redução de potência contratada para 1,15 kVA, os consumidores, principalmente aqueles que têm instalações trifásicas, relatam alguma impossibilidade em utilizar a sua instalação elétrica.

Por este motivo, pretende-se melhorar o regime previsto no RRC sobre esta matéria. Deverá ficar claro que, nestes casos, a potência é reduzida para 1,15 kVA por fase, sendo que uma instalação trifásica ficaria com 3,45 kVA de potência disponível e logo, mantendo um uso mínimo da instalação.

Ainda sobre o tema da redução temporária da potência contratada por facto imputável ao cliente, refere a atual redação do art.º 80.º, n.º 4 do RRC que, “nos casos previstos na alínea j) do n.º 1 do artigo anterior, e para o setor elétrico, o pré-aviso deve conter uma antecedência mínima de 5 dias para a concretização de redução da potência contratada, nos termos do n.º 3 do artigo anterior”.

Também se propõe aumentar o prazo de pré-aviso para a redução de potência contratada por facto imputável ao cliente de 5 para 10 dias, de modo a que o consumidor possa encetar em tempo as diligências para obstar à sua concretização, designadamente através do pagamento do valor em dívida. A partir da concretização da redução de potência contratada começará a contar o prazo dos 20 dias para a realização da interrupção de fornecimento.

Ainda no âmbito deste tema, consta da atual redação do art.º 81, n.º 3 que se aplicam “às situações de redução de potência contratada previstas no n.º 3 do Artigo 79.º e respetivo restabelecimento para o valor inicial, respetivamente, os preços dos serviços previstos no n.º 1 e n.º 2”.

Sobre este assunto, pretende-se que resulte da nova redação do RRC que o serviço regulado só será cobrado quando se efetivar a interrupção de fornecimento e não a redução da potência contratada. Esta alteração deixará explícito que o não pagamento da redução e reposição de potência se aplica a todos os clientes, mesmo os que não estão integrados em rede inteligente. Nesses casos, o custo de redução da potência para o ORD será superior, porque obriga a deslocação ao local. No entanto, importa referir que nos termos da lei, até final de 2024 todos os pontos de entrega devem estar integrados em rede inteligente.

Em suma, propõe-se que, tanto no art.º 79.º, n.º 3, como no n.º 5, deva ser incluída a expressão “por fase” a seguir a “1,15 kVA” para obviar à impossibilidade de utilização da energia nas instalações trifásicas.

Propõe-se também que, no art.º 80.º, n.º 4, “5” deva ser substituído por “10”, facultando um prazo mais alargado ao consumidor para evitar a redução da potência contratada.

Por fim, o n.º 3 do art.º 81.º deve ser eliminado, não sendo o consumidor responsável pelo pagamento de quaisquer encargos com a redução e a reposição da potência contratada.

14. A proposta de revisão regulamentar vem no sentido de estabelecer que a redução de potência para o valor de 1,15 kVA, em instalações trifásicas, deverá ser por fase.

Propõe-se também aumentar o prazo de pré-aviso para a realização da redução de potência contratada por facto imputável ao cliente de 5 para 10 dias.

Pretende-se ainda que resulte da nova redação do RRC de que não há lugar ao pagamento de encargos com a redução e a reposição de potência aos clientes, mesmo para os clientes que não estão integrados em rede inteligente.

Estas alterações estão consagradas no artigo 78.º, 79.º e 80.º da proposta de revisão do RRC.

2.7.6 CONTRATOS DE ELETRICIDADE A PREÇOS INDEXADOS, FIXOS E DINÂMICOS

O quadro dos relacionamentos comerciais entre comercializadores e clientes pressupõe, num ambiente de mercado aberto e participado, a existência de ofertas de fornecimento diferenciadas que, por sua vez, assegurem a existência de segmentos de clientes com preferências diversas, neste caso, relativamente à formação do preço.

Os recentes desenvolvimentos do mercado liberalizado têm demonstrado a tendência para uma certa polarização das ofertas disponibilizadas aos clientes finais, sobretudo no que respeita a forma de construir e apresentar o preço contratual. Em particular, observou-se uma inicial tendência para a disponibilização quase exclusiva de contratos de preço fixo e, com o aumento das volatilidades em referencial de mercado grossista, uma predisposição para a contratação com preços indexados, sobretudo ao referencial de contratação diário em mercado grossista.

Neste contexto geral, entende a ERSE que um mercado aberto e participado deve viabilizar a existência de ofertas diferenciadas, que melhor permitam acolher a estrutura de diferentes preferências de clientes e consumidores, pelo que se introduzem obrigações de disponibilização de ofertas de preço indexado por parte de comercializadores com carteiras de dimensão média.

Por outro lado, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, os comercializadores que abasteçam um número de clientes superior a 200 000 e desde que as respetivas instalações de consumo disponham de um contador inteligente devem disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos.

O conceito de contrato de eletricidade a preços dinâmicos corresponde a «um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final, que reflete a variação de preços nos mercados organizados com intervalos, pelo menos, iguais à frequência de ajustamento do mercado»⁴.

No caso português esta definição obrigaria a um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL. O objetivo desta regra é habilitar os clientes com contador inteligente a ter uma participação ativa no mercado, podendo assim contribuir para a resposta da procura no sistema elétrico e com isso beneficiar de preços de energia mais vantajosos.

A ERSE teve a oportunidade de discutir este tema na Consulta Pública n.º 101 ⁵, na qual a maioria dos respondentes e o Conselho Tarifário concordaram com o entendimento da ERSE, de não estender o direito a estas ofertas ao mercado regulado. Neste contexto, a presente alteração vem concretizar o proposto, salvaguardando-se a aplicação desta regra exclusivamente aos comercializadores em regime de mercado (não se enquadra no papel estabelecido para o CUR na Diretiva (UE) 2019/944) e as ofertas com preços dinâmicos dependerem da existência de contadores inteligentes (*roll-out* completo está previsto para 2024).

As ofertas dinâmicas podem induzir uma maior variabilidade na fatura dos clientes, pelo que a disponibilização destas ofertas deve ser acompanhada de informação sobre as vantagens, os custos e os riscos inerentes a esses contratos de eletricidade.

15. A proposta de alteração regulamentar prevê a existência de obrigações específicas de disponibilização de ofertas de preço fixo, indexado e dinâmico, aplicável a carteiras de comercialização com mais de 50 000 clientes (ofertas de preço fixo e indexado) ou 200 000 clientes (ofertas de preços dinâmicos).

⁴ Nos termos do artigo 3.º, al. t) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Nos termos do n.º 15 do artigo 2.º da Diretiva (UE) 2019/944 a definição é «um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final que reflete a variação de preços nos mercados à vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado».

⁵ Disponível em <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

Estas alterações estão consagradas no artigo 15.º, nos seus n.º 2 e n.º 3, da proposta de revisão do RRC.

2.8 MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

2.8.1 ASPETOS GERAIS

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE a responsabilidade de regulamentar as matérias de medição, leitura e disponibilização de dados relativas às atividades de produção de energia elétrica e de armazenamento⁶. Note-se que, já antes, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, veio determinar que a medição de gás, incluindo da injeção na rede proveniente de produtores de gases de origem renovável, e disponibilização de dados aos agentes de mercado é objeto de regulamentação no RRC⁷.

Por outro lado, o mesmo diploma densifica um conjunto de conceitos ao nível das redes de distribuição fechadas, abarcando, para além do seu licenciamento, a ligação à RESP, a manutenção ou a operação⁸.

Adicionalmente, o diploma prevê as figuras do sobre-equipamento e da hibridização, estabelecendo algumas condições que impactam na atividade de medição.

Assim, estes desenvolvimentos legislativos motivam um conjunto de propostas de alteração ao articulado do RRC, de que são exemplo, no respeitante às atividades de medição, leitura e disponibilização de dados:

- o estabelecimento dos pontos de ligação de instalações de armazenamento à RESP como pontos de medição;
- o estabelecimento dos pontos de ligação de redes de distribuição fechadas à RESP como pontos de medição;
- o estabelecimento de outros pontos de medição, para efeitos de medição individualizada da energia elétrica do sobre-equipamento ou para medição individualizada (por fonte primária de energia renovável) da energia elétrica de unidades de produção híbridas ou hibridizadas;

⁶ Nos termos do n.º 1 do art.º 91.º.

⁷ Nos termos da al. c) do art.º 116.º.

⁸ Nos termos dos artigos 120.º e 121.º.

- a responsabilidade dos titulares de instalações de armazenamento pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição dos pontos de ligação das respetivas instalações à RESP;
- a responsabilidade do operador da RESP pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição dos pontos de ligação às redes de distribuição fechadas;
- a densificação das regras de leitura aplicáveis aos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação de instalações de produção e de instalações de armazenamento à RESP, nomeadamente a obrigação de telecontagem e de recolha diária de leitura;
- a equiparação do quadro de regras aplicável às atividades de medição, leitura e disponibilização de dados na fronteira entre a RESP e as redes de distribuição fechadas ao quadro aplicável às instalações de consumo ligadas à RESP no mesmo nível de tensão;
- a referência, sempre que aplicável, a dados de energia, em vez de dados de consumo.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a obrigação, aplicável aos operadores de rede, de integração em rede inteligente de todas as instalações de clientes existentes em Portugal continental, até ao final de 2024. Adicionalmente, nos termos do Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro, que aprova o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes, no final de 2023, pelo menos 80% das instalações de clientes em cada distrito terá contador inteligente. Deste modo, o quadro de regras do RRC aplicável às atividades de medição, leitura e disponibilização de dados é revisto de forma a refletir a dimensão das redes inteligentes, consagrando-a como o novo normal, para o que se incorporam várias disposições estabelecidas no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI). O exercício da proposta acautela, simultaneamente, as regras e os princípios aplicáveis às instalações que ainda não estão integradas em rede inteligente.

Um exemplo destas alterações refere-se à periodicidade de leitura na BTN. O RRC em vigor prevê, por defeito, uma periodicidade trimestral, sem prejuízo de, em certas circunstâncias, os equipamentos de medição poderem ser lidos com maior frequência. Estando já mais de metade das instalações de BTN integradas em rede inteligente e, nessa medida, e como previsto no RSRI em vigor, havendo recolha diária (remota) de leituras, propõe-se que seja esta a periodicidade adotada por defeito. Acresce que, para além das instalações integradas em rede inteligente, a periodicidade de leitura diária encontra-se também estabelecida para as instalações em regime de autoconsumo ou de mobilidade elétrica. Nos restantes casos, que poderão manter-se, no máximo, até ao final de 2024, a periodicidade de leitura continuará a ser

trimestral. Propõe-se, adicionalmente, que a periodicidade de leitura diária se aplique igualmente às instalações de produção de energia elétrica e às instalações de armazenamento ligadas à RESP e, da mesma forma, às instalações de produção de gás ligadas à rede.

Outra realidade que tem expressão clara, quer no quadro das redes inteligentes, quer no do autoconsumo ou mesmo no da mobilidade elétrica, é o comportamento cada vez mais híbrido (no sentido de que as instalações ora são consumidoras, ora, noutros momentos, injetam energia na rede) e, portanto, cada vez mais complexo, das instalações ligadas às redes de energia elétrica. Neste sentido:

- por um lado, e sem prejuízo do estabelecido na legislação e regulamentação específicas de cada regime, prevê-se no RRC a obrigação de parametrização para registo bidirecional dos equipamentos de medição instalados, sempre que os equipamentos assim o permitam. Na prática, trata-se de adotar para um universo mais abrangente de instalações a norma já estabelecida no Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC), concretamente no n.º 3 do art.º 26.º da redação em vigor;
- por outro lado, estabelecendo o RRC como pontos de medição obrigatória (para efeitos de faturação) as fronteiras entre as redes de energia elétrica e as instalações dos utilizadores, prevê-se a possibilidade de, em casos de especial complexidade devidamente justificada pelos operadores de rede 1) poderem constituir-se como pontos de medição os pontos de medição internos a essas instalações e 2) poderem ser utilizadas contagens parciais, para efeitos de agregação por equipamentos de medição concentradores ou através de tratamento centralizado de dados. Prevê-se, adicionalmente, a possibilidade de aplicação destas regras a instalações prestadoras de serviços de flexibilidade (como estabelecidas no ROR).

2.8.2 COMUNICAÇÃO DE INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

O art.º 9.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI⁹) estabelece, entre outros, os procedimentos aplicáveis aos operadores das redes, no âmbito da comunicação com os clientes, mas também com os comercializadores, relativamente à instalação de equipamentos de medição.

⁹ <https://files.dre.pt/2s/2019/08/147000000/0007400096.pdf>

Com efeito, 1) são várias as situações em que, devido à localização do equipamento de medição, essa instalação requer a presença do cliente, 2) a substituição do equipamento de medição implica a interrupção temporária do fornecimento, 3) é importante assegurar ao cliente a possibilidade de verificação dos dados de consumo registados no equipamento de medição a substituir e 4) os clientes devem ser informados em relação à interação com o novo equipamento de medição, desde logo para efeitos de consulta dos dados de energia.

Naturalmente, seja pela substituição massiva de equipamentos de medição, seja pelas diferenças significativas introduzidas pelos novos equipamentos, estes procedimentos ganharam centralidade maior no contexto do desenvolvimento das redes inteligentes, razão pela qual estas regras foram estabelecidas nesse quadro regulamentar.

Importa agora prevêê-las no RRC, mas com carácter mais genérico, na medida em que abrangem também o setor do gás e, portanto, não se cingem aos equipamentos de medição inteligentes de energia elétrica.

A ERSE propõe, contudo, que, no RSRI, se mantenha o conjunto de regras atual que, para além de incidir apenas nos equipamentos de medição inteligentes, dispõe adicionalmente acerca da integração em rede inteligente. O calendário de integração das instalações em rede inteligente estende-se até ao final de 2024, para Portugal continental, e está ainda por definir nas regiões autónomas, pelo que as regras ainda terão aplicação significativa nos próximos anos.

2.8.3 DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece¹⁰ a possibilidade de instalação, por parte do cliente¹¹, de um segundo equipamento de medição, bem como um conjunto de princípios aplicáveis nessa circunstância, designadamente ao nível dos encargos, das características desse equipamento e da sua consideração, quer no processo de faturação, quer no tratamento de anomalias.

Se, na perspetiva dos clientes, a instalação de um segundo equipamento pode concorrer para reforçar a sua confiança no sistema de medição, para o respetivo operador de rede essa instalação representa, fundamentalmente, a necessidade de alteração de sistemas de informação, um aumento da complexidade

¹⁰ No caso do setor elétrico desde 1998 e no do gás desde 2006.

¹¹ No caso de instalações de produção ou de armazenamento, os equipamentos de medição são dos respetivos titulares e não dos operadores de rede.

operacional e um acréscimo de custos, em consequência da integração desse equipamento nos sistemas e procedimentos de leitura e tratamento de dados.

No caso do setor elétrico, e em cenário próximo de massificação de recolha, processamento e disponibilização de dados em base diária, a duplicação de equipamentos de medição não facilita o cumprimento dos exigentes prazos regulamentarmente estabelecidos para essas atividades. Aliás, por esta razão, e na sequência dos vários comentários recebidos no respetivo processo de consulta pública¹², considerando que a integração de um segundo equipamento de medição não se justificava com base nos custos significativos que introduz sem que sejam, em contrapartida, recolhidos benefícios comparáveis, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI¹³) estabelece, no n.º2 do seu art.º 16.º, que os operadores de rede não são obrigados a integrar nos seus sistemas os (segundos) equipamentos de medição instalados pelos clientes.

Por outro lado, cabe referir que o número de instalações com um segundo equipamento de medição instalado é absolutamente residual, traduzindo reduzido interesse percebido pelos utilizadores nesta possibilidade. Com efeito, no caso do setor elétrico e segundo informação do operador da RND, existem apenas três instalações em MAT e três instalações em AT com segundo equipamento de medição instalado e, no caso do setor do gás, a ERSE não tem conhecimento de qualquer situação.

Nota ainda para a existência, no quadro legal e regulamentar em vigor¹⁴, dos procedimentos de verificação periódica e de verificação extraordinária, enquanto mecanismos de controlo metrológico que visam assegurar, aos clientes e aos operadores de rede, o correto funcionamento dos equipamentos de medição. Através destes procedimentos, o cliente pode requerer uma verificação extraordinária do seu equipamento de medição por entidade acreditada, caso suspeite de funcionamento anómalo.

Assim, e com o racional anterior, a ERSE propõe estabelecer no RRC um enquadramento alinhado com o previsto no RSRI¹⁵, salvaguardando as situações já existentes e remetendo a concretização das demais para acordo entre as partes. Note-se que não se coloca em causa, como não se poderia colocar, a instalação de um segundo equipamento de medição por parte do cliente, apenas se reenquadram as consequências para os sistemas (elétrico e do gás) decorrentes dessa instalação.

¹² <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-70/>

¹³ <https://files.dre.pt/2s/2019/08/147000000/0007400096.pdf>

¹⁴ Em particular, o Decreto-Lei n.º 29/2022, de 7 de abril e o Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

¹⁵ Simultaneamente, é eliminado o art.º 16.º do RSRI (na redação em vigor).

2.8.4 ESTIMATIVAS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO

O RRC estabelece a possibilidade de os comercializadores realizarem estimativas de consumo para faturação aos seus clientes, desde que abrangendo períodos temporais adicionais aos cobertos pelos dados disponibilizados pelos operadores de rede e utilizando os métodos de estimativa previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados escolhidos pelo cliente¹⁶.

Esta possibilidade foi introduzida primeiramente no quadro regulamentar do setor do gás, em 2013, e no ano seguinte adotada também para o setor elétrico, justificada pela ERSE, em ambos os casos, por razões do âmbito do relacionamento comercial (entre os clientes e os comercializadores), nomeadamente a data de faturação dos consumos.

Se, no setor do gás, a ERSE entende que, em termos gerais, as condições que, em 2013, determinaram o estabelecimento desta regra (no RRC) se mantêm inalteradas, o mesmo não sucede no setor elétrico.

Com efeito, o desenvolvimento registado nos últimos anos ao nível das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica (que, no final de 2024, deverá abranger a totalidade das instalações em BTN¹⁷ em Portugal continental), introduz mudanças significativas com impacto em termos da faturação dos consumos dos clientes que, apenas em situações absolutamente excecionais¹⁸, deve decorrer da realização de estimativas (independentemente de estas serem feitas pelos operadores de rede ou pelos comercializadores).

Nestes termos, por exemplo, o eventual desalinhamento temporal entre ciclos de faturação (do operador da rede ao comercializador, por um lado, e deste ao cliente, por outro) não deve constituir fundamento para manter a possibilidade de realização de estimativas por parte dos comercializadores. Em condições generalizadas de recolha diária de diagramas de carga por parte dos operadores de rede, seria incompreensível para os consumidores que as suas faturas continuassem a inscrever essas estimativas. Este passo é, aliás, coerente com o quadro há vários anos adotado para os restantes níveis de tensão e de fornecimento, para os quais não são admitidas estimativas de consumo.

¹⁶ Nos termos do art.º 43.º, n.º 5 e n.º 7.

¹⁷ Presentemente são já mais de 50% as instalações integradas em rede inteligente.

¹⁸ Concretamente, no caso de anomalias de medição ou de leitura.

Propõe-se assim, no RRC, limitar ao setor do gás e, no caso do setor elétrico, às instalações em BTN não integradas em redes inteligentes, a possibilidade de realização de estimativas por parte de comercializadores, nos termos anteriormente descritos. Para este universo de instalações não se propõem, portanto, quaisquer alterações ao atual enquadramento regulamentar.

No caso das instalações de consumo em MAT, AT, MT e BTE, explicita-se no RRC a (regra há muito estabelecida de) impossibilidade de recurso a estimativas para efeitos de faturação, sejam estas realizadas pelo operador de rede (para faturação ao comercializador), sejam realizadas pelo comercializador (para faturação ao cliente final). Para estas instalações, a inexistência de leitura real para um dado período determina um valor nulo a faturar nesse período. O mesmo princípio é estabelecido no RRC, em relação a todas as instalações de produção e de armazenamento.

Por último, propõe-se alargar às instalações de BTN integradas em redes inteligentes a regra enunciada no parágrafo anterior, mas limitando a sua aplicação às situações em que o operador de rede disponibilize, ao comercializador, dados reais relativos a, pelo menos, dois terços do período a faturar. Caso tal não suceda, o comercializador poderá realizar estimativas para faturar o seu cliente, utilizando para tal as metodologias estabelecidas na regulamentação (em concreto, no GMLDD).

2.8.5 FATOR DE ADEQUAÇÃO DAS CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O fator de adequação das carteiras de comercialização, como concretizado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (GMLDD¹⁹), reparte, em cada período quarto-horário, as diferenças entre a energia participante em mercado (apurada na fronteira entre a rede de transporte e a rede de distribuição) e as energias (medidas nos pontos de entrega e acrescidas de perdas) afetas aos vários comercializadores. A repartição é feita proporcionalmente ao consumo não telecontado das carteiras de comercialização: é, assim, através do fator de adequação que se integram no modelo de apuramento do consumo dessas carteiras as diferenças entre o consumo estimado e perfilado e o consumo real, bem como as diferenças entre os fatores de perdas aplicáveis e as perdas reais (técnicas e comerciais).

O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI) atualmente em vigor estabelece, em regra, a recolha mensal obrigatória do diagrama de carga de cada instalação²⁰ e,

¹⁹ Ponto 65, «Acerto da energia elétrica ativa atribuída a cada comercializador».

²⁰ Art.º 17.º, n.º 1, al. b).

na sequência dessa recolha, a consideração do respetivo consumo quarto-horário na parcela telecontada²¹, para efeitos de apuramento do Consumo Discriminado Agregado Estimado²² e do Consumo Discriminado Agregado Definitivo²³.

À medida que aumenta o universo de instalações de consumo em BTN²⁴ integradas nas redes inteligentes, diminui, na mesma proporção, o conjunto de instalações às quais se aplica o fator de adequação: no final de 2022 mais de metade das instalações de consumo em BTN estava integrada em rede inteligente e, até ao final de 2024, estará a totalidade²⁵.

Deste modo, atento o contexto de diminuição acelerada de instalações não integradas nas redes inteligentes, torna-se necessário perspetivar a alteração da atual metodologia de aplicação do fator de adequação, sob pena de penalização desproporcionada das carteiras de comercialização que apresentem maior preponderância de instalações de clientes não integradas em rede inteligente.

Note-se que, num cenário generalizado de recolha diária de diagramas de carga, o fator de adequação refletirá, fundamentalmente, o efeito da estimativa das perdas, podendo perspetivar-se a adoção de uma chave de repartição aderente, por exemplo, aos perfis de perdas (por nível de tensão).

Assim, estabelece-se no articulado do RRC a obrigação de o operador da RND apresentar à ERSE, no prazo máximo de 90 dias após a entrada em vigor do regulamento, uma proposta de revisão das regras de apuramento e imputação do fator de adequação, como estabelecidas no ponto 65 do GMLDD. A proposta a apresentar pode ser segmentada no tempo, refletindo, por exemplo, um quadro de regras aplicável até à generalização da telecontagem na BTN (i.e., final de 2024) e outro aplicável a partir dessa generalização.

2.8.6 CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O reconhecimento de que as redes inteligentes de distribuição de energia elétrica se constituem já como o novo normal do setor determina a proposta de passagem de algumas normas do RSRI para os restantes

²¹ Art.º 35.º.

²² Corresponde ao consumo estimado de energia ativa da carteira de cada comercializador, discriminado em períodos de 15 minutos.

²³ Corresponde ao consumo definitivo de energia ativa da carteira de cada comercializador, discriminado em períodos de 15 minutos.

²⁴ Nos restantes segmentos (BTE, MT, AT e MAT) o consumo é totalmente telecontado há já vários anos.

²⁵ Nos termos estabelecidos no art.º 282.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

regulamentos sob responsabilidade da ERSE. No geral, está em causa uma opção de reorganização do quadro regulamentar e não o estabelecimento de novas regras.

É neste contexto que se propõe a inclusão no RRC das regras estabelecidas no RSRI relativamente ao apuramento e ao fecho das carteiras de comercialização.

Assim, os princípios previstos no art.º 35.º do RSRI, são estabelecidos no RRC, beneficiando da simplificação decorrente da proposta de recolha diária de diagramas de carga para as instalações integradas em redes inteligentes. Deste modo, prevê-se que o apuramento do Consumo Discriminado Agregado Estimado²⁶ e do Consumo Discriminado Agregado Definitivo considere na parcela telecontada (i.e., no atual quadro regulamentar, não sujeita ao fator de adequação²⁷) o consumo das instalações com recolha diária de diagramas de carga, incluindo as instalações integradas nas redes inteligentes²⁸ e na parcela não telecontada o consumo das restantes instalações²⁹.

Por outro lado, consagra-se igualmente no RRC o prazo de 6 meses já estabelecido na regulamentação³⁰ para apuramento dos dados definitivos das carteiras de comercialização.

2.8.7 PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO

Quando os equipamentos de medição instalados não permitem a desagregação temporal dos registos em linha com o período considerado para apuramento de carteiras de comercialização, aplicam-se perfis.

O art.º 283.º do RRC em vigor, relativo a perfis de consumo, prevê que os operadores das redes (no caso do setor elétrico) e o gestor técnico global do SNG (no caso do setor do gás) enviem à ERSE, para aprovação, propostas de perfis para o ano seguinte, com base em metodologias que devem ser publicadas nas páginas na internet destes agentes.

²⁶ Apurado no dia seguinte ao do consumo, no mês seguinte ao do consumo e no terceiro mês seguinte ao do consumo.

²⁷ Ver ponto específico neste documento relativo ao fator de adequação.

²⁸ À data de hoje todas as instalações em MAT, AT, MT, BTE e cerca de metade das instalações em BTN (incluindo redes inteligentes, autoconsumo e mobilidade elétrica).

²⁹ À data de hoje cerca de metade das instalações em BTN.

³⁰ Art.º 36.º do RSRI, no caso do setor elétrico e ponto 29 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, no caso do setor do gás.

No caso do setor elétrico, para além de perfis de consumo (para a BTN e para a iluminação pública), a ERSE aprova anualmente perfis de produção para as instalações de microprodução, miniprodução ou pequena potência com tecnologia solar fotovoltaica e perfis de autoconsumo.

A ERSE entende desejável a introdução de algumas alterações a este enquadramento regulamentar com vista à sua clarificação, mas também para simplificar o respetivo processo de aprovação.

Assim, propõe-se harmonizar o período de vigência dos perfis, adotando o ano civil como referência (presentemente, os perfis aplicáveis no setor elétrico vigoram entre 1 de janeiro e 31 de dezembro e os do gás entre 1 de julho e 30 de junho).

Por outro lado, prevê-se a possibilidade genérica de publicação de perfis de injeção (e.g., instalações de produção com tecnologia solar fotovoltaica), sob proposta.

Por último, estabelece-se o envio de proposta à ERSE (por parte do operador da RND, no caso do setor elétrico, e do gestor técnico global do SNG, no caso do setor do gás), no prazo de 30 dias³¹ a contar da data de entrada em vigor do RRC, de metodologia para estimação de perfis. Estas propostas serão submetidas a consulta pela ERSE e, uma vez aprovadas, constituir-se-ão como base para apuramento anual dos valores dos perfis. Esse apuramento e respetiva publicação anual dos perfis passa a ser da exclusiva responsabilidade do operador da RND, no caso do setor elétrico e do gestor técnico global do SNG, no caso do setor do gás, sem intervenção direta da ERSE.

2.8.8 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CONSUMO AOS CLIENTES

A proposta apresentada pela ERSE estabelece no RRC um conjunto de princípios aplicáveis à disponibilização de dados de consumo aos clientes, com base, em larga medida, no previsto no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI) em vigor.

Assim, estabelece-se, quer para o setor elétrico, quer para o do gás, que cabe aos operadores das redes a disponibilização de dados aos clientes, devendo fazê-lo gratuitamente, de modo estruturado e de uso

³¹ O prazo proposto justifica-se com base no facto de existirem já metodologias maduras e publicadas, quer para o setor elétrico (https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2021-12/E-REDES_Doc_Metodologico_2022.pdf), quer para o setor do gás (<https://mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/GestaoTecnica/Balanceamento/Paginas/ERP.aspx>), ainda que, em ambos os casos, essas metodologias tenham beneficiado do procedimento de aprovação que agora se propõe instituir.

corrente, através de uma plataforma eletrónica ou em formato eletrónico, permitindo a sua leitura automática e uma vez tratados e corrigidos de eventuais anomalias de medição e leitura.

Por outro lado, estabelecem-se também obrigações aplicáveis aos operadores das redes relativamente ao histórico de consumo que, na óbvia dependência do período de vigência do contrato de fornecimento, deve abranger pelo menos 36 meses no caso de dados agregados e, caso os equipamentos de medição instalados o permitam, 24 meses no caso de dados discriminados.

Importa referir que o cumprimento da tradicional obrigação de disponibilização de dados pelos operadores aos clientes num contexto de recolha de diagramas de carga (ou de dados diários, no caso do gás), torna inevitável a opção pelas plataformas eletrónicas. A redução de custos de comunicação, o acesso fácil e apto a tratamento dos dados pelos clientes e a mera quantidade de dados a disponibilizar, implicam esta opção. A modernização do setor da energia, incluindo a sua digitalização, é um dos pilares da transição energética. A disponibilização generalizada de dados na forma digital e discriminada insere-se nessa lógica.

Adicionalmente, prevê-se a disponibilização dos dados de consumo a terceiros, desde que beneficiando de consentimento prévio por parte dos titulares.

2.8.9 REVISÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental (GMLDD) foi aprovado no início de 2016³².

Neste intervalo de tempo, diversos desenvolvimentos, quer de natureza legislativa e regulamentar, mas também tecnológica, tiveram lugar, com impacto ao nível do GMLDD. Com efeito, das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica ao autoconsumo, do armazenamento à flexibilidade, da proteção de dados pessoais ao novo regime legal de controlo metrológico ou, ainda, da apropriação indevida de energia às redes de distribuição fechadas, são muitos os exemplos desses desenvolvimentos recentes. Acresce que a revisão regulamentar em curso tem, ela própria, incidência relevante nas diversas atividades regulamentadas no GMLDD.

Por outro lado, o GMLDD em vigor aplica-se exclusivamente em Portugal continental, entendendo-se premente a adoção de um edifício regulamentar alinhado com o do próprio RRC, e que, nessa medida,

³² <https://files.dre.pt/2s/2016/02/040000000/0675506839.pdf>

abranja igualmente as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, sem deixar naturalmente de refletir as especificidades destas regiões. Note-se que a atual redação do RRC já prevê essa abrangência do GMLDD às regiões autónomas, concretamente nos termos do art.º 414.º.

As razões elencadas anteriormente concorrem para perspetivar a necessidade de revisão do GMLDD, num contexto particularmente complexo e desafiante, motivo pelo qual importa iniciar esse processo assim que possível.

Para tal, inscreve-se no RRC a obrigação, aplicável a todos os operadores das redes de transporte e de distribuição do setor elétrico (que atuam em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira), de apresentação à ERSE, no prazo máximo de 6 meses após a entrada em vigor do RRC, de propostas de alteração ao GMLDD, com base nas quais, e na sequência de processo de consulta, o GMLDD será revisto.

2.8.10 OUTRAS PROPOSTAS

As atividades de medição, leitura e disponibilização de dados são objeto de outras propostas de alteração, nalguns casos de pormenor e servindo fundamentalmente objetivos de clarificação do quadro de regras aplicável, de que são exemplo:

- A obrigação de telecontagem com periodicidade diária de leitura em todos os níveis de tensão e de fornecimento, sendo, no caso da BTN, circunscrita ao previsto na legislação e na regulamentação (que prevê essa mesma obrigação, por exemplo, para as instalações em BTN integradas em redes inteligentes, em autoconsumo ou em mobilidade elétrica);
- O recurso prioritário ao boletim de ensaios dos transformadores, como estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados³³, para referir as quantidades medidas à tensão de fornecimento (nos casos de medição a tensão diferente da de fornecimento);
- A previsão da função de controlo da potência contratada poder ser assegurada pelo próprio equipamento de medição, como sucede nos equipamentos de medição inteligentes instalados na BTN, em linha com o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados³⁴;

³³ Ponto 40.

³⁴ Ponto 14.2.1.

- A eliminação, sempre que justificado, de disposições relativas à mobilidade elétrica e ao autoconsumo, regimes que beneficiam de um quadro regulamentar próprio;
- O reflexo no articulado da generalização da telecontagem para os circuitos de iluminação pública;
- As obrigações aplicáveis aos operadores das redes de energia elétrica relativamente à verificação e acerto do desvio dos relógios dos equipamentos de medição integrados em sistemas de telecontagem, adotando-se agora no RRC as regras já estabelecidas no RAC³⁵ e no RSRI³⁶ nesta matéria;
- A adaptação do atual art.º 198.º do RRC relativo a equipamentos de medição com características especiais, que prevê o registo autonomizado, por parte do ORD, de equipamentos de medição instalados na BTN com funcionalidades de comunicação remota e maior desagregação temporal dos registos. Por um lado, à data de hoje, os equipamentos de medição com essas características correspondem já à maioria dos instalados não se justificando a sua designação como especiais, por outro lado, recentra-se este artigo no registo das instalações em BT integradas em redes inteligentes, registo este que, nos termos do RSRI, é indispensável para efeitos de consideração de dada instalação como estando integrada em rede inteligente. Note-se que este registo permite, por exemplo, quer ao operador, quer ao comercializador, reconhecer as instalações às quais se aplicam os serviços remotos.

2.9 LIGAÇÕES À REDE

2.9.1 REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

Nos termos do artigo 2.º, al. yy) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador da rede de distribuição fechada é uma pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada. O ponto de interligação é, nos termos da lei, o ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve uma instalação de utilização ou outra rede.

³⁵ Artigo 27.º do RAC em vigor.

³⁶ Artigo 37.º do RSRI em vigor.

Nos termos do n.º 1 do Artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, são deveres gerais do operador da RDF os estabelecidos no artigo 113.º para o operador da rede de distribuição da RESP. Nos termos diploma, cabe aos operadores, entre outras funções, assegurar a construção, a exploração e manutenção das redes que exploram, bem como das respetivas interligações com outras redes, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço. O princípio de racionalidade e eficiência dos recursos, aplicável ao exercício das atividades do SEN³⁷, alicerça a obrigação de garantir as interligações nas melhores condições técnicas e económicas.

No que respeita às condições comerciais de ligação às redes é adotado o princípio do utilizador pagador, em concordância com as responsabilidades atribuídas pela lei ao operador da rede de distribuição fechada. Ou seja, considerando que o operador da RDF é o responsável pela a construção, a exploração e manutenção da sua rede, bem como das respetivas interligações com outras redes, designadamente com a RESP³⁸, e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada, cabe-lhe igualmente assegurar o pagamento e a construção da rede, em condições equivalentes às previstas para a ligação de instalações de consumo.

As demais condições comerciais associadas à construção da ligação, designadamente as condições de construção, os prazos associados a uma ligação à rede ou aumento de potência requisitada de ligações na interligação das redes de distribuição fechadas e as redes de transporte ou de distribuição em Alta, Média ou Baixa Tensão são deixadas ao acordo entre partes interessadas, considerando que todos os envolvidos são detentores de conhecimento técnico e operacional suficiente e equivalente.

16. Face ao exposto, a ERSE propõe a previsão no RRC da obrigação dos operadores das redes de transporte e de distribuição em AT, MT e BT que integram a RESP assegurarem a interligação das suas redes às redes de distribuição fechadas (RDF), quando solicitado. No que respeita às condições comerciais da ligação à rede, propõe-se que os encargos sejam equivalentes aos aplicáveis nas ligações de consumo, cabendo aos operadores acordar sobre as condições e prazos de construção dos elementos de ligação.

³⁷ Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

³⁸ Nos termos do artigo 121.º e artigo 113.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Estas alterações estão consagradas na criação de uma nova Divisão (V), integrada no Capítulo III, relativo ao «Ligações às redes e medição», secção das «Ligações às redes», subsecção «Ligações de instalações no sector da energia elétrica», correspondente aos artigos n.º 142.º a 144.º (nova numeração) do Regulamento das Relações Comerciais, prevendo a obrigação de proporcionar a interligação da RESP com as redes de distribuição fechada e a determinação das responsabilidades de construção e pagamento dos encargos dessa interligação.

2.9.2 INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o armazenamento de energia define-se pela transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, designadamente química, potencial ou cinética ³⁹. Por sua vez, entende-se por «instalação de armazenamento» a instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC, excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização ⁴⁰.

Decorre igualmente do diploma legal, que as atividades de armazenamento, a par das atividades de produção, de comercialização e de agregação de eletricidade, são exercidas em regime de livre acesso, pelo que, as entidades titulares de licença de produção de armazenamento têm o direito de vender e comprar energia elétrica, até ao limite da capacidade de injeção definida na licença de produção, e a obrigação, entre outras, de cumprir todas as disposições legais e regulamentares em vigor, designadamente as constantes dos regulamentos aprovados pela ERSE ⁴¹.

Na redação atual do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) a atividade de armazenamento não está prevista. Assim, é necessário introduzir esta atividade no seu âmbito de aplicação, bem como prever as condições comerciais de ligação às redes. A ligação à rede é constituída pelos elementos da rede que permitem que uma determinada instalação [incluindo de armazenamento] se ligue fisicamente às infraestruturas de transporte ou distribuição de eletricidade da RESP.

³⁹ Artigo 3.º, al. d) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

⁴⁰ Mesmo artigo 3.º, al. qq).

⁴¹ Artigo 31.º.

No que respeita aos encargos com os investimentos prevê o diploma legal que o custo e a construção da ligação desde ponto de receção para ligação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento até ao ponto de interligação são da responsabilidade do titular da licença de produção ⁴². A ligação destas instalações à RESP é feita a expensas do titular do procedimento de controlo prévio quando para seu uso exclusivo, e, no caso de ramais originariamente de uso partilhado por mais de um interessado, os encargos com a construção dos troços de linha comuns são repartidos nos termos a definir pela ERSE, no RRC ⁴³. O RRC prevê que os encargos são repartidos de forma diretamente proporcional à potência instalada de cada instalação de produção ⁴⁴.

No caso de utilização superveniente de um ramal por um novo interessado, dentro do período de cinco anos após a sua entrada em exploração, os interessados que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por aquele, nos termos a definir no Regulamento das Relações Comerciais. Neste caso, o RRC prevê que os encargos com a sua construção são ressarcidos pelos interessados, através do operador de rede, de forma diretamente proporcional à potência instalada da nova instalação de produção, com uma taxa de depreciação anual de 10% ⁴⁵.

Do exposto, concluiu-se que o enquadramento legal, no que respeita à ligação à rede, de instalações de armazenamento é em tudo idêntico ao estabelecido para a ligação de centros electroprodutores e de UPAC pelo que as regras já estabelecidas no RRC, para as instalações de produção, são adequadas propondo-se assim a sua aplicação às instalações de armazenamento.

17. Face ao exposto, a ERSE propõe a extensão do regime regulamentar relativo às condições comerciais de ligação às redes de instalações de produção, às instalações de armazenamento.

A alteração está prevista nos artigos 145.º a 152.º, 424.º, 436.º do Regulamento das Relações Comerciais, incluindo, no âmbito da sua aplicação, as instalações de armazenamento.

⁴² Artigo 53.º.

⁴³ Artigo 54.º.

⁴⁴ Artigo 160.º, n.º 6 do RRC.

⁴⁵ Artigo 160.º, n.º 7 e 9 do RRC.

2.9.3 UPAC

Conforme consta no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, art.º 88.º, n.º 2, alíneas b) e c) são deveres do autoconsumidor suportar o custo das alterações da ligação da instalação de utilização (IU) à RESP e suportar, quando existam, os encargos de ligação à RESP de UPAC.

Considera-se que nos casos de instalação de UPAC dentro de uma IU, em que não há lugar a uma alteração da potência da ligação à rede, o operador de rede não deverá cobrar quaisquer encargos com a ligação, incluindo estudos.

Nos casos de instalação de UPAC dentro de uma IU, em que há necessidade de aumentar a potência de ligação à rede (admitindo que esse dimensionamento é licenciável pelo critério de adequação ao consumo), o operador de rede deverá cobrar encargos com a ligação (de produção) no que respeita ao acréscimo de potência.

Nos casos de instalação de UPAC diretamente ligada à RESP, o operador de rede deverá cobrar encargos com a ligação relativos à produção.

Nos casos de ligação de uma instalação de armazenamento, deve ser tratada de modo análogo à UPAC.

18. Face ao exposto, a ERSE propõe a explicitação dos encargos de ligações à rede a pagar pelo autoconsumidor.

A alteração está prevista no artigo 97.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.9.4 ACESSO À REDE COM RESTRIÇÕES

O Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece, no seu artigo 51.º que «o acesso à RESP pode ser conferido com restrições, nos termos a regulamentar pela ERSE» e define capacidade com restrições como sendo «o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN».

O referido diploma refere a possibilidade de acesso à rede com restrições no caso da ligação de instalações de produção ou de armazenamento, não referindo essa possibilidade para as instalações de consumo.

A ligação com restrições de instalações de produção oferece potenciais benefícios face a uma ligação firme em termos de maior rapidez no processo de ligação e menos encargos ao não ter que se reforçar a rede de montante. Este tipo de ligação só poderá ocorrer por proposta do operador de rede uma vez identificada uma restrição na capacidade da rede e constitui um direito do produtor a sua aceitação.⁴⁶

Entende-se que a referida ligação com restrições pode assumir uma natureza de longo prazo procurando maximizar a utilização da rede e, conseqüentemente, diferir ou mesmo dispensar investimento futuro na rede.

Propõe-se que esta ligação não firme, ao não exigir um reforço da capacidade da rede, deverá ficar isenta do pagamento do encargo relativo à comparticipação nas redes.

A experiência internacional é ainda incipiente. De acordo com o *ACER Draft Report on electricity transmission and distribution tariff methodologies in Europe – January 2023*, apenas 4 países da UE reportam ter regras específicas para os encargos com as ligações flexíveis, sendo que em dois deles são aplicados descontos nos encargos de ligação, em um deles é aplicado um desconto na tarifa de uso das redes e no outro o encargo é acordado entre o operador de rede e o requisitante.

Posteriormente, quando a rede passar a ter condições para acesso firme perspetivam-se duas situações:

- O produtor tem o direito de manter as suas condições de acesso à capacidade. Se a rede for desenvolvida por iniciativa do operador, a nova capacidade pode ser atribuída a novos produtores se o primeiro optar por manter as suas restrições.
- O produtor passa ter um acesso firme pagando o encargo de comparticipação nas redes de que esteve isento no momento inicial.

Quanto ao consumo considera-se que se deve adotar uma postura prudente não avançando com propostas concretas, prevendo-se que os operadores de rede proponham a criação de projetos piloto para estudo e avaliação.

19. Face ao exposto, a ERSE propõe a isenção da obrigação do pagamento de encargos de comparticipações nas redes, nos casos de ligação à RESP com restrições, de instalações produtoras.

⁴⁶ O contexto e racional para a atribuição de capacidade não firme está descrito em detalhe na proposta de alteração do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI).

A proposta tem impacto nos artigos 151.º e 387.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.9.5 PRODUTORES DE GÁS

No que respeita à ligação à rede de produtores de gás, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece no seu artigo 72.º a obrigação do pagamento pelo produtor dos encargos com a ligação à rede (incluindo as infraestruturas associadas à ligação e injeção), bem como o direito de ser ressarcido desses encargos, no caso de o ramal passar a ser utilizado por um novo produtor, nos termos a definir pela ERSE. O diploma dispõe ainda que o operador de rede pode propor o sobredimensionamento do ramal de ligação e demais infraestruturas de ligação, com o objetivo de obter solução globalmente mais económica para o conjunto das utilizações possíveis do ramal, participando nos respetivos encargos de constituição, nos termos a estabelecer pela ERSE.

A previsão legal densifica o regime existente aplicável às ligações às redes de produtores, adaptando-o às necessidades atuais, ou seja, à necessidade de prever a possibilidade de diversificação das fontes de produção de gás a injetar nas redes. Desde 2010⁴⁷ que, nos termos do RRC, as condições comerciais de ligação à rede dos produtores são estabelecidas por acordo entre o requisitante e o operador da rede. A solução regulamentar refletia as condições de utilização da rede por parte dos produtores, que se revestia de uma natureza excecional. Atualmente, face à existência das novas tecnologias e às exigências de descarbonização do setor, as redes de gás devem estar preparadas para a inclusão de múltiplas instalações de produção, exigindo-se assim a padronização das condições de ligação a nível dos encargos.

O regime legal previsto para as ligações de produtores de gás está muito próximo do regime consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, para o setor elétrico. Neste contexto, também a proposta de regulamentação está equivalente ao regime existente no setor elétrico, adotando-se os mesmos critérios relativos ao prazo de ressarcimento dos encargos (cinco anos) e à repartição dos encargos entre requisitantes e operador da rede, em caso de sobredimensionamento.

Assim, a ERSE propõe a alteração das condições comerciais previstas no RRC para as instalações de produção de gás de forma harmonizada com da lei de bases do gás, nomeadamente quanto ao ressarcimento de um produtor que suportou inicialmente os encargos de construção dos elementos de ligação, até ao prazo de 5 anos, no caso das infraestruturas de ligação ser utilizados por outro produtor,

⁴⁷ [Consulta pública n.º 30](#).

harmonizando desta forma o tratamento dado às ligações de produtores dos setores do gás e da eletricidade. Adicionalmente, prevê-se que o operador da rede possa propor o sobredimensionamento da rede, nos casos em que seja mais benéfico para o sistema, prevendo-se as condições de comparticipação nos respetivos encargos.

20. Face ao exposto, a ERSE propõe a fixação das condições de pagamento e repartição de encargos aplicáveis nas ligações às redes de produtores de gás.

A proposta altera a redação do artigo 180.º e a elimina o artigo 292.º (numeração do Regulamento vigente) do Regulamento das Relações Comerciais.

2.9.6 ENCARGO DE COMPARTICIPAÇÃO NAS REDES

Estipula o RRC (atual art.161.º - Encargos relativos a comparticipações de ligação à rede de instalação produtoras) que a requisição de uma nova ligação ou de um aumento de potência de ligação exige o pagamento de encargos relativos a comparticipações nas redes.

A redação vigente adota o conceito de comparticipação nas redes na sequência da alteração regulamentar realizada em 2012, através da Consulta Pública n.º 41⁴⁸, na qual comparativamente com o regime vigente à data, se realizou uma alteração na nomenclatura (anterior reforço de redes) e na metodologia utilizada para cálculo destes encargos em BT.

Da aplicação prática das regras em vigor, a ERSE foi solicitada a pronunciar-se sobre os encargos devidos na sequência de pedidos de alteração da localização de ponto de receção na RESP existente, com o mesmo valor de potência requisitada. A regulamentação em vigor prevê a aplicação de encargos de comparticipação em caso de uma nova ligação e em caso de aumento de potência requisitada. No caso de haver alterações relevantes no ponto de receção destas instalações à RESP sem aumento da potência requisitada, a regulamentação não prevê uma solução.

Da análise da situação resultou que quando o pedido de alteração do ponto de receção por parte do produtor ou instalação de armazenamento tenha um impacto relevante sobre a rede de distribuição obrigando a um reforço da rede de montante, a alteração é equiparável ao que teria a ligação de um novo

⁴⁸ Acessível em https://www.erse.pt/media/mbvcikyku/rrc-2012_-doc-justificativo.pdf.

centro electroprodutor. A título de exemplo, considera-se uma alteração relevante a mudança de linha, de subestação e/ou da linha a montante. Sendo certo que a alteração não tem impacto no nível da potência de ligação no sistema, ao nível dos custos a alteração obriga à realização de investimentos que se não forem imputados ao requisitante serão socializados por todos os consumidores.

Assim, visando dotar o Regulamento de soluções genéricas e não discriminatórias, propõe-se a alteração regulamentar no sentido de equipar os pedidos de alteração do ponto de receção de instalações de produção e de instalação de armazenamento autónomo, à RESP, com impactes nesta, a pedidos de nova ligação ou de aumentos de potência requisitada, quanto à aplicabilidade de encargos com comparticipação nas redes.

21. Face ao exposto, a ERSE propõe que às alterações do ponto de receção de instalações de produção e de instalação de armazenamento autónomo, à RESP, a pedido dos interessados e com impactes na RESP, são aplicáveis os encargos relativos a comparticipação nas redes.

A proposta está prevista no artigo 149.º (novo artigo) e implica a alteração do artigo 151.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.9.7 INFORMAÇÃO A PRESTAR PELO ORD

O atual artigo 277.º refere que os operadores de rede devem remeter à ERSE, anualmente, um exemplar de cada um dos folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes. No entanto, o Regulamento da Qualidade de Serviço no seu artigo 45.º relativo ao dever de informação dos operadores de redes de distribuição já refere que os referidos operadores têm a obrigação de prestar informação atualizada sobre vários temas, incluindo o tema das ligações às redes. Mais refere o RQS, no mesmo artigo, que a informação deve estar disponível nas páginas de internet dos operadores, devendo ser disponibilizada gratuitamente por escrito quando solicitado.

Considera-se que não é necessária a existência de um folheto, sendo bastante e suficiente que haja informação online atualizada e que a mesma seja disponibilizada a quem o requeira.

22. Face ao exposto, a ERSE propõe eliminar a obrigatoriedade de o ORD enviar à ERSE folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes.

Prevê-se assim a eliminação do atual artigo 275.º (numeração vigente) do Regulamento das Relações Comerciais.

2.10 OBRIGAÇÃO DE DISPONIBILIZAÇÃO DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA EM BT

A existência de relações contratuais equilibradas e justas depende da existência de informação sobre os direitos e as obrigações das partes que seja, acessível, transparente e não discriminatória. No que respeita aos consumidores⁴⁹ em particular, a lei consagra obrigações de informação bem detalhadas, que impendem sobre os prestadores de serviços (ou fornecedores de bens), visando assegurar um conhecimento claro, objetivo e adequado das principais características dos bens/serviços, a informação sobre os preços ou as suas fórmulas de cálculo, entre outros elementos.

A obrigação de envio, à ERSE, dos preços de referência relativos aos fornecimentos em BT de todos os comercializadores⁵⁰, é instrumental do direito fundamental dos consumidores à informação. Acresce que esta informação é também essencial para que os consumidores possam participar de forma ativa no mercado de eletricidade, designadamente, através da liberdade de escolha sobre as melhores opções de fornecimento.

No âmbito das suas atribuições, a ERSE mantém em funcionamento uma ferramenta gratuita de comparação das ofertas dos comercializadores que cobre todo o mercado liberalizado em território nacional continental, visando assegurar o direito de os consumidores serem informados, de forma transparente e não discriminatória, sobre preços e tarifas aplicáveis e condições normais de acesso e utilização dos serviços de eletricidade⁵¹.

A redação atual do RRC⁵² prevê o envio dos preços de referência de ofertas comerciais para clientes fornecidos em baixa tensão normal (ou seja, para fornecimentos até ao escalão de potência contratada de 41,4 kVA). O conteúdo da obrigação regulamentar está de acordo com a prática comercial vigente. Acresce que é neste segmento que se verifica a existência de contratos de adesão [ou padronizados], compatíveis com a prática da divulgação de preços de referência ou ofertas padronizadas. Para fornecimentos em baixa

⁴⁹ Na aceção da Lei de Defesa dos Consumidores, aprovada pela Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente.

⁵⁰ Artigo 182.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

⁵¹ Artigo 184.º.

⁵² Artigo 279.º do RRC.

tensão com potência superior a 41,4 kW, que correspondem a contratos em BTE, a existência de preços de referência é menos aderente à realidade contratual, considerando que os preços são, na maioria das vezes, negociados entre as partes, dado estarmos na presença de entidades de natureza empresarial (comércio, serviços e indústria).

Não obstante, importa assegurar a harmonização de regimes. De salientar, que esta situação não obsta à personalização das ofertas comerciais. O envio desta informação, se existente, permite o cumprimento das obrigações de informação previstas na lei, e será um elemento valioso na avaliação das condições comerciais, oferecidas pelo mercado neste segmento de mercado.

A operacionalização do envio da informação relativa aos preços de referência das ofertas comerciais, bem como aos preços médios faturados, obedecerá às regras de regulamentação previstas pela ERSE a este respeito.

23. Face ao exposto, a ERSE propõe a harmonização da redação do RRC com o normativo legal, incluindo na obrigação de envio pelos comercializadores, os preços de referência e as ofertas comerciais destinadas aos clientes em baixa tensão e não apenas em baixa tensão normal.

A proposta altera a redação do artigo 377.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.11 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

2.11.1 ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE

Conforme previsto no RRC, alguns preços regulados são determinados com base em proposta enviada pelas empresas reguladas, nomeadamente preços de leitura extraordinária, quantia mínima a pagar em caso de mora e preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Dada a densificação da informação existente, e no respeito do princípio da eficiência, é necessário adotar procedimentos mais eficazes que assegurem maior rapidez de processamento, mantendo a qualidade e a integridade da informação. Neste contexto, a informação a prestar pelas empresas no que respeita aos preços regulados, deverá ser enviada em formato eletrónico, adotando como regra a folha de cálculo, visando eliminar potenciais erros de digitação e de arredondamentos e permitindo a sua leitura automática.

A ERSE propõe ainda que a proposta de preços regulados para cada ano, passe e incluir informação histórica real do ano anterior quanto a receitas e número de serviços regulados prestados.

Refira-se que os preços dos serviços regulados constam também do Regulamento das Redes Inteligentes e do Regulamento do Autoconsumo, que são alvo da mesma proposta.

No caso da eletricidade, as propostas de preços regulados das empresas devem ser enviadas à ERSE até 15 de setembro de cada ano, um mês antes da data limite da elaboração pela ERSE da proposta de tarifas e preços da eletricidade.

No caso do gás, atualmente as propostas de preços regulados das empresas devem ser enviadas à ERSE até 15 de março de cada ano, 15 dias antes da data limite da elaboração pela ERSE da proposta de tarifas e preços. De recordar que a data de 15 de março estava coerente com o calendário de aprovação tarifária, prévio ao ano gás 2019-2020. Desde essa data, que a proposta tarifária de gás é apresentada pela ERSE, ao respetivo Conselho Tarifário, até ao final de março, visando assegurar a divulgação da decisão tarifária em julho de cada ano, para efeitos do cumprimento da regulamentação europeia relativa ao leilão anual de atribuição de capacidade. Face ao exposto, visando a reposição do período adequado à análise da informação recebida (na prática, o prazo de 15 dias é insuficiente em caso de necessidade de pedidos de esclarecimento), propõe-se que, no caso do gás, as empresas enviem à ERSE a sua proposta de preços regulados até 28 de fevereiro de cada ano.

24. Face ao exposto, a ERSE propõe a alteração das condições de prestação de informação pelas empresas reguladas à ERSE, no que respeita ao conteúdo e prazos de envio.

A proposta altera a redação dos artigos 382.º, 384.º, 385.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.11.2 ENCARGOS COM O SERVIÇO DE ATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES EVENTUAIS

Na redação vigente, o RRC prevê que o preço de ativação das instalações eventuais é atualizado de acordo com a previsão do deflator do consumo privado. Este serviço regulado é o único que, obrigando a deslocação ao local, não segue o racional de aderência ao custo dos Prestadores de Serviços Externos resultantes de concursos de empreitada contínua. Face à natureza do serviço, e de forma análoga aos demais, a ERSE propõe a alteração da metodologia de atualização do preço deste serviço, de carácter automático por referência a um indexante, para uma proposta do operador da rede procurando assim que

o preço reflita de modo eficiente os custos inerentes. Adicionalmente, a alteração promove uma coerência na aplicação de drivers de evolução de preços considerando a natureza presencial/remota da prestação dos serviços.

25. Face ao exposto, a ERSE propõe que o valor dos encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais seja atualizado com base em proposta apresentada pelos operadores das redes.

A alteração está prevista no artigo 133.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.11.3 ENCARGO RELATIVO A ESTUDO SOBRE A CAPACIDADE DE RECEÇÃO E CONDIÇÕES TÉCNICAS DE LIGAÇÃO À REDE

O RRC em vigor, estabelece no artigo 159.º que os operadores de redes devem disponibilizar aos requisitantes das ligações às redes um estudo de viabilidade técnica sobre a capacidade das redes para receção da energia produzida pelas instalações a ligar e para definição das condições técnicas de ligação a que as instalações de produção devem obedecer.

No entanto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no seu artigo n. 54.º, apenas refere a possibilidade de os interessados que pretendam injetar eletricidade de fontes de energia renováveis na rede solicitarem ao operador da rede a que se pretendem ligar uma estimativa, que deve ser fornecida no prazo de 30 dias, do valor dos custos dos elementos de ligação à rede mediante o pagamento do serviço através de um preço regulado estabelecido ERSE.

Assim, o atual diploma habilitante não prevê a realização de um estudo, mas sim a realização de uma estimativa de custos para os elementos de ligação. Entende-se que este serviço é um serviço distinto de um pedido de orçamento, já previsto em termos regulamentares. De facto, trata-se de um serviço novo e prévio a um pedido de orçamento, que reveste a natureza de uma estimativa e aplicável apenas aos interessados em injetar eletricidade de fontes de energia renováveis, na RESP.

26. Face ao exposto, a ERSE propõe que os operadores de redes devem disponibilizar aos interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis, estimativa do valor dos custos de ligação à rede, aplicando-se o encargo definido pela ERSE.

A alteração está prevista no artigo 148.º do Regulamento das Relações Comerciais.

2.12 OUTRAS PROPOSTAS E ADAPTAÇÕES

2.12.1 GRAVAÇÃO INTEGRAL DE CHAMADAS TELEFÓNICAS PELOS OPERADORES DE REDES

O artigo 10.º do atual RRC estabelece a obrigação de os operadores das redes gravarem integralmente todas as chamadas telefónicas realizadas com os clientes, em matérias da responsabilidade daqueles operadores, independentemente da iniciativa da chamada ser do operador ou do próprio cliente.

Verificou-se, entretanto, que os operadores das redes de distribuição efetuam com alguma frequência chamadas de cortesia ou de carácter meramente operacional com os clientes, no âmbito do tratamento de reclamações e de intervenções diversas nos locais de consumo, cuja gravação tem sido limitada por razões tecnológicas dos próprios equipamentos de telecomunicação. A necessidade de gravação de todas as chamadas telefónicas fará com que, sem prejuízo dos contactos obrigatórios, venham a ser reduzidos ou mesmo eliminados contactos adicionais que atualmente favorecem um melhor relacionamento comercial com os clientes.

Neste sentido, propõe-se uma ligeira alteração ao disposto no artigo 10.º do RRC, excecionando a regra da obrigação de gravação de chamadas telefónicas pelos operadores das redes quando estejam em causa apenas contactos de mera cortesia ou de carácter meramente operacional com o cliente, permitindo um relacionamento de maior proximidade.

27. A proposta de revisão regulamentar vem excecionar a regra da obrigação de gravação de chamadas telefónicas pelos operadores das redes quando estejam em causa apenas contactos de mera cortesia ou de carácter meramente operacional com o cliente, permitindo um relacionamento de maior proximidade.

Estas alterações estão consagradas no artigo 10.º (Secção I, relativa às disposições gerais da proposta de revisão do RRC do atualmente proposto Capítulo II – Relacionamento comercial com os clientes).

2.12.2 CLARIFICAÇÃO DO REGIME DA CAUÇÃO

O regime da caução encontra-se previsto nos artigos 23.º a 27.º do atual RRC. Também o Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, na sua redação atual, estabelece regime similar para todos os fornecimentos considerados como serviços públicos essenciais, nos termos previstos na Lei n.º 23/96, de

26 de julho, versão vigente, desde que se tratem de consumidores, definidos enquanto tal na chamada lei de defesa do consumidor (Lei n.º 24/96, de 31 de julho).

Por sua vez, no que respeita ao setor elétrico, o RRC sempre equiparou os demais clientes em BTN aos consumidores (clientes que destinam o consumo de energia a uso não profissional).

As regras constantes do atual RRC têm motivado a apresentação à ERSE de algumas dúvidas por parte dos clientes e outros interessados, principalmente de eletricidade, suscitando-se a necessidade de clarificação do regime previsto.

Deste modo, propõe-se a introdução de alterações na redação do articulado deste regulamento, evidenciando a aplicação das regras vigentes, especificamente à prestação de caução por parte dos consumidores e clientes em BTN, quando exigível, designadamente sobre os meios de prestação da caução, o cálculo do seu valor, utilização e restituição.

28. A proposta de revisão regulamentar visa a aplicação das regras legais vigentes à prestação de caução por parte dos consumidores e clientes em BTN (quando exigível) designadamente no que diz respeito aos meios de prestação da caução, ao cálculo do seu valor, utilização e restituição. Estas alterações estão consagradas nos artigos 23.º a 27.º (Secção IV, relativa prestação da caução da proposta de revisão do RRC do atualmente proposto Capítulo II – Relacionamento comercial com os clientes).

2.12.3 TIPOLOGIA DE PRODUTORES

Na vigência da legislação anterior ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a legislação diferenciava produção em regime ordinário (PRO) da produção em regime especial (PRE). Ao abrigo da legislação atual tal distinção foi abandonada e o regime da produção é basicamente destrinçado entre a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e a produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renováveis. Tal não prejudica, porém, uma outra diferenciação que no passado esteve intrinsecamente relacionada com o estabelecimento de regimes de remuneração de mercado ou regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio.

A ERSE procedeu a um levantamento das normas regulamentares do setor elétrico que remetiam para o regime de produção ser PRO ou PRE e, em função da natureza e funcionalidade normativa, substituiu tais

referências tipológicas da produção pelas mais adequadas à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Por conseguinte, na regulamentação agora reformulada pela ERSE, as expressões PRO e PRE foram substituídas por regimes de remuneração de mercado ou regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio, por produção de origem renovável ou não renovável, ou ainda, simplesmente, por referências à produção (sem que não se justificasse outra qualificação).

29. Para adaptação ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as expressões PRO e PRE foram substituídas por regimes de remuneração de mercado ou regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio, por produção de origem renovável ou não renovável, ou ainda, simplesmente, por referências à produção (sem que não se justificasse outra qualificação).

Estas alterações estão consagradas ao longo do Regulamento.

2.12.4 APLICAÇÃO TERRITORIAL ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira gozam de autonomia político-administrativa (artigos 225.º e 226.º da Constituição da República Portuguesa (CRP)), o que implica que as matérias legisladas pela Assembleia da República ou pelo Governo tenham, não raras vezes, de ser adaptadas às Regiões por parte dos órgãos competentes. A autonomia legislativa das Regiões, como regra geral, incide sobre as matérias do seu Estatuto que não estejam reservadas a outros órgãos de soberania (artigos 227.º, n.º 1, al. a) e 228.º da CRP), competindo desenvolver para o âmbito regional os princípios ou as bases gerais dos regimes jurídicos contidos em lei que a eles se circunscrevam (227.º, n.º 1, al. c) da CRP).

Por outro lado, tenhamos presente que o *“poder legislativo regional não envolve nenhuma **reserva de competência legislativa regional** em sentido próprio, não existindo nenhuma área (salvo quanto à aprovação do próprio regimento (...)) em que só aos órgãos regionais seja permitido legislar (com a possível exceção da organização da administração directa e indirecta regional)”* (destaque no original) – cf. Cf. Canotilho, J. J. Gomes; Moreira, Vital, Constituição da República Portuguesa Anotada, Vol. II, Coimbra, Editora, Coimbra, 2014, p. 669.

Neste quadro, a CRP (e o Estatuto Político-Administrativo) prevê que, na falta de disposições regionais aplicam-se as nacionais. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina que os Açores e a Madeira criem legislação atendendo às especificações regionais. No caso da Região Autónoma da Madeira, salienta-

se que o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, reconhece a generalidade dos regulamentos da ERSE.

Assim, em conformidade, foi incluído no RRC e nos demais regulamentos, ainda que com especificidades, que são particularmente acentuadas no Regulamento Tarifário (atenta a dimensão das atividades sujeitas à regulação e o mecanismo de convergência tarifária), que “O presente Regulamento aplica-se a Portugal continental e, sem prejuízo de norma regional especial, às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”.

O exposto em nada prejudica a extensão das competências de nível estadual da ERSE às regiões autónomas, em particular no que respeita ao âmbito da convergência tarifária, incluindo na monitorização de planos de investimento e aceitação dos custos que sejam fundamentadamente considerados eficientes, atendendo ao contexto insular.

Por fim, e no que respeita à adequação de conceitos, as referências às entidades concessionárias das regiões autónomas foram revistas em consonância com a legislação regional e as atividades desenvolvidas.

30. No que respeita à aplicação às Regiões Autónomas, a ERSE teve em devida conta a sua autonomia legislativa. Assim, na falta de disposições regionais aplicam-se as nacionais, incluindo a regulamentação de nível estadual aprovada pela ERSE.

Esta alteração está consagrada, dentro do RRC, no artigo 1.º, n.º 3.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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

