



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

REVISÃO DO
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS
EM 2005

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Abril 2005

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	BREVE ENQUADRAMENTO.....	1
2	NOVA ESTRUTURA DO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS.....	3
3	SUJEITOS INTERVENIENTES NO RELACIONAMENTO COMERCIAL	5
4	AGENTE COMERCIAL	7
5	OPERADORES DAS REDES	9
5.1	Operador da rede de transporte	9
5.1.1	Transporte de Energia Eléctrica.....	9
5.1.2	Gestão Global do Sistema	10
5.2	Operador da rede de distribuição	10
5.2.1	Actividades do operador da rede de distribuição.....	10
5.2.2	Independência no exercício das actividades	11
5.2.3	Pequenos Distribuidores Vinculados em BT.....	11
5.2.4	Interrupções de fornecimento.....	11
6	LIGAÇÕES ÀS REDES.....	13
6.1	Justificação das alterações propostas	14
6.1.1	Ligação entre redes e ligação de produtores.....	14
6.1.2	Ligação de instalações de clientes	14
6.1.2.1	Contrato de concessão em BT	14
6.1.2.2	Definição de rede e ponto de ligação	15
6.1.2.3	Elementos de ligação.....	15
6.1.2.4	Encargos com a ligação à rede	16
6.1.3	Informação.....	17
7	MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	19
7.1	Justificação das alterações efectuadas.....	19
7.1.1	Alteração da responsabilidade pelos custos com a infra-estrutura de telecomunicação da telecontagem.....	19
7.1.2	Estimativas de consumo	20
7.1.3	Leitura extraordinária dos equipamentos de medição	20
7.1.4	Estabelecimento de regras relativas à medição por acordo entre os operadores da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	21
7.1.5	Responsabilização dos operadores das redes de distribuição pela instalação, manutenção e leitura dos equipamentos de medição de clientes	21
7.1.6	Adopção de um Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados	21

7.1.7	Medição de energia eléctrica a tensão diferente da tensão de fornecimento	22
8	FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA.....	25
9	ESCOLHA DE FORNECEDOR.....	27
9.1	Escolha do fornecedor e estatuto de agente de ofertas.....	27
9.2	Número de mudanças de fornecedor	28
9.3	Existência de dívidas.....	29
10	COMERCIALIZAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO REGULADA	31
11	AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PELOS COMERCIALIZADORES REGULADOS	35
12	MERCADOS ORGANIZADOS.....	37
13	CONTRATAÇÃO BILATERAL	39
14	REGIÕES AUTÓNOMAS.....	41
	ANEXO – ESTUDOS SOBRE LIGAÇÕES ÀS REDES	43

1 BREVE ENQUADRAMENTO

As alterações legislativas protagonizadas, por um lado, pelos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto, prevendo a actuação de novos agentes no âmbito do sector eléctrico, designadamente ao nível da comercialização de energia eléctrica e, por outro lado, pelos Decretos-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro e n.º 192/2004, de 17 de Agosto, determinando, respectivamente, a extensão da elegibilidade aos clientes em BTE e em BTN, em Portugal continental, apontam para a necessidade de reorganizar o relacionamento comercial entre os diversos sujeitos intervenientes no sector, perspectivando a existência de mercados organizados. Por sua vez, a Directiva comunitária n.º 2003/54/CE, de 26 de Junho, embora não tenha ainda sido objecto de transposição para o ordenamento jurídico português, também dita algumas orientações de evolução do sector eléctrico que devem ser tidas em conta. Exemplo claro desta situação pode ser encontrado na Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que veio regulamentar o Decreto-Lei n.º 184/2003 e que no seu anexo reproduz quase integralmente o Anexo A da referida Directiva, referente a medidas de protecção dos consumidores.

Sem prejuízo das alterações regulamentares decorrentes dos diplomas identificados no parágrafo anterior, já concretizadas, designadamente através do Despacho da ERSE n.º 2030-A/2005, de 27 de Janeiro, que veio estabelecer as regras aplicáveis à abertura de mercado aos clientes em BTN, é proposta uma nova regulamentação que pretende definir um novo quadro de relacionamento comercial no sector e que passa, desde logo, por uma estrutura organizativa diferente da consagrada no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) actual, bem como pela introdução de novos sujeitos intervenientes no sector, respectivas actividades e formas de relacionamento entre eles.

Nos capítulos seguintes deste documento são apresentadas com maior detalhe algumas das alterações propostas e respectiva justificação.

2 NOVA ESTRUTURA DO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

O actual RRC apresenta-se sob uma organização baseada nos diversos relacionamentos comerciais entre os sujeitos que intervêm no sector eléctrico. A nova estrutura que se propõe apresenta uma perspectiva mais horizontal, organizando o regulamento por actividades desenvolvidas, no âmbito das quais são identificadas as relações comerciais e contratuais que lhes estão associadas e as respectivas entidades envolvidas. O principal objectivo desta alteração consiste em tornar o RRC num instrumento regulamentar mais acessível a todos os interessados, agentes e consumidores, procurando assim dar resposta a algumas preocupações manifestadas relativamente a determinadas matérias, muitas das quais de natureza complexa. Este esforço de simplificação reflecte-se no próprio conteúdo do RRC, habitualmente mais extenso pelo número de matérias que integra, e que numa organização vertical por tipo de relacionamento obrigava a repetir disposições idênticas aplicáveis em cada um desses relacionamentos. A liberalização total do mercado em Portugal continental permitiu igualmente aligeirar o grau de regulamentação exigida, consubstanciando o fundamento principal para a alteração da estrutura actual do RRC.

3 SUJEITOS INTERVENIENTES NO RELACIONAMENTO COMERCIAL

A perspectiva de existência de mercados organizados, com consequências, nomeadamente ao nível da actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito da qual deve ser considerada a cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE), altera a visão actual do sector eléctrico e das responsabilidades atribuídas aos próprios sujeitos intervenientes. Todavia, a existência de mercados organizados não determina por si só a extinção de algumas actividades e dos sujeitos que as exercem actualmente. Refira-se, designadamente, a figura do Agente Comercial (Agente Comercial do SEP na designação actual do RRC) cujas funções são desempenhadas pela entidade concessionária da RNT e a manutenção da contratação bilateral, em funcionamento simultâneo com os mercados organizados. Paralelamente surgem novos sujeitos intervenientes no sector eléctrico, como é o caso dos operadores de mercado cujas actividades carecem ainda de uma definição mais precisa. Esta definição está ainda dependente de desenvolvimentos legislativos previstos no Acordo para a Constituição do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

A par de uma reorganização dos sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental, o RRC contempla ainda os sujeitos intervenientes nas relações comerciais nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira cuja identificação e quadro de atribuições se mantêm inalterados.

4 AGENTE COMERCIAL

A actividade de Agente Comercial é exercida pela entidade concessionária da RNT.

Trata-se de uma actividade que será exercida pela concessionária da RNT enquanto não forem extintos todos os contratos de aquisição de energia (CAE) e se mantiver a obrigação de compra pela entidade concessionária da RNT da energia entregue à rede pelos produtores em regime especial.

O Agente Comercial será responsável pela compra de toda a energia eléctrica produzida no âmbito dos contratos de aquisição de energia eléctrica e da produção em regime especial, bem como pela sua venda no mercado organizado, nos termos previstos no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

As principais atribuições do Agente Comercial são as seguintes:

- Gestão dos CAE que ainda não tenham cessado, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.
- Programação da exploração das centrais com quem a entidade concessionária da RNT mantenha um CAE.
- Compra de energia eléctrica aos produtores em regime especial.
- Venda da energia eléctrica adquirida nos mercados organizados.

A proposta regulamentar prevê que as funções do Agente Comercial sejam desempenhadas de acordo com o disposto no Manual de Procedimentos do Agente Comercial, a aprovar pela ERSE, na sequência de proposta da entidade concessionária da RNT.

5 OPERADORES DAS REDES

Apresentam-se de seguida os pressupostos assumidos na elaboração da proposta regulamentar relativa às funções e relações comerciais dos operadores de redes:

- Os operadores das redes não desempenham actividades comerciais no âmbito da compra e venda de energia eléctrica.
- A parcela livre do distribuidor em MT e AT é considerada extinta, admitindo-se que já está atingida a liberalização total do mercado, como exigido pelo pressuposto legal para a sua extinção (n.º 1 do art. 15.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto).
- A compensação das perdas nas redes de transporte e de distribuição é efectuada em espécie de acordo com o disposto no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), mantendo-se assim a prática existente no Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV).
- As regras de relacionamento estabelecidas na regulamentação vigente no que respeita à operação de redes nas Regiões Autónomas mantêm-se inalteradas.

5.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

As principais alterações ao nível do operador da rede de transporte dizem respeito à organização das suas actividades, passando a compreender apenas actividades relacionadas com a operação da rede de transporte, incluindo interligações. Deixa assim de fazer parte das competências do operador da rede a actividade de compra e venda de energia eléctrica, propondo-se que seja desempenhada pelo Agente Comercial.

O operador da rede de transporte passa a ter duas actividades:

- Transporte de energia eléctrica.
- Gestão Global do Sistema.

5.1.1 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

À actividade Transporte de Energia Eléctrica correspondem, no geral, as mesmas atribuições que a anterior função Transporte de Energia Eléctrica, com reforço do planeamento da redes, o qual deve ter em conta objectivos a médio e longo prazo e o cumprimento de metas de política energética, designadamente ao nível da redução das perdas.

5.1.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A actividade Gestão Global do Sistema é garantida por duas funções:

- Gestor de Sistema, responsável pela verificação técnica do sistema eléctrico e pela resolução de congestionamentos na rede, incluindo interligações, nomeadamente através da contratação de serviços de sistema.

Realça-se a necessidade do Gestor de Sistema enviar à ERSE a metodologia respeitante à contratação dos serviços de sistema para efeitos de aprovação.

- Acerto de Contas, responsável pela gestão da informação relativa aos contratos bilaterais, bem como pela gestão dos mecanismos de liquidação referentes a desvios à programação dos agentes de mercado.

A função Acerto de Contas passará a desempenhar as actividades actualmente atribuídas ao Gestor de Ofertas, no que diz respeito a contratos bilaterais, passando a existir um Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

As funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas devem coordenar as suas acções, em especial no que concerne a comunicação de programas de Contratação Bilateral, bem como a gestão de desvios. Devem, no entanto, garantir a devida independência no exercício das suas atribuições.

5.2 OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 ACTIVIDADES DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As actividades reguladas dos operadores da rede de distribuição em Portugal continental são as seguintes:

- Distribuição de Energia Eléctrica.
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- Comercialização de Redes.

A actividade Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais.

A actividade Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à prestação destes serviços a clientes, comercializadores ou agentes externos.

A actividade Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação, a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e à gestão do processo de mudança de fornecedor.

5.2.2 INDEPENDÊNCIA NO EXERCÍCIO DAS ACTIVIDADES

Foi decidido atribuir ao operador da rede de distribuição um conjunto de obrigações que, à semelhança do operador da rede de transporte, visam garantir um comportamento isento, transparente e não discriminatório para todos os utilizadores das redes de distribuição.

O operador da rede de distribuição fica obrigado a observar os princípios gerais de salvaguarda do interesse público, igualdade de tratamento e de oportunidades, e transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

O operador da rede de distribuição fica obrigado a garantir que os responsáveis pelas actividades tenham independência relativamente ao exercício das suas competências funcionais, e a elaborar um Código de Conduta para o exercício das suas actividades. Ainda, neste âmbito, propõe-se a adopção de novas disposições regulamentares sobre registo e divulgação de informação, bem como sobre a obrigatoriedade de realização de auditorias externas por entidades independentes.

5.2.3 PEQUENOS DISTRIBUIDORES VINCULADOS EM BT

Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, detentores de licença de distribuição vinculada em MT e AT foram excepcionados do cumprimento das seguintes obrigações:

- Individualização e separação contabilística de actividades.
- Auditorias à observância dos princípios gerais referidos no ponto anterior.
- Elaboração do Código de Conduta.
- Elaboração da lista de informação comercialmente sensível.

5.2.4 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO

A interrupção do fornecimento (efectuada por seccionamento da ligação à rede) só pode ser feita pelo operador de rede, tendo em conta as seguintes razões:

- O operador de rede é o responsável pela sua operação, não devendo qualquer outro agente nela intervir.
- O operador de rede é o responsável pela ligação à rede e reposição do fornecimento após interrupção.

Deste modo, as disposições relativas à interrupção de fornecimento foram incluídas nos capítulos dos operadores das redes.

O operador de rede só pode interromper o fornecimento nas seguintes situações:

- Casos fortuitos ou de força maior.
- Razões de interesse público.
- Razões de serviço.
- Razões de segurança.
- Falta de contrato de fornecimento ou de uso das redes.
- Facto imputável ao cliente¹.

¹ Impossibilidade em acordar data para leitura, impedimento de instalação de dispositivos limitadores de potência, alterações da instalação não aprovadas pela entidade competente e incumprimento das obrigações legais e regulamentares relativas à segurança de pessoas e bens.

6 LIGAÇÕES ÀS REDES

Um dos temas analisado no âmbito desta revisão regulamentar respeita às questões relativas ao estabelecimento de ligações às redes e a forma de efectuar a repartição de custos daí decorrente.

No âmbito deste trabalho, foram identificadas algumas inconsistências na informação recebida na ERSE relativa ao estabelecimento de ligações às redes, que determinou a necessidade de esclarecimentos mais aprofundados junto da EDP Distribuição, designadamente a obtenção de informação que permitisse um melhor conhecimento da orçamentação das ligações às redes.

Com base na informação recebida, foram efectuados alguns estudos que se apresentam em anexo, no sentido de se conseguir identificar as principais componentes dos custos com o estabelecimento de ligações às redes de energia eléctrica, que, por sua vez, contribuem para o estabelecimento de uma metodologia de repartição de encargos que respeite os grandes princípios que se pretendem ver salvaguardados: eficiência na afectação de recursos no sector eléctrico e equidade na repartição de encargos.

De forma muito resumida, a expressão dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes ou com o seu reforço depende essencialmente de três factores principais: potência requisitada, distância entre a instalação e o ponto de ligação à rede e tipo de solução construtiva (rede aérea ou subterrânea).

Uma questão fundamental na análise deste tema diz respeito à forma como os custos com o estabelecimento das ligações às redes são repartidos entre o operador das redes e os requisitantes de ligações às redes.

A possibilidade de uma mesma infra-estrutura, destinada a assegurar a ligação à rede de uma determinada instalação, poder vir a ser utilizada na ligação de outras instalações suscita a questão da repartição de encargos, designadamente a forma de efectuar o ressarcimento do primeiro requisitante na hipótese deste ter assegurado o pagamento integral dos encargos com a ligação.

A experiência extraída da aplicação da regulamentação em vigor permitiu identificar algumas dificuldades que importa ultrapassar com a nova regulamentação, designadamente:

- Classificação dos elementos de ligação, entre uso exclusivo e uso partilhado.
- Definição de potência de referência e exigibilidade de encargos relacionados com o reforço das redes existentes.
- Adopção de soluções técnicas normalizadas.
- Adopção do conceito de sobredimensionamento nos elementos de ligação para uso partilhado.

6.1 JUSTIFICAÇÃO DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS

6.1.1 LIGAÇÃO ENTRE REDES E LIGAÇÃO DE PRODUTORES

No âmbito das ligações às redes de instalações produtoras e das ligações entre redes, as alterações efectuadas foram, fundamentalmente, no sentido de harmonizar o articulado existente com o novo enquadramento legal do sector eléctrico.

No que concerne a ligações às redes de instalações produtoras, destacam-se as seguintes propostas de alteração regulamentar:

- As ligações de novos centros electroprodutores passam a processar-se de acordo com a capacidade de recepção das redes eléctricas, nos termos da legislação aplicável.
- As ligações às redes de instalações de produção passam a ser requisitadas mediante comunicação escrita ao operador da rede de transporte ou ao operador da rede de distribuição. No passado, estas ligações eram requisitadas no âmbito dos contratos de vinculação e das respectivas licenças de produção vinculada.

No que respeita às ligações entre redes, não se propõem outras alterações adicionais àquelas que vão no sentido de harmonizar o articulado existente com o novo enquadramento legal do sector eléctrico.

6.1.2 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CLIENTES

Neste ponto apresentam-se as principais opções tomadas no que respeita à ligação e pedidos de aumento de potência de instalações de clientes.

De destacar que se adoptou o princípio do acordo entre as partes para as ligações em MAT e AT, dado envolverem agentes bem informados, serem em número reduzido e apresentarem normalmente uma complexidade técnica difícil de regulamentar.

6.1.2.1 CONTRATO DE CONCESSÃO EM BT

A Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, que aprovou o contrato tipo de concessão da distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, contempla um conjunto de regras relativas ao estabelecimento, conservação e expansão das redes, com efeitos sobre a ligação à rede de instalações de futuros clientes e promotores de empreendimentos, designadamente:

- Regras relativas ao pagamento, por parte dos clientes, dos custos de expansão das redes em BT.

- Possibilidade do concessionário exigir o pagamento de custos de reforço de rede acima de determinadas potências requisitadas.
- Possibilidade de em prédios inseridos em urbanizações ou loteamentos, o concessionário poder exigir a comparticipação nos custos de reforço das redes quando a potência requisitada ultrapassar a potência prevista no respectivo projecto de infra-estruturas de energia eléctrica.

Na proposta de regulamentação que agora se apresenta promove-se a compatibilização entre o disposto na Portaria e no RRC, a qual foi operacionalizada do seguinte modo:

- O cliente suportará custos de reforço de rede, sendo o seu método de cálculo remetido para subregulamentação.
- Os custos de expansão da rede em BT, que o concessionário tem direito a receber dos clientes, passam a ser recuperados através das tarifas de uso das respectivas redes. Pretendeu-se com esta opção tornar a regulamentação mais simples para o cliente, evitando demasiadas parcelas com regras de cálculo distintas.

6.1.2.2 DEFINIÇÃO DE REDE E PONTO DE LIGAÇÃO

Uma das principais questões quando se discute a ligação à rede prende-se com a definição de rede e a escolha, por parte do operador de rede, do ponto de ligação. Nesta proposta regulamentar pretendeu-se que a escolha do ponto de ligação para efeitos de repartição de encargos fosse de fácil compreensão para o requisitante.

Deste modo, propõem-se as seguintes definições:

- Rede - rede existente no momento em que é efectuada a requisição.
- Ponto de ligação - o ponto de ligação, para efeitos de cálculo dos encargos com o estabelecimento da ligação à rede, corresponde ao ponto da rede mais próximo da instalação do cliente, mesmo que este não disponha das condições necessárias à satisfação das características da ligação, designadamente em termos de potência requisitada.

A definição de ponto de ligação tem importância comercial, designadamente para o cálculo dos encargos. Uma vez que cabe ao operador de rede definir, em termos técnicos, o local da ligação, ele pode optar por efectuar a ligação a outro ponto da rede, suportando os custos.

6.1.2.3 ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

Na proposta regulamentar não se considerou necessário proceder a alterações na classificação e tipificação dos elementos de ligação para uso exclusivo e para uso partilhado. Contudo, introduziram-se algumas alterações de forma a tornar mais clara e evidente a fronteira entre os respectivos conceitos.

Recorde-se que a experiência que a ERSE pôde recolher até à data leva a concluir pela existência de uma permeabilidade na classificação dos elementos de ligação que, em larga medida, determina a existência de condições de repartição de encargos diferenciadas para situações potencialmente análogas.

Neste sentido, pareceu haver interesse em estabelecer uma metodologia que consagre comprimentos máximos para os elementos de ligação para uso exclusivo em BT e MT, eventualmente com alguns graus de diferenciação para comportar situações de diferente desenvolvimento das redes, bem como as diferenças por nível de tensão de fornecimento.

Deste modo, opta-se por manter a definição dos elementos de ligação em vigor, efectuando as seguintes alterações:

- Adopção de comprimentos máximos consoante o nível de tensão e tipo de rede para os elementos de ligação de uso exclusivo em BT e MT. A definição dos comprimentos máximos, tratando-se de uma questão mais operacional, é remetida para subregulamentação, a aprovar pela ERSE na sequência de propostas dos operadores de rede.
- Eliminação do conceito de sobredimensionamento e de solução técnica normalizada, no caso dos elementos de ligação para uso partilhado.
- Adopção de novos princípios de cálculo dos encargos a suportar pelo requisitante, no caso dos elementos de ligação para uso partilhado.

6.1.2.4 ENCARGOS COM A LIGAÇÃO À REDE

O requisitante de uma ligação pode ter de suportar os seguintes encargos:

- Elementos de ligação de uso exclusivo.
- Elementos de ligação para uso partilhado.
- Reforço das redes.
- Encargos devidos a terceiros que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação.

No que respeita aos pedidos de aumento de potência requisitada, o requisitante pode ter de suportar os seguintes encargos:

- Elementos de ligação de uso exclusivo.
- Reforço das redes.

Os encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo são pagos na totalidade pelo requisitante até ao limite do comprimento máximo definido e resultam da orçamentação que vier a ser efectuada.

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado são função da potência requisitada e da extensão dos próprios elementos. Em sede de subregulamentação a ERSE aprovará a respectiva metodologia e parâmetros, após proposta dos operadores de rede.

Dada a complexidade na definição das potências de referência, pretendeu-se adoptar um conceito de reforço ligeiramente distinto do actualmente em vigor. Considerou-se que a comparticipação no reforço das redes possa ser exigida para qualquer valor de potência requisitada, admitindo-se também a aplicação de valores diferenciados em função da especificidade do local e do tipo de rede.

Em sede de subregulamentação, e sob proposta dos operadores de rede, a ERSE aprovará a metodologia e respectivos parâmetros para o cálculo das comparticipações no reforço das redes.

Na construção de uma ligação podem surgir custos que não decorrem directamente da infra-estrutura construída, mas que resultam de outros encargos a pagar, tais como os que resultam do atravessamento de certas estradas ou vias férreas. Por esta razão, a ERSE considera desejável que estes custos externos ao sector sejam conhecidos pelos requisitantes, passando, por isso, a serem individualizados nos orçamentos para ligações às redes.

No que respeita aos pedidos de aumento de potência requisitada, o cliente deve suportar os custos de reforço da rede e os custos com os elementos de uso exclusivo, caso seja necessário substituí-los.

6.1.3 INFORMAÇÃO

No âmbito da informação a prestar por clientes e produtores para efeitos de ligação às redes, a proposta de alteração regulamentar considera que as características técnicas específicas das instalações a ligar às redes devem conter as informações necessárias para efeitos de exercício do acesso às redes pela instalação em causa. Assim, a informação técnica que, no anterior quadro regulamentar, era solicitada no âmbito do acordo de Acesso e Operação das Redes passa a integrar o RRC. Os elementos necessários a incluir na requisição de ligação deverão ser propostos pelos operadores de redes e aprovados pela ERSE.

A proposta de alteração regulamentar introduz o conceito de identificação da instalação ligada à rede. Com este conceito pretende-se estabelecer a existência de um “bilhete de identidade” da instalação que reúna toda a informação relevante para a caracterização da instalação ligada à rede. Da identificação da instalação devem constar o código do ponto de entrega, a informação prestada para efeitos de ligação às redes, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta de orçamento aceite pelo requisitante.

No que concerne a informação sobre as redes de distribuição e transporte a enviar periodicamente à ERSE, a proposta de alteração regulamentar manteve, no essencial, o articulado vigente.

7 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A presente proposta de articulado relativa à medição de energia eléctrica e disponibilização de informação aos agentes teve em linha de conta os seguintes objectivos:

- Reordenamento das disposições regulamentares relativas à medição de energia eléctrica e disponibilização de informação aos agentes de mercado actualmente em vigor.
- Harmonização do articulado existente com o novo enquadramento legal do sector eléctrico.
- Introdução de alterações no articulado que resultam da análise da aplicação da regulamentação em vigor.

7.1 JUSTIFICAÇÃO DAS ALTERAÇÕES EFECTUADAS

Nos parágrafos seguintes apresentam-se as principais alterações introduzidas que não resultam directamente de alterações legislativas, mas da análise da aplicação da regulamentação vigente.

7.1.1 ALTERAÇÃO DA RESPONSABILIDADE PELOS CUSTOS COM A INFRA-ESTRUTURA DE TELECOMUNICAÇÃO DA TELECONTAGEM

Na revisão regulamentar realizada em 2001, a ERSE estabeleceu a obrigatoriedade de instalação de equipamentos de medição com capacidade de telecontagem para todos os clientes em MAT, AT e MT. Nessa altura foi estabelecida a obrigatoriedade de instalar equipamentos de medição que permitissem a leitura remota em média tensão e níveis de tensão superiores, optando-se por atribuir ao cliente a responsabilidade pela instalação e manutenção da infra-estrutura de telecomunicação (na grande maioria das situações rede fixa telefónica).

Estando já em fase de conclusão o programa de substituição de contadores em Portugal continental, verifica-se que em muitos dos pontos de medição não foi instalada a infra-estrutura de telecomunicação (da responsabilidade do cliente), não estando assim a ser efectuada a leitura remota. Por outro lado, a discriminação horária da leitura conseguida pelo equipamento não é aproveitada dados os custos que resultariam da sua recolha local. Conclui-se que parte do investimento realizado com o programa de substituição de contadores não está a ser rentabilizado, perdendo-se, assim, parte dos benefícios associados à instalação destes equipamentos.

Tendo em conta esta situação, a ERSE propõe-se alterar a situação vigente, passando a responsabilidade pela instalação e manutenção da infra-estrutura de telecomunicações para o operador de rede distribuição em MT e AT, sendo o seu custo recuperado pela Tarifa de Comercialização de Redes. Esta opção pode necessitar de estudos mais aprofundados, aguardando-se que durante a fase

de consulta pública possam ser apresentados contributos que ajudem a fundamentar esta opção ou, caso contrário, a manter a opção vigente.

Esta proposta permite ao operador da rede de distribuição em MT e AT optar pelo sistema de telecomunicações mais vantajoso em cada caso (GSM, PSTN, ...) e beneficiar de economias de escala, bem como de um maior poder negocial junto dos fornecedores de equipamento e dos operadores de telecomunicações, para além de introduzir critérios técnico-económicos na decisão.

7.1.2 ESTIMATIVAS DE CONSUMO

Na actual proposta de alteração regulamentar, as disposições relativas à estimativa de consumos foram remetidas para o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Dadas as implicações destas disposições, quer ao nível da resolução de problemas relacionados com os aparelhos de medição, quer na operacionalização do processo de mudança de fornecedor em caso de clientes sem registo horário de consumo ou na determinação dos programas de consumo das carteiras dos diversos fornecedores, considera-se de especial relevo consultar previamente todos os agentes, envolvendo-os na sua elaboração.

7.1.3 LEITURA EXTRAORDINÁRIA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

No caso dos clientes em BTN, o actual RRC estabelece a possibilidade de realização de uma leitura extraordinária dos equipamentos de medição quando, por facto imputável ao cliente, não tiver sido possível a sua leitura durante 18 meses consecutivos. No entanto, também para os clientes em BTN, o RRC obriga o distribuidor a promover a realização, no mínimo, de duas leituras por ano.

A articulação deste prazo com o período estabelecido para a leitura extraordinária tem suscitado algumas dificuldades.

No novo RRC propõe-se que os acertos de facturação subsequentes à facturação com base em estimativas de consumo não devem ultrapassar o prazo de 6 meses, tornando obrigatória a facturação com base em leitura directa do contador pelo menos uma vez em cada período de 6 meses. Neste sentido, e procurando harmonizar os prazos previstos para o ciclo de leituras normais - uma vez em cada 6 meses -, com a leitura extraordinária, esta deverá ser diligenciada antes de terminar este período de 6 meses, sendo os custos com a sua realização suportados pelo cliente que impediu o distribuidor de realizar uma leitura normal durante esse período, após duas tentativas do distribuidor para o fazer.

Tendo em vista evitar a ocorrência de um elevado número de leituras extraordinárias, propõe-se que os operadores de rede avisem previamente os clientes em BTN das datas de realização de leituras.

7.1.4 ESTABELECIMENTO DE REGRAS RELATIVAS À MEDIÇÃO POR ACORDO ENTRE OS OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O RRC actualmente em vigor estabelece as regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados a observar no relacionamento comercial entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado em MT e AT. No novo articulado do RRC, propõe-se que estas regras passem a ser estabelecidas por acordo entre os operadores da rede de transporte e os da rede de distribuição.

7.1.5 RESPONSABILIZAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO PELA INSTALAÇÃO, MANUTENÇÃO E LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE CLIENTES

A proposta de articulado para o RRC atribui ao operador da rede de distribuição em MT e AT a responsabilidade pela instalação, manutenção, leitura de equipamentos de medição e disponibilização de dados dos clientes em MAT. Refira-se que esta responsabilidade compete actualmente ao operador da rede de transporte.

Esta proposta que se submete a consulta publica teria como vantagem agregar no operador da rede de distribuição em MT e AT todo o processo de instalação, manutenção, leitura de equipamentos de medição dos clientes em MAT, AT e MT e de disponibilização de dados de consumo de todos os clientes. Aguarda-se, no entanto, que durante a fase de consulta pública possam ser apresentados contributos que ajudem a fundamentar esta opção ou, caso contrário, a manter a opção vigente.

7.1.6 ADOÇÃO DE UM GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

A proposta de articulado para o RRC consagra a existência de um Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, que se pretende venha a congregar disposições que, actualmente, se encontram dispersas por vários documentos ou que foram consideradas demasiado detalhadas para constarem no próprio corpo do regulamento.

No actual quadro regulamentar é considerada a existência de um Guia de Telecontagem, em que se tratam e sistematizam diversas questões relacionadas com a implementação da telecontagem e a migração e partilha dos dados obtidos por leitura remota dos equipamentos de medida.

Assim, o que a proposta actual pretende atingir, vai no sentido de consagrar no regulamento os princípios gerais aplicáveis a esta matéria, sendo que as regras mais detalhadas constarão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados a aprovar. Neste guia constarão, entre outras, as regras relativas a:

- Fornecimento e instalação de equipamentos de medição.
- Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de precisão mínima.
- Verificação dos equipamentos de medição.
- Medição de energia eléctrica a tensão diferente da tensão de fornecimento.
- Recolha de indicações dos equipamentos de medição e as regras relativas à correcção de erros de medição, bem como as que se referem a aplicação e cálculo de estimativas de consumo.
- Aplicação de perfis de consumo a clientes finais.
- Implementação e operação dos sistemas de telecontagem.
- Disponibilização dos dados de consumo recolhidos nos pontos de entrega dos clientes finais, pelas entidades que operam as redes.

A proposta de articulado prevê, de igual modo, que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados seja aprovado pela ERSE, na sequência de propostas fundamentadas a apresentar conjuntamente pelo operador da rede de transporte e pelos operadores das redes de distribuição em Portugal continental. O mesmo procedimento é proposto para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

7.1.7 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

No âmbito do processo de discussão pública dos regulamentos do sector eléctrico para permitir a abertura do mercado de electricidade a consumidores em BTE, algumas empresas distribuidoras de energia eléctrica questionaram as regras de facturação aplicáveis nos casos em que a medição de energia eléctrica se efectua a tensão diferente da de fornecimento. Neste contexto, a ERSE solicitou às empresas distribuidoras a apresentação de uma metodologia alternativa àquela que actualmente vigora, tendo recebido contributos das seguintes entidades: EDP Distribuição Energia, S.A., Electricidade dos Açores, S.A., Empresa de Electricidade da Madeira, S.A., A CELER - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, C.R.L, Cooperativa de Electrificação A LORD, Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais, C.R.L. e Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C.R.L.

Tendo em conta a situação presente, a ERSE propõe que as regras relativas a medição a tensão diferente da tensão de fornecimento passem a fazer parte integrante do Guia de Medição, Leitura e

Disponibilização de Dados, a aprovar pela ERSE. A ERSE está ainda consciente que a definição de uma nova metodologia exigirá a realização de estudos mais aprofundados, aguardando que durante a fase de consulta pública possam ser apresentados contributos que ajudem a desenvolver uma nova metodologia ou, caso contrário, a manter a opção vigente.

8 FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA

Actualmente, a facturação da energia reactiva obedece às seguintes regras:

- A energia reactiva é um dos preços das tarifas de uso da rede de transporte e de distribuição, sendo facturada pelos operadores de rede respectivos.
- A energia reactiva objecto de facturação corresponde à energia reactiva indutiva (fornecida pela rede) que, nas horas fora de vazio, exceda 40% do total da energia activa transitada, no mês a que a factura diz respeito.
- A totalidade da energia reactiva capacitiva (recebida pela rede) medida nas horas de vazio pode igualmente ser objecto de facturação pelos operadores de redes.

Na proposta de alteração regulamentar mantêm-se as regras actualmente em vigor para a facturação da energia reactiva. Considera-se, no entanto, haver vantagem em proceder a uma discussão aprofundada sobre esta matéria durante o processo de discussão pública da presente proposta de alteração regulamentar.

Com efeito, uma das medidas do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) diz respeito à redução de perdas nas redes eléctricas, tendo sido fixado o objectivo de 8,6% para as perdas nas redes de transporte e distribuição em 2010.

A ERSE deverá criar as condições de regulação necessárias à dinamização das acções necessárias para que a implementação desta medida atinja o objectivo que consta do PNAC. Neste âmbito, a ERSE solicitou à REN e à EDP Distribuição a identificação de medidas a implementar para reduzir as perdas nas redes eléctricas. Ambas as empresas referem uma melhor gestão da energia reactiva como uma das possíveis medidas a implementar.

Assim, considera-se que em sede de discussão pública deverão ser analisadas, entre outras, as seguintes alternativas:

- Manter as actuais regras de facturação de energia reactiva.
- Alterar o limiar de 40% do total da energia activa transitada, para efeitos de facturação da energia reactiva indutiva (fornecida pela rede), para um valor inferior (30%, 20%, 0%).
- Alterar as disposições regulamentares no sentido de prever que as quantidades de energia reactiva a considerar para efeitos de facturação são aprovadas pela ERSE, na sequência de propostas técnica e economicamente justificadas a apresentar pelos operadores das redes.

9 ESCOLHA DE FORNECEDOR

Os processos de abertura do mercado sucessivamente à BTE e à BTN, vieram antecipar muitas das necessidades regulamentares a tratar no âmbito da escolha e mudança de fornecedor. Dessa forma, no âmbito da actual proposta de revisão regulamentar, propõe-se a sistematização e a harmonização de um conjunto de disposições regulamentares em larga medida já existentes.

Neste ponto é apresentada a fundamentação das opções tomadas ao nível do texto regulamentar relativo à escolha de fornecedor de energia eléctrica. Para tal, são abordados quatro temas considerados estruturantes das opções tomadas e do texto regulamentar proposto. Os mencionados temas são os seguintes:

- Escolha de fornecedor e estatuto de agente de ofertas.
- Número máximo anual de mudanças de fornecedor.
- Existência de dívidas e registo centralizado de dívidas.

9.1 ESCOLHA DO FORNECEDOR E ESTATUTO DE AGENTE DE OFERTAS

O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, estendeu o direito de elegibilidade aos clientes em BTN em Portugal continental, concluindo, dessa forma, o processo de abertura do mercado de energia eléctrica. Com esse desenvolvimento legal, todos os clientes de energia eléctrica passaram a ser considerados elegíveis e, dessa forma, a poderem livremente escolher o seu fornecedor.

Por outro lado, a situação de livre escolha de fornecedor não se coloca apenas para os clientes actualmente fornecidos no âmbito dos sistemas públicos, devendo colocar-se para todos quantos solicitam o acesso às redes, desde logo no momento da ligação às mesmas. Assim, a proposta de revisão regulamentar agora preparada esclarece quais as modalidades de contratação de energia eléctrica disponíveis para os diversos clientes, no âmbito da escolha de fornecedor e não apenas da mudança entre fornecedores.

Paralelamente, em acréscimo à contratação com o comercializador regulado ou com outro comercializador ou agente externo, a actual proposta de texto regulamentar consagra a contratação através do acesso às plataformas de negociação dos mercados organizados legalmente previstos, bem assim como a possibilidade de contratação bilateral do fornecimento de energia eléctrica. Contudo, quer o acesso às plataformas de mercado, quer o acesso à contratação bilateral não estará disponível para os clientes em BTN, aos quais a obtenção do estatuto de agente de ofertas se encontra vedado.

O estatuto de agente de ofertas, necessário para que o cliente possa directamente aceder aos mercados organizados e à contratação bilateral, é atribuído tacitamente a todos os clientes em BTE, MT, AT e

MAT. Para que o mesmo produza efeitos, torna-se necessário que o cliente interessado informe o gestor do processo de escolha e mudança de fornecedor que vai contratar energia eléctrica numa das duas modalidades mencionadas.

9.2 NÚMERO DE MUDANÇAS DE FORNECEDOR

A abertura total do mercado de energia eléctrica em Portugal continental, no que respeita à livre escolha do fornecedor é uma das vertentes do processo de liberalização do sector eléctrico, o qual, pela sua natureza, deve conferir aos agentes a maior liberdade possível para formularem as suas escolhas e tomarem as suas decisões dentro de parâmetros de racionalidade técnica e económica.

Uma parte significativa das alterações necessárias a contemplar regulamentarmente no processo de escolha ou mudança de fornecedor de energia eléctrica foi conseguida com a alteração regulamentar destinada a permitir a abertura do mercado aos clientes em BTN em Portugal continental.

De notar que, como se referiu aquando da mencionada alteração regulamentar, a mudança de fornecedor requer a transferência de informação (fornecedor original, fornecedor final, operador de rede, CPE², leitura do consumo, etc.) entre agentes no mercado e, em alguns dos casos, a sua validação (CPE, aplicação de estimativas de consumo, necessidade de leituras extraordinárias, etc.), o que, por sua vez, determina a necessidade de existir um prazo entre a manifestação da vontade de mudar de fornecedor e a sua efectiva concretização.

Acresce que a gestão de todo o processo de partilha e tratamento de informação decorrente das mudanças de fornecedor de energia eléctrica acarreta alguns custos. Estes custos tenderão a apresentar uma componente variável dependente do número de mudanças de fornecedor. Assim, na fixação de um número máximo de mudanças de fornecedor no decurso de um ano, constante do RRC publicado em Janeiro de 2005, procurou-se um equilíbrio entre duas ordens de razão, que parecem actuar em sentido contrário:

- O pleno exercício do direito de escolha do fornecedor pelos clientes.
- A existência de custos com o processo de mudança e com as necessidades de tempo para concretização dos procedimentos de mudança, os quais, de acordo com a Directiva 54/2003/CE relativa ao Mercado Interno de Electricidade, não poderão ser directamente cobrados a quem os provoca.

Para definição do texto regulamentar destinado a permitir a abertura do mercado aos clientes em BTN, foi ponderada a realidade vivida em outros países com experiência de liberalização total dos mercados

² Código do Ponto de Entrega.

de electricidade, designadamente os casos de Espanha e do Reino Unido. No caso de Espanha, está consagrado a respeito da frequência permitida para a mudança de fornecedor que o cliente pode mudar de comercializador assim que termine o seu contrato com o fornecedor actual. No caso do Reino Unido, a respeito da mesma matéria, o cliente deverá notificar o seu fornecedor com uma antecedência mínima de 28 dias da sua mudança para outro fornecedor.

Com a revisão que se pretende actualmente efectuar, consagrando a existência de uma lógica de mercado no funcionamento do sector eléctrico nacional, as fundamentações atrás referidas quanto à fixação de um número máximo de mudanças de fornecedor no decurso de um ano permanecem inalteradas, pelo que não existe razão para que se altere o número de quatro mudanças anuais, actualmente definido regulamentarmente.

9.3 EXISTÊNCIA DE DÍVIDAS

De forma genérica, a existência de dívidas não deve constituir impedimento à mudança de fornecedor, dispondo os credores de meios alternativos para efeitos de ressarcimento dos seus créditos, tal como na generalidade das actividades económicas.

Todavia, se atendermos ao que actualmente se prevê no RRC em sede de obrigação de fornecimento no âmbito dos sistemas públicos, verificamos que tal obrigação não existe nos casos em que não se encontre regularizado o pagamento de dívidas vencidas de outros contratos de fornecimento celebrados com a mesma entidade, desde que essas dívidas não tenham sido contestadas junto dos tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos. Do mesmo modo, prevê-se que a existência de dívidas perante o operador de rede ou o comercializador regulado impeça o cliente de escolher um fornecedor distinto do actual, enquanto a dívida não for regularizada.

No que respeita a existência de dívidas, a revisão regulamentar, aprovada pela ERSE e publicada em Janeiro de 2005, contempla a necessidade de se constituir um registo com informação sobre clientes devedores, de modo a prevenir a acumulação de dívidas no mercado, através do acesso a esta informação por parte dos fornecedores, mediante autorização prévia do cliente, permitindo-lhes acautelar novas dívidas com a exigência de prestação de garantias contratuais ou outras.

Pretendeu-se que este registo funcione de modo centralizado e abranja todos os clientes e, por isso, optou-se por incluir a manutenção e gestão deste registo no âmbito da função de gestão do processo de mudança de fornecedor. A constituição e o funcionamento do registo de clientes devedores pressupõem a aprovação de um conjunto de procedimentos mais detalhados, nomeadamente quanto à comunicação da informação e ao respectivo acesso pelos fornecedores, matéria remetida para sub-regulamentação, mediante a apresentação de proposta por parte da entidade encarregue de desempenhar a função de gestão do processo de mudança de fornecedor.

Ainda a propósito da existência de dívidas, foi considerado útil que a operacionalização do registo respectivo e o seguimento das regras que neste âmbito venham a ser consagradas, se submetam a auditorias externas e independentes, cujos resultados e conclusões deverão ser entregues à ERSE. Tal permite reforçar a transparência e a equidade deste mecanismo, no sentido de garantir a todos os agentes a observância dos princípios de não discriminação e cumprimento das regras regulamentares.

10 COMERCIALIZAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO REGULADA

A atribuição à comercialização de energia eléctrica de um regime livre e simultaneamente de um regime regulado, determina que o RRC separe os dois regimes em capítulos separados, sem prejuízo da aplicação de regras idênticas em algumas matérias que integram as relações comerciais emergentes dos dois tipos de regime.

Nas regras gerais aplicáveis aos comercializadores e agentes externos, salienta-se, desde logo, a submissão dos mesmos a obrigações de serviço público e de medidas de protecção dos consumidores, previstas no Anexo A da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, o qual se encontra reproduzido no anexo à Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, designadamente no que se refere ao conteúdo do contrato de fornecimento a celebrar com os respectivos clientes, às alterações contratuais e ao direito à informação, este último normalmente caracterizado como o principal instrumento de apoio ao consumidor num quadro de liberalização do mercado.

Ainda no âmbito da comercialização livre, destaca-se a proposta de reduzir ao essencial o regime previsto actualmente para os procedimentos fraudulentos. Os aspectos técnicos que rodeiam os procedimentos fraudulentos e as questões de apuramento da responsabilidade civil e criminal que habitualmente suscitam são remetidos simplesmente para a legislação aplicável, tornando-se desnecessário reproduzir as disposições constantes da referida legislação, já que se trata de matérias que extravasam o âmbito de aplicação do RRC. Mantêm-se apenas as regras de cariz comercial, tendo em vista orientar a determinação dos montantes devidos em resultado da ocorrência de procedimentos fraudulentos.

A comercialização regulada torna mais exigente a regulamentação a prever para os relacionamentos que lhes estão associados. Sem prejuízo de se aplicarem, por remissão, as disposições aplicáveis aos relacionamentos entre os comercializadores ou agentes externos e os seus clientes, o capítulo dedicado à comercialização regulada importa uma maior amplitude e especificação dos direitos e obrigações que impendem sobre os sujeitos intervenientes neste tipo de relacionamento comercial. Refira-se, desde logo, que, por força da lei, cumulativamente às obrigações de serviço público previstas para os demais comercializadores e agentes externos, impendem sobre os comercializadores regulados obrigações de serviço universal, na medida em que lhes é conferido o estatuto de comercializador de último recurso. Deste modo, os comercializadores regulados ficam sujeitos à obrigação de fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que, por opção própria, não pretendam ser abastecidos por outro comercializador ou que, por determinadas circunstâncias, deixem de reunir as condições para manter uma relação contratual com um desses comercializadores.

As regras aplicáveis aos relacionamentos comerciais estabelecidos entre os comercializadores regulados e os seus clientes não sofrem alteração substancial relativamente às previstas no actual RRC

para os fornecimentos aos clientes do SEP. Os aspectos que apontam para uma divergência em relação ao regime anterior são os que de seguida se apresentam.

CONTRATO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A ERSE deixa de aprovar as condições gerais a integrar os contratos de fornecimento e passa a aprovar um conjunto mínimo de informações que devem fazer parte do conteúdo das mesmas.

FACTURAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Nesta matéria devem ser salientados três aspectos que configuram uma alteração relativamente às regras em vigor.

A primeira situação prende-se com a periodicidade da facturação nos clientes em BTN, prevendo-se a facturação bimestral como regra supletiva ao acordo das partes. Esta mudança procura responder à necessidade de flexibilização da periodicidade da facturação, já concretizada em muitos países europeus com práticas de periodicidade de facturação muito diversas, dando acolhimento a uma proposta apresentada pela EDP Distribuição nesse sentido. Associado ao alargamento do período de facturação, propõe-se igualmente o alargamento do prazo de pagamento das facturas pelos clientes em BTN, de 10 para 15 dias a contar da data de apresentação das facturas.

A alteração do prazo de pagamento e da periodicidade de facturação de mensal para bimestral implica igualmente a alteração do valor da caução, que, nos casos em que seja aplicável, deverá passar a corresponder ao valor médio de facturação de 75 dias de consumo (60 dias correspondentes ao período de facturação e 15 dias ao prazo de pagamento). Recorde-se, que actualmente o valor da caução para um cliente em BTN corresponde ao valor médio de facturação de 45 dias de consumo.

A segunda situação respeita aos acertos de facturação subsequentes à facturação por estimativa de consumos, determinando que tais acertos devam ocorrer em prazo não superior a seis meses. À semelhança do que sucede em outros países europeus (ex. Espanha, França, Inglaterra e Itália), sem prejuízo de praticarem periodicidades de facturação muito variadas, em todos eles encontra-se prevista a obrigação de que de seis em seis meses a facturação tem que ter por base a leitura directa do contador. A limitação proposta para que os acertos de facturação não ultrapassem períodos superiores a seis meses pretende igualmente dar satisfação a outro tipo de preocupação que nos remete para a aplicação das regras de prescrição e de caducidade do direito ao pagamento das facturas, as quais também consideram o prazo de seis meses. Estas alterações não afectam o que está estabelecido para os acertos de facturação quando existe uma variação tarifária.

A terceira situação refere-se mais directamente às facturas, prevendo-se uma regra que estabelece a apreciação prévia pela ERSE do formato e do conteúdo das facturas enviadas aos clientes. Esta regra

não é mais do que a consagração de uma prática que tem vindo a ser seguida, ainda que sem carácter de obrigatoriedade, mas que se revela uma das matérias que tem sido objecto de reclamação pelos próprios consumidores, manifestando dificuldades na compreensão dos elementos que compõem a factura de energia eléctrica.

REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

Na revisão regulamentar operada em 2001 (Despacho da ERSE n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro), o RRC estabeleceu que seria aprovado um novo regime de interruptibilidade. De acordo com o estabelecido no RRC, o novo regime de interruptibilidade seria aprovado pela ERSE na sequência de proposta formulada pela entidade concessionária da RNT para as condições gerais a integrar os contratos de interruptibilidade, bem como para os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração dos contratos, tendo em vista a sua aplicação a partir de 1 de Janeiro de 2003. Neste enquadramento regulamentar, os contratos de interruptibilidade passariam a ser celebrados com a entidade concessionária da RNT, no âmbito da função Agente Comercial do SEP.

Dando cumprimento àquele preceito regulamentar, a entidade concessionária da RNT apresentou à ERSE uma proposta para o novo regime de interruptibilidade. No entanto, tal como se expressa na fundamentação preambular dos Despachos da ERSE n.ºs 26 714-A/2002 e 5 799-B/2003, de 18 de Dezembro e de 24 de Março, respectivamente, não foram reunidas as condições substantivas e processuais conducentes a aprovação do novo regime de interruptibilidade. Posteriormente, o regime de interruptibilidade em vigor foi prorrogado até à data de entrada em funcionamento do MIBEL pelo Despacho da ERSE n.º 25 101-E/2003, de 11 de Dezembro.

Na actual proposta de revisão regulamentar propõem-se as seguintes alterações:

- A valorização económica da interruptibilidade resulta da aplicação de mecanismos competitivos de mercado que conduzam à minimização dos custos para satisfação da potência interruptível pretendida.
- O valor da potência interruptível é aprovado pela ERSE para cada semestre, na sequência de propostas a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no âmbito da função Gestor de Sistema.
- As regras de funcionamento do novo regime de interruptibilidade, designadamente as características e os critérios de selecção das ofertas são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo comercializador regulado em MT e AT.
- Os contratos que resultam do processo de selecção das ofertas apresentadas são celebrados com o comercializador regulado em MT e AT.

- O novo regime de interruptibilidade a aprovar pela ERSE aplica-se após a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Até à aprovação do novo regime de interruptibilidade mantém-se em vigor o regime actual.

11 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PELOS COMERCIALIZADORES REGULADOS

Enquanto não se iniciar a cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica celebrados entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT, o distribuidor vinculado em MT e AT tem obrigação de adquirir as suas necessidades de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT, com excepção de uma parcela de 8%, designada por parcela livre.

O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, atribui as funções de comercializador regulado em MT e AT à EDP Distribuição e enquadra a forma como se deve processar a aquisição de energia eléctrica pelos comercializadores regulados para abastecimento dos seus clientes logo que se inicie o processo de extinção dos contratos de aquisição de energia eléctrica.

Na actual proposta propõe-se a regulamentação desta matéria da seguinte forma:

- O comercializador regulado em MT e AT deve adquirir a energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes em mercados organizados (diários, intradiários ou a prazo) ou através de contratação bilateral. Os contratos bilaterais são aprovados pela ERSE, conforme previsto no artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
- O comercializador regulado em MT e AT deve adquirir nos mercados organizados as quantidades de energia eléctrica colocadas nos mercados organizados pelo Agente Comercial (actividade exercida pela entidade concessionária da RNT), limitadas às quantidades necessárias à satisfação dos consumos dos seus clientes.
- Os comercializadores regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos em baixa tensão adquirem a energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes ao comercializador regulado em MT e AT.

12 MERCADOS ORGANIZADOS

Em 20 de Janeiro de 2004, os Governos de Portugal e de Espanha assinaram um Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, que previa o seu início de funcionamento em 20 de Abril. Este Acordo foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 20 de Abril.

Este Acordo foi objecto de revisão, tendo sido decidido assinar um novo Acordo em 1 de Outubro de 2004. Este último Acordo entrará em vigor na data da recepção da última notificação de que foram cumpridos os requisitos de direito interno de ambos os países necessários para o efeito. Portugal e Espanha ainda não ratificaram o Acordo.

Os mercados organizados previstos na presente proposta regulamentar são os que constam do Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica celebrado no passado dia 1 de Outubro de 2004.

Os procedimentos de actuação dos diferentes operadores dos mercados organizados previstos no Acordo são estabelecidos nos respectivos Manuais de Procedimentos de Operação de Mercado, a aprovar pela ERSE na sequência de propostas a apresentar pelos operadores de mercado.

Está prevista a aprovação de Manuais de Procedimentos para os seguintes mercados:

- Mercados a Prazo.
- Mercados Diários.
- Mercados Intradiários.

As condições de participação nos diferentes mercados organizados bem como o conteúdo e a forma de disponibilização de informação aos agentes de mercado serão definidos no respectivo Manual de Procedimentos.

13 CONTRATAÇÃO BILATERAL

As principais alterações propostas relativamente à contratação bilateral são as seguintes:

- O conceito de contrato bilateral físico foi substituído por um mais alargado de contratação bilateral. Esta alteração torna-se indispensável para incluir todas as possibilidades de contratação bilateral, designadamente entre comercializadores ou entre um comercializador e um agente externo.
- A comunicação de celebração de contratos bilaterais passa a estar atribuída à função Acerto de Contas do operador da rede de transporte e não à função de Gestor de Ofertas, que deixa de ser considerada nesta proposta de alteração regulamentar.
- O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações de concretização de contratos bilaterais, as obrigações de informação do operador da rede de transporte e dos agentes de mercado, bem como os procedimentos de verificação e valorização de desvios serão estabelecidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

14 REGIÕES AUTÓNOMAS

Os Decretos-Lei n.º 184/20003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto, não têm aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que, e desde logo, nos sistemas eléctricos respectivos não podem ser consideradas as figuras de comercializador ou agente externo e de comercializador regulado.

O regime aplicável aos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas mantém-se, por isso, inalterado em relação ao regime previsto no actual RRC, nos termos do qual, cada uma das concessionárias continua a acumular em exclusivo as actividades de operação das redes de transporte e de distribuição, bem como a comercialização de energia eléctrica.

Estas são as principais razões que motivaram a autonomização, no RRC, das disposições regulamentares aplicáveis aos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas relativamente a Portugal continental.

Todavia, sem prejuízo das ressalvas acima descritas, a comercialização de energia eléctrica nas Regiões Autónomas continua a ser objecto de regulação e as regras aplicáveis ao fornecimento de energia eléctrica aos respectivos consumidores são, grosso modo, idênticas às estabelecidas para a comercialização regulada em Portugal continental, às quais acresce, por remissão, o regime previsto para a comercialização livre, com as necessárias adaptações.

Neste sentido, a parte do RRC que se dedica ao relacionamento comercial nas Regiões Autónomas integra um conjunto de normas remissivas para o capítulo referente à comercialização regulada, especificando em cada matéria disposições especiais e excepcionais, com aplicação exclusiva nas Regiões Autónomas ou apenas numa delas. Importa ainda referir a introdução de diversas simplificações no processo de acesso ao sistema eléctrico não vinculado, tendo deixado de estar prevista a necessidade de atribuição do estatuto de cliente não vinculado.

Cabe igualmente na parte do RRC destinada às Regiões Autónomas o regime definido para a convergência tarifária de Portugal continental e das Regiões Autónomas, o qual também não sofre qualquer alteração.

ANEXO – ESTUDOS SOBRE LIGAÇÕES ÀS REDES

No âmbito da preparação desta proposta regulamentar, a ERSE desenvolveu estudos tendo por base a seguinte informação:

- Informação recebida nos termos previstos no artigo 100.º do RRC.
- Informação disponibilizada pela EDP Distribuição relativa a dados reais de orçamentos de ligações à rede de distribuição.

I. ESTUDOS EFECTUADOS COM BASE EM INFORMAÇÃO RECEBIDA NO ÂMBITO DO RRC

CARACTERIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO

De acordo com o RRC, a EDP Distribuição fornece à ERSE informação sobre o estabelecimento de ligações às redes, havendo dados relativos a esta matéria a partir do segundo semestre de 2002 até ao segundo semestre de 2004. Esta informação inclui, para os clientes em média tensão (MT) e em baixa tensão (BT), o número de novas ligações, o número de ligações em que houve necessidade de proceder ao reforço da rede, bem como o número de situações em que se procedeu à expansão das redes em BT.

Paralelamente, com a mesma desagregação por nível de tensão e por natureza do encargo, são disponibilizados pela EDP Distribuição os valores das respectivas participações recebidas de clientes. Segundo a EDP Distribuição, a valorização dos elementos de ligação³, do reforço da rede e expansão da rede em BT é efectuada de acordo com os valores orçamentados e apresentados aos requisitantes.

O quadro resumo do número de ligações consideradas no período que decorreu entre o segundo semestre de 2002 e o segundo semestre de 2004 é o que se apresenta de seguida.

³ Nas situações em que a construção dos elementos de ligação é promovida pelo requisitante, a valorização dos elementos inseridos em exploração na rede é efectuada tendo por base o orçamento inicial apresentado pelo operador de rede ao requisitante.

Quadro 1 - Número de ligações**Número de ligações**

	2002 - II	2003 - I	2003 - II	2004 - I	2004 - II
Média tensão (MT)					
N.º total de novas ligações	64	66	337	341	382
N.º de situações com reforço das redes	3	1	13	19	7
Baixa tensão (BT)					
N.º total de novas ligações	44 975	48 599	47 834	46 048	42 958
N.º de situações com reforço das redes	2 337	3 140	3 174	4 936	5 535
N.º de situações com expansão das redes em BT	497	1 141	1 083	1 435	1 264
MT + BT					
N.º total de novas ligações	45 039	48 665	48 171	46 389	43 340
N.º de situações com reforço das redes	2 340	3 141	3 187	4 955	5 542
N.º de situações com expansão das redes em BT	497	1 141	1 083	1 435	1 264

Tento presente que da EDP Distribuição são recebidos valores totais para os encargos suportados pelos clientes com o estabelecimento de novas ligações, com o reforço da rede e com a expansão das redes, no apuramento dos valores das participações relativas aos elementos para uso exclusivo e para uso partilhado é efectuada a dedução dos encargos com o reforço e a expansão em BT aos valores totais de participação.

Os valores das participações recebidas pela EDP Distribuição, com igual desagregação e no mesmo período são os que constam do quadro seguinte.

Quadro 2 - Valor de participações em ligações

<u>Participações em ligações</u>	em 10 ³ €				
	2002 - II	2003 - I	2003 - II	2004 - I	2004 - II
Média tensão (MT)					
Participação total em novas ligações	642	18 896	5 220	5 213	4 562
Participação com uso exclusivo e uso partilhado	596	18 847	4 633	3 479	4 108
Participação com reforço das redes	46	49	586	1 735	454
Baixa tensão (BT)					
Participação total em novas ligações	21 460	25 944	30 604	22 101	22 483
Participação com uso exclusivo e uso partilhado	14 457	17 216	21 755	11 212	14 763
Participação com reforço das redes	6 611	7 495	7 586	9 757	7 006
Participação com expansão das redes em BT	391	1 233	1 264	1 132	715
MT + BT					
Participação total em novas ligações	22 102	44 840	35 824	27 314	27 045
Participação com uso exclusivo e uso partilhado	15 053	36 063	26 388	14 691	18 871
Participação com reforço das redes	6 657	7 544	8 172	11 492	7 460
Participação com expansão das redes em BT	391	1 233	1 264	1 132	715

Com base nos números totais de ligações, de situações que comportaram reforço das redes ou a expansão em BT, bem como dos valores de participações respectivos, por nível de tensão, são apurados valores médios de encargos suportados pelos clientes no estabelecimento de ligações às redes da distribuição. O quadro seguinte apresenta esses valores médios de custos expressos em Euros.

Quadro 3 - Valor de custos médios com ligações

<u>Custos médios com ligações</u>	em €				
	2002 - II	2003 - I	2003 - II	2004 - I	2004 - II
Média tensão (MT)					
Custo total médio de uma nova ligação	10 031	286 303	15 490	15 287	11 942
Custo médio com uso exclusivo e uso partilhado	9 313	285 561	13 748	10 202	10 754
Custo médio com reforço das redes	15 333	49 000	45 077	91 316	64 857
Baixa tensão (BT)					
Custo total médio de uma nova ligação	477	534	640	480	523
Custo médio com uso exclusivo e uso partilhado	321	354	455	243	344
Custo médio com reforço das redes	2 829	2 387	2 390	1 977	1 266
Custo médio com expansão das redes em BT	787	1 081	1 167	789	566
MT + BT					
Custo total médio de uma nova ligação	491	921	744	589	624
Custo médio com uso exclusivo e uso partilhado	334	741	548	317	435
Custo médio com reforço das redes	2 845	2 402	2 564	2 319	1 346
Custo médio com expansão das redes em BT	787	1 081	1 167	789	566

Da análise efectuada à informação sobre os custos médios com o estabelecimento de ligações ressalta, quer para o caso de ligações em MT, quer para ligações em BT, que a maior componente de custo individualizada (quando existe) é a parcela de encargos respeitante ao reforço das redes.

É ainda observável que os encargos médios suportados pelos requisitantes com a expansão das redes em BT, embora de forma mais esbatida do que acontece para o reforço da rede, superam sempre os custos totais médios com novas ligações, bem como os próprios encargos médios com a construção dos elementos de ligação de uso exclusivo e para uso partilhado.

RESPONSABILIDADE PELOS ENCARGOS

Em relação aos encargos com o estabelecimento de ligações às redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica, considerando o tipo de encargos e elementos de ligação que já decorre da regulamentação em vigor, foram identificadas três possibilidades metodológicas para efectuar a repartição de encargos, consoante a atribuição por agente:

- Hipótese 1: Fazer recair sobre o requisitante os encargos decorrentes da expansão das redes em BT (quando considerada), do reforço das redes existentes (quando necessária), da construção dos elementos de ligação para uso partilhado e da construção dos elementos de uso exclusivo. Esta solução corresponde, no essencial, à actual situação regulamentar.
- Hipótese 2: Fazer recair sobre o requisitante os custos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado e com a construção dos elementos de uso exclusivo, passando à

tarifa os encargos com o reforço das redes existentes (quando necessária) e os que podem existir com a expansão das redes em BT (quando considerada).

- Hipótese 3: Fazer recair sobre o requisitante os custos resultantes da construção dos elementos de ligação de uso exclusivo e passar às tarifas os encargos que advêm da construção de elementos de ligação para uso partilhado, expansão das redes em BT (quando considerada) e reforço das redes existentes (quando necessária).
- Hipótese 4: Fazer recair sobre o requisitante os custos resultantes da construção dos elementos de ligação de uso exclusivo e os custos com os elementos de ligação para uso partilhado, bem como os custos com o reforço das redes. Incluir nas tarifas de utilização das redes os custos com a expansão das redes em BT (quando considerada).

As hipóteses apresentadas podem sintetizar-se, na atribuição da responsabilidade dos respectivos encargos, de acordo com a tabela que se apresenta de seguida.

Tabela 1 - Hipóteses de repartição de encargos com ligações

	Expansão BT	Reforço	Uso partilhado	Uso Exclusivo
Hipótese 1	Requisitante	Requisitante	Requisitante	Requisitante
Hipótese 2	Tarifa	Tarifa	Requisitante	Requisitante
Hipótese 3	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Requisitante
Hipótese 4	Tarifa	Requisitante	Requisitante	Requisitante

Procurou sintetizar-se a valia qualitativa de cada uma das hipóteses de aplicação da metodologia de repartição de encargos com o estabelecimento de ligações às redes. Para tal foram considerados os seguintes aspectos:

- Simplicidade de aplicação, que visa aferir a forma como a regulamentação é entendível e aplicável homogeneamente pelos diversos operadores de rede.
- Facilidade de compreensão pelo requisitante, que procura verificar a facilidade com que o requisitante compreende a metodologia regulamentar e o desdobramento na repartição de encargos com o estabelecimento de ligações às redes.
- Riqueza da informação recebida, que procura avaliar a riqueza do conteúdo da informação potencialmente recebida pelo regulador, para efectuar o acompanhamento das matérias relacionadas com o estabelecimento de ligações às redes.
- Compatibilização das diferentes normas legais, que visa aferir a existência de concordância entre as disposições regulamentares sobre o estabelecimento de ligações às redes e as disposições que emanam, designadamente, da Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, que aprovou o contrato

tipo de concessão da distribuição em baixa tensão. Por outro lado, esta avaliação também pretende aferir da existência, ou não, de áreas de conflito na aplicação de tais disposições.

- Aderência entre custos induzidos e encargos, que pretende averiguar da concordância entre os custos induzidos pela requisição de uma ligação à rede e os encargos suportados pelo requisitante.
- Sinal económico à localização, em que se afere da existência de um incentivo económico à escolha do local para o estabelecimento da instalação, penalizando as localizações mais afastadas da rede.
- Incentivo a adequar as potências requisitadas, em que se procura averiguar da existência de um incentivo ao requisitante para requisitar a potência para a ligação tão próxima e adequada às suas necessidades quanto possível. Genericamente, se o requisitante não suportar encargos que variem com a potência que requisita, tenderá a solicitar valores de potência mais elevados dos que lhe são estritamente necessários, podendo depois contratar valores de potência mais baixos para efeitos de pagamento de tarifas.

A Tabela 2 apresenta a avaliação qualitativa das diferentes hipóteses para a repartição de encargos com o estabelecimento de ligações às redes, tomando em consideração os aspectos mencionados. A citada tabela apresenta também a legenda de leitura das avaliações das diferentes hipóteses para cada um dos itens avaliados.

A hipótese que recolhe mais sinalizadores positivos (sinal +) é a que, na perspectiva da ERSE, conduz a uma metodologia mais favorável, tendo-se concluído que esse é o caso da hipótese 4, que corresponde a fazer recair sobre o requisitante os custos com o reforço das redes existentes, com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado e com a construção dos elementos de uso exclusivo, passando à tarifa os encargos com a expansão das redes em BT.

De notar que o apuramento dos encargos para o elemento de ligação para uso partilhado se efectua, nesta hipótese 4, em função da potência e da distância, sendo o encargo com o reforço das redes exclusivamente dependente da potência requisitada. Paralelamente, o elemento de ligação de uso exclusivo beneficia de uma definição de comprimentos máximos.

Tabela 2 - Avaliação qualitativa das hipóteses de repartição de encargos com ligações

	Hipótese 1	Hipótese 2	Hipótese 3	Hipótese 4
Simplicidade de aplicação	-	+	+	+
Facilidade de compreensão pelo requisitante	-	O	+	+
Riqueza da informação recebida	-	+	O	+
Compatibilização das diferentes normas legais	O	+	+	O
Aderência entre custos induzidos e encargos	+	O	-	+
Sinal económico à localização	+	O	O	+
Incentivo a adequar as potências requisitadas	+	+	O	+

Legenda de leitura: **+** - Avaliação qualitativa mais **favorável**
 O - Avaliação qualitativa **intermédia**
 - - Avaliação qualitativa mais **desfavorável**

A análise dos impactes provocados pela introdução nos proveitos permitidos dos custos dos diversos tipos de encargos, consoante a hipótese em causa, foi efectuada, evidenciando-se que a opção de introduzir, na estrutura de custos aceites, os encargos com o reforço da rede, a expansão da rede em BT e com a construção de elementos de ligação para uso partilhado, conduzia, como seria de esperar, a impactes significativos nas tarifas de uso das redes. Tais impactes são mais reduzidos ao optar-se por incluir na estrutura de custos aceites somente os encargos decorrentes da expansão em BT.

II. ESTUDOS EFECTUADOS COM BASE EM INFORMAÇÃO RECEBIDA RELATIVA A ORÇAMENTOS DE LIGAÇÃO

A ERSE, depois de detectada a necessidade de conhecer melhor a informação respeitante ao estabelecimento de ligações às redes, obteve da EDP Distribuição um conjunto de dados reais relativos à orçamentação de ligações à rede de distribuição de energia eléctrica. Com base nessa informação, cuja análise ainda não foi concluída, procurou obter-se um melhor conhecimento da relação existente entre as características de requisição de ligação, nomeadamente em termos de potência requisitada e de distância entre a instalação requisitante e a rede.

De forma genérica, a informação obtida da EDP Distribuição pode caracterizar-se da seguinte forma:

- Orçamentos realizados entre 2 de Janeiro e 15 de Fevereiro de 2005 para ligações em BT e em MT. O número total de orçamentos ascendeu a 9 095, dos quais 8 979 respeitam a ligações à rede em BT e 116 em MT.
- Informação recebida permite identificar as diversas parcelas de encargos:
 - Encargo com os elementos para uso exclusivo.
 - Encargo com os elementos para uso partilhado.
 - Encargo com o reforço da rede.
 - Encargo com a expansão das redes em BT.
- Informação do tipo de construção:
 - Rede aérea.
 - Rede subterrânea.
 - Utilização mista dos tipos de construção em rede aérea e em rede subterrânea.
- Informação sobre os comprimentos dos elementos:
 - Uso exclusivo (aéreo e subterrâneo).
 - Uso partilhado (aéreo e subterrâneo).

Com base na mencionada informação é possível resumir o conjunto dos diversos valores obtidos de acordo com o que se apresenta nos quadros seguintes, quanto a caracterização do número de orçamentos, encargos com a ligação, potência requisitada e comprimentos dos elementos de ligação.

Distribuição das observações

<u>Caracterização</u>		Uso exclusivo	Uso partilhado	Reforço	Expansão	Total
BT	Número	8 083	436	1 756	336	8 979
	Peso (%)	90,0%	4,9%	19,6%	3,7%	
MT	Número	35	86	3		116
	Peso (%)	30,2%	74,1%	2,6%		

Encargos

Encargos		Uso exclusivo	Uso partilhado	Reforço	Expansão	Total
BT	Valor (€)	3 261 378,77	627 056,53	3 107 224,91	200 942,56	7 196 602,77
	Peso (%)	45,3%	8,7%	43,2%	2,8%	
MT	Valor (€)	158 694,00	1 060 409,26	108 610,00		1 327 713,26
	Peso (%)	12,0%	79,9%	8,2%		

Encargos médios		Uso exclusivo	Uso partilhado	Reforço	Expansão	Total
BT	Valor (€)	3 261 378,77	627 056,53	3 107 224,91	200 942,56	7 196 602,77
	Número	8 083	436	1 756	336	8 979
	Média (€)	403,49	1 438,20	1 769,49	598,04	801,49
MT	Valor (€)	158 694,00	1 060 409,26	108 610,00		1 327 713,26
	Número	35	86	3		116
	Média (€)	4 534,11	12 330,34	36 203,33		11 445,80

Potência

Potência	Potência total (kVA)	Número orçamentos	Potência média (kVA)	Encargo total (mil €)	€/kVA médio
BT	176 984	8 979	19,71	7 197	40,66
MT	45 605	116	393,15	1 328	29,11

Comprimentos

Comprimentos		Uso exclusivo			Uso partilhado			Total
		Aérea	Subter.	Total	Aérea	Subter.	Total	
BT	Ext. (m)	77 185	109 628	186 813	54 467	17 292	71 759	258 572
	Peso (%)	29,9%	42,4%	72,2%	21,1%	6,7%	27,8%	
		41,3%	58,7%		75,9%	24,1%		
MT	Ext. (m)	1 553	956	2 509	19 752	9 859	29 611	32 120
	Peso (%)	4,8%	3,0%	7,8%	61,5%	30,7%	92,2%	
		61,9%	38,1%		66,7%	33,3%		

Comprimentos médios		Uso exclusivo			Uso partilhado			Total
		Aérea	Subter.	Total	Aérea	Subter.	Total	
BT	Ext. tot. (m)	77 185	109 628	186 813	54 467	17 292	71 759	258 572
	Núm. Sit.	3 222	5 075	8 085	423	314	722	8 979
	Ext. méd. (m)	24,0	21,6	23,1	128,8	55,1	99,4	28,8
MT	Ext. tot. (m)	1 553	956	2 509	19 752	9 859	29 611	32 120
	Núm. Sit.	22	11	33	55	38	85	116
	Ext. méd. (m)	70,6	86,9	76,0	359,1	259,4	348,4	276,9

<u>Custo médio da distância</u>	Distância total (m)	Número orçamentos	Distância média (m)	Encargo total (mil €)	€/m médio
BT	258 572	8 979	28,80	7 197	27,83
MT	32 120	116	276,90	1 328	41,34