



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

REVISÃO DOS REGULAMENTOS

DO SECTOR ELÉCTRICO

Documento de Discussão

ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO

12 de Fevereiro 2001

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PORQUÊ REVER OS REGULAMENTOS.....	3
3	COMO REVER OS REGULAMENTOS.....	7
3.1	PRINCÍPIOS ORIENTADORES	7
3.2	FACTORES CONDICIONANTES	7
3.3	ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA.....	8
4	COMO MELHORAR A SATISFAÇÃO DOS CONSUMIDORES	11
4.1	INFORMAÇÃO AOS CONSUMIDORES	11
4.2	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS.....	13
4.3	LIGAÇÃO ÀS REDES	15
4.3.1	Comparticipação dos clientes nos custos das ligações às redes.....	18
4.3.2	Potências de referência.....	20
4.3.3	Estudos e orçamentos de ligações à rede.....	21
4.3.4	Construção de elementos de rede	23
4.3.5	Propriedade dos elementos de rede	24
4.3.6	Pagamento dos elementos de rede.....	24
4.3.7	Harmonização das disposições aplicáveis à ligação às redes do SEP.....	25
4.4	ADITIVIDADE DAS TARIFAS	26
4.5	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	27
4.5.1	Custos marginais e tarifas.....	28
4.5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	31
4.5.3	Tarifas de Uso de Redes	33
4.5.4	Tarifa de Comercialização.....	36
4.6	ESTABILIDADE TARIFÁRIA E PARTILHA DE RISCO	37
4.6.1	Análise na globalidade	37
4.6.2	Evolução dos preços dos combustíveis	42
4.7	COMO TIRAR PARTIDO DAS NOVAS TECNOLOGIAS DE INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO.....	43
4.8	CLIENTES DO SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVIÇO PÚBLICO (SEP).....	46
4.8.1	Relacionamento comercial com o distribuidor	46

4.8.2	Tarifas de venda a clientes finais.....	59
4.8.3	Tarifa de energia e potência	74
5	COMO MELHORAR A CONCORRÊNCIA NO SECTOR ELÉCTRICO	79
5.1	INFORMAÇÃO AOS AGENTES	79
5.2	ABERTURA DE MERCADO	80
5.2.1	Directiva 96/92/CE.....	80
5.2.2	Abertura de mercado em Portugal.....	81
5.2.3	Impacte da abertura de mercado no SEP.....	81
5.2.4	Desenvolvimentos futuros.....	83
5.3	GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE	84
5.4	FLEXIBILIDADE TARIFÁRIA E CONCORRÊNCIA	89
5.5	RELACIONAMENTO COMERCIAL NO SEP	90
5.6	RELACIONAMENTO COMERCIAL NO SENV.....	92
5.6.1	Fornecimento de energia eléctrica no SENV.....	92
5.6.2	Contratos bilaterais físicos	94
5.6.3	Bolsa de energia	94
5.6.4	Restrições de rede.....	95
5.6.5	Desvios de programação	96
5.7	RELACIONAMENTO ENTRE O SEP E O SENV	100
5.8	ACESSO AO SENV E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP	101
5.8.1	Adesão ao SENV.....	101
5.8.2	Adesão de clientes não vinculados ao SEP.....	102
5.9	RELACIONAMENTO COM O SISTEMA ELÉCTRICO ESPANHOL.....	103
5.9.1	Acesso às interligações.....	103
5.9.2	Relacionamento entre o gestor de ofertas e o mercado espanhol	104
5.9.3	Relacionamento entre os agentes através de contratos bilaterais físicos	105
5.10	LIGAÇÃO DE PRODUTORES ÀS REDES	105
5.11	ENERGIA DE PERDAS	107
5.12	OFERTA DE SERVIÇOS DE SISTEMA.....	109
5.12.1	Mercado de Serviços de Sistema.....	109
5.12.2	Deslastre de cargas	110
6	COMO MELHORAR A REGULAÇÃO DOS MONOPÓLIOS.....	111
6.1	A REGULAÇÃO ECONÓMICA	111
6.2	FORMAS DE REGULAÇÃO.....	114
6.2.1	Regulação baseada em custos.....	114

6.2.2	Regulação baseada em preços	116
6.2.3	Formas de regulação mistas e intermédias	118
6.2.4	Regulação <i>ex-ante</i> ou <i>ex-post</i>	119
6.2.5	Incentivos complementares	120
6.2.6	Custos previstos <i>versus</i> custos padrão	125
6.3	INFORMAÇÃO PARA EFEITOS DE REGULAÇÃO	129
6.4	DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO	131
6.5	ESCOLHA DA FORMA DE REGULAÇÃO MAIS ADEQUADA A CADA ACTIVIDADE DAS EMPRESAS REGULADAS	132
6.5.1	Regulação da entidade concessionária da RNT	133
6.5.2	Regulação da distribuição vinculada	134
6.5.3	A partilha dos resultados na distribuição vinculada	139
6.5.4	Fronteiras entre actividades	140
6.6	CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL	140
6.7	DETERMINAÇÃO DOS ACTIVOS FIXOS A REMUNERAR	145
7	COMO MELHORAR O DESEMPENHO AMBIENTAL DO SECTOR ELÉCTRICO.....	153
7.1	CARACTERIZAÇÃO SUMÁRIA DOS IMPACTES AMBIENTAIS ASSOCIADOS AO SECTOR ELÉCTRICO.....	153
7.2	RESTRICÇÕES AMBIENTAIS IMPOSTAS AO SECTOR.....	154
7.3	MEDIDAS PARA MELHORAR O DESEMPENHO AMBIENTAL DO SECTOR.....	155
7.4	COMPETÊNCIAS E ACTUAÇÃO DA ERSE	156
ANEXOS		159
Anexo I	Projecto de criação do centro de arbitragem do sector eléctrico	161
Anexo II	Ligação às redes.....	163
Anexo III	Relacionamento comercial com o distribuidor.....	167
Anexo IV	Informação aos agentes.....	173
Anexo V	Abertura de mercado em Portugal	179
Anexo VI	As tarifas no actual quadro regulamentar.....	183
Anexo VII	Correcção de hidraulicidade.....	193
Anexo VIII	Contratos de aquisição de energia.....	195
Anexo IX	Agente comercial mandatário	197
Anexo X	Relacionamento comercial no SENV.....	199
Anexo XI	Prazos e procedimentos de acesso ao SENV e adesão de clientes não vinculados ao SEP203	
Anexo XII	Relacionamento com o sistema eléctrico espanhol	207
Anexo XIII	Oferta de serviços de sistema.....	211

SIGLAS E UNIDADES215

1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende orientar a discussão sobre a revisão dos regulamentos da competência da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). A justificação para esta iniciativa é apresentada no Capítulo 2 e o Capítulo 3 enquadra e explica o processo de revisão dos regulamentos. Os temas propostos a discussão estão agrupados em três áreas, de acordo com três grandes preocupações da ERSE: como melhorar a satisfação dos consumidores (Capítulo 4), como melhorar a concorrência no sector eléctrico (Capítulo 5) e como melhorar a regulação dos monopólios (Capítulo 6). Tendo presente que a defesa do ambiente é matéria de interesse público que envolve todos os sectores económicos, questiona-se como pode a regulação contribuir para melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico (Capítulo 7).

Um documento desta natureza resulta sempre de um compromisso entre dois objectivos: por um lado, ser breve e conciso de forma a não tomar demasiado tempo ao leitor familiarizado com estes temas e permitir-lhe elaborar comentários igualmente breves e precisos; por outro lado, ser auto-explicativo de forma a permitir ao leitor menos conhecedor dos assuntos aqui tratados uma suficiente compreensão do contexto em que surgem as perguntas formuladas, facilitando assim a sua resposta. O resultado é, inevitavelmente, um texto demasiado longo para o especialista e demasiado breve para o leitor comum. Ao primeiro sugerimos que percorra apenas as perguntas, evidenciadas no texto; ao segundo manifestamos a nossa disponibilidade para aprofundar, por escrito ou em reunião a agendar, os temas aqui tratados com menos detalhe, sugerindo desde já a consulta dos anexos a este documento, da "Caracterização do Sector Eléctrico-Portugal Continental" e de outras publicações da ERSE, assim como de estudos solicitados pela ERSE a institutos universitários portugueses, todos eles disponíveis para consulta na biblioteca da ERSE e na sua página da Internet (www.erse.pt).

As questões aqui levantadas, embora numerosas, não esgotam o universo de temas abrangidos pelo sector eléctrico e pela sua regulação. A ERSE está naturalmente aberta à inclusão de outros assuntos na discussão pública sobre a revisão dos regulamentos e agradece antecipadamente todas as contribuições.

2 PORQUÊ REVER OS REGULAMENTOS

O quadro legal do sector eléctrico foi publicado em Julho de 1995. Ele antecipava desde logo, no essencial, a Directiva 96/92/CE sobre o mercado interno de electricidade que foi aprovada em Dezembro de 1996 e entrou em vigor a 19 de Fevereiro de 1997, concedendo aos Estados-membros dois anos para proceder à sua transposição. A legislação nacional do sector eléctrico sofreu ligeiras modificações em Março de 1997 para se tornar compatível com a referida directiva. Portugal foi assim um dos primeiros Estados-membros a aplicar a directiva do mercado interno de electricidade.

A legislação do sector eléctrico prevê a existência dos seguintes regulamentos:

Regulamento Tarifário	RT
Regulamento de Relações Comerciais	RRC
Regulamento do Despacho	RD
Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações	RARI
Regulamento da Qualidade de Serviço	RQS
Regulamento da Rede de Transporte	RRT
Regulamento da Rede de Distribuição	RRD

Os primeiros quatro são da responsabilidade da ERSE e os restantes três da Direcção-Geral de Energia (DGE), devendo a ERSE apresentar à DGE proposta sobre as disposições de natureza comercial do RQS e verificar a sua integral aplicação.

A ERSE entrou em funções a 1 de Fevereiro de 1997 e indicou como primeira prioridade a elaboração dos regulamentos da sua competência. Para o efeito procedeu-se a uma consulta pública cujas etapas se recordam em seguida:

21 de Julho de 1997	Publicação do "Anúncio de Proposta de Regulamentação"
19 de Setembro de 1997	Prazo para a entrega de comentários escritos
29 de Setembro de 1997	Audição pública
19 de Maio de 1998	Publicação da "Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico"
1 de Julho de 1998	Prazo para a entrega de comentários escritos
13 de Julho de 1998	Audição pública
31 de Julho de 1998	Envio à DGE da proposta de disposições comerciais do RQS
15 de Setembro de 1998	Publicação em Diário da República do RT, RRC e RARI
15 de Abril de 1999	Publicação em Diário da República do RD

A regulamentação do sector eléctrico foi completada com a publicação do RRD (Junho de 1999), do RRT (Maio de 2000), e do RQS (Junho de 2000).

O RD determina a publicação de três manuais de procedimentos (Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP, Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas) e de códigos de conduta relativos ao Agente Comercial do SEP, ao Gestor de Sistema e ao Gestor de Ofertas.

A regulamentação do sector eléctrico veio introduzir uma maior transparência no relacionamento entre as empresas e entre estas e os clientes do sector eléctrico, possibilitando o efectivo exercício do direito de escolha do fornecedor por parte dos clientes elegíveis. São de realçar os seguintes aspectos:

- As tarifas e os preços passaram a ser determinados de acordo com fórmulas e parâmetros publicados pela ERSE, sendo a sua fixação anual objecto de parecer do Conselho Tarifário e de detalhada justificação, igualmente pública.
- O acesso às redes e às interligações é feito de acordo com procedimentos relativamente simples e a obtenção do estatuto de cliente não vinculado é um processo expedito, o que permitiu até hoje a 22 consumidores de energia eléctrica do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) optar por fornecedores alternativos.
- O relacionamento bilateral de agentes portugueses (clientes e produtores não vinculados, Agente Comercial do SEP) com agentes situados no estrangeiro é hoje uma realidade.
- O Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) conta com um número crescente de clientes e de produtores, revelando um elevado potencial de desenvolvimento.
- O relacionamento dos clientes do SEP com as empresas de distribuição obedece a um conjunto de regras que foram objecto de parecer das associações de consumidores e que asseguram a não-discriminação dos consumidores de energia eléctrica e salvaguardam os seus direitos.

A velocidade de transformação do sector eléctrico, em Portugal e na União Europeia, aconselha uma reflexão sobre a sua regulamentação. Também a impressionante evolução tecnológica, sobretudo nas áreas da informação e da comunicação, assim como a crescente influência dos mercados financeiros, dispendo de instrumentos cada vez mais sofisticados, sobre o sector eléctrico, são motivos que convergem na necessidade de proceder a esta reflexão. Aliás, a necessidade de rever os regulamentos do sector eléctrico em 2001 havia sido desde logo anunciada em Maio de 1998, na "Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico" então publicada pela ERSE, nos termos que de seguida se recordam:

“A ERSE considera que o cumprimento dos seus objectivos estatutários num contexto fortemente evolutivo e só parcialmente caracterizável em termos quantitativos aconselha uma abordagem em duas fases:

- A primeira fase (1998-2001), inicia-se com a introdução dos regulamentos previstos na legislação e parcialmente cobertos pelo presente documento. Trata-se de regulamentos relativamente simples, que permitem fazer evoluir o sector eléctrico de acordo com a legislação nacional e comunitária, estimulando o comportamento activo de clientes e empresas na busca das soluções mais adequadas à satisfação dos seus interesses. Simultaneamente, será possível recolher, tratar e publicar mais informação quantitativa sobre o sector eléctrico, necessária à melhor compreensão de determinadas situações e à avaliação dos custos e benefícios que possam resultar de formas alternativas de regulação.
- A segunda fase inicia-se em 2001 com a revisão dos regulamentos então em vigor e deverá visar um mais amplo horizonte temporal. A experiência e a informação entretanto obtidas deverão permitir a introdução de mecanismos de regulação mais adequados à nova situação do mercado da electricidade, em Portugal e na União Europeia.”

Na verdade, a experiência adquirida com a aplicação dos regulamentos permitiu identificar algumas lacunas e defeitos que importa colmatar e corrigir. Com base nessa experiência e na informação entretanto obtida sobre o sector eléctrico português, assim como em experiências internacionais de regulação, é possível melhorar a regulamentação existente.

3 COMO REVER OS REGULAMENTOS

3.1 PRINCÍPIOS ORIENTADORES

A missão da ERSE, descrita nos seus Estatutos, pode ser resumida na seguinte fórmula: assegurar o equilíbrio justo e razoável entre os interesses dos consumidores de energia eléctrica, os interesses das empresas que actuam no sector e o interesse público. Para atingir tal fim são necessárias regras promotoras de eficiência, cujas definição, aplicação e revisão devem ser absolutamente transparentes.

A revisão dos regulamentos do sector eléctrico visa melhorar:

- a) A eficiência e a equidade dos mecanismos de regulação adoptados para o primeiro período de regulação (1998-2001).
- b) A adaptação da regulação à actual realidade do sector eléctrico, modificando os mecanismos existentes ou introduzindo novos mecanismos.
- c) A clareza dos textos regulamentares.
- d) A economia e funcionalidade da arquitectura regulamentar, distribuindo os assuntos pelos vários regulamentos de forma a evitar redundâncias, aumentar a coerência e facilitar a interpretação das regras.

Na busca de soluções eficientes importa ter sempre presente o seu potencial impacte económico sobre os agentes do sector eléctrico e sobre a economia em geral, assim como a sua compatibilidade com objectivos de interesse público assumidos a nível nacional ou comunitário.

Na análise da adaptação da regulação à actual realidade do sector eléctrico e na busca de soluções eficientes e inovadoras devem-se considerar os comportamentos dos agentes, os objectivos políticos da União Europeia e as propostas da Comissão Europeia, bem como o actual modelo de organização do sector eléctrico nacional e o seu quadro legislativo.

3.2 FACTORES CONDICIONANTES

A revisão dos regulamentos do sector eléctrico é concebida num quadro de incerteza em relação a duas questões fundamentais que aguardam uma tomada de posição do Governo português:

- 1) De que modo se vai concretizar, em Portugal, o objectivo comunitário definido no Conselho Europeu de Lisboa, em Março de 2000, de acelerar a liberalização do sector eléctrico?
- 2) Que limites às emissões atmosféricas de gases de efeito de estufa serão aplicados ao sector eléctrico português?

Da resposta a estas duas questões podem resultar alterações ao modelo de organização do sector eléctrico e ao seu enquadramento jurídico nacional, mais ou menos profundas, obrigando a nova revisão da regulamentação.

A presente reflexão sobre a revisão dos regulamentos do sector eléctrico tem como referência o actual quadro legislativo, embora não possa deixar de se questionar, nalguns casos, a adequação das disposições legais actualmente em vigor às novas realidades.

3.3 ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

O presente documento pretende suscitar comentários e sugestões que ajudem a ERSE a elaborar uma proposta de revisão dos regulamentos. As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação em contrário. Elas serão colocadas na página da ERSE da Internet (www.erse.pt) onde se encontram já o presente documento e vários relatórios elaborados por institutos universitários portugueses a pedido da ERSE, sobre temas relevantes para a revisão dos regulamentos. As contribuições podem ser enviadas por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio electrónico, para as seguintes moradas:

Morada postal: Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
Rua D. Cristóvão da Gama 1
1400-013 Lisboa

Fax: 213033201

Correio electrónico: erse@erse.pt

No dia 12 de Março de 2001, com início às 9:30, terá lugar uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do sector eléctrico. Essa audição servirá sobretudo para discutir alternativas à actual regulamentação, avaliando publicamente vantagens e inconvenientes das várias opções. A audição pública realiza-se no seguinte local:

Edifício da Alfândega

Sala do Infante

Rua Nova da Alfândega

4050-430 Porto

O seu programa será oportunamente divulgado.

Tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE colocará posteriormente a discussão pública uma proposta de revisão dos regulamentos do sector eléctrico, da sua competência. Serão então solicitados os vários pareceres previstos e será elaborada a nova versão dos regulamentos. A data de entrada em vigor das alterações regulamentares deverá permitir a determinação das tarifas para 2002 e dos parâmetros para o próximo período de regulação tarifária de acordo com as novas regras.

4 COMO MELHORAR A SATISFAÇÃO DOS CONSUMIDORES

4.1 INFORMAÇÃO AOS CONSUMIDORES

A informação é essencial para assegurar uma regulação eficaz. A informação completa e adequada permite estimular a concorrência, proporcionando incentivos às empresas e protecção aos consumidores, conquistando a confiança destes e dos demais agentes económicos.

A reflexão sobre o tema da informação compreende a necessidade de dar transparência a tudo o que é público, como corolário do cumprimento dos princípios democráticos, de participação na vida pública e, ainda, a preocupação de fazer chegar aos consumidores a medida certa de informação, de forma clara e objectiva, capaz de permitir a liberdade de escolha sobre as melhores opções.

Os aspectos referidos recebem dignidade constitucional. A Constituição da República Portuguesa confere a todos o direito de informar, de se informar e de ser informado, designadamente sobre a gestão de assuntos públicos, consagrando a informação como um direito fundamental dos consumidores.

Como entidade administrativa, a ERSE tem deveres de informação para com os directamente interessados num procedimento administrativo. Assim, deve permitir o acesso aos documentos que produza nesta área, submetendo-se, respectivamente, ao cumprimento das disposições do Código do Procedimento Administrativo e da Lei de Acesso aos Documentos Administrativos, contribuindo, deste modo, para a transparência da esfera pública. No exercício das suas funções, a ERSE recebeu também o direito de exigir informação junto dos operadores do sector eléctrico, sujeitos à sua regulação.

A ERSE assume como função essencial a divulgação de informação como factor de promoção dos direitos dos consumidores, motivando o interesse na própria participação dos consumidores e das associações que os representem. Neste sentido, entre outras acções, a ERSE tem promovido a consulta a um número alargado de entidades sempre que se processa a aprovação de novas medidas regulamentares, proporciona a realização de audições públicas, organiza conferências e seminários sobre assuntos relativos ao sector eléctrico, introduz e actualiza informação disponível na sua página na Internet e procede a diversas publicações.

Na vertente do relacionamento comercial, a informação constitui um instrumento privilegiado e fundamental na promoção e protecção dos direitos e interesses dos consumidores em geral. A chamada lei de defesa do consumidor (Lei n.º 24/96) prevê, inclusivamente, penalidades

contratuais quando no relacionamento com o consumidor falta informação, esta é insuficiente, inadequada ou ambígua. Por sua vez, a Lei n.º 23/96, que criou no ordenamento jurídico português mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais, impõe ao prestador desses serviços especiais deveres de informação.

A informação contribui de forma decisiva para a garantia da qualidade de serviço, designadamente na perspectiva comercial. Existem inúmeras formas de divulgar informação: através de folhetos, realização de campanhas, nas próprias facturas, bem como pelo recurso às potencialidades da Internet.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) atribui às empresas deveres de informação sobre um conjunto importante de matérias, nomeadamente: opções tarifárias, apresentação e tratamento de reclamações, modalidades de facturação e pagamento, padrões de qualidade de serviço e procedimentos sobre a resolução de conflitos, definição de prazos de resposta aos pedidos de informação formulados pelos clientes, publicação de folhetos informativos em matéria de segurança na utilização de electricidade, actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica, utilização de estimativas de consumo para efeitos de facturação e leitura de contadores pelos clientes.

Ao nível da regulação de litígios, a informação desempenha um papel fundamental na área de prevenção de conflitos, bem como na sua resolução.

As reclamações dirigidas à ERSE no domínio do relacionamento comercial têm demonstrado a insuficiência quantitativa e qualitativa da informação prestada aos clientes em algumas áreas, designadamente nas seguintes:

- Orçamentação das ligações às redes do SEP.
- Informação constante do pré-aviso de interrupção de energia eléctrica e da própria factura que indica a existência de dívida.
- Intervenções técnicas realizadas pelas equipas de reparação de avarias.
- Informação constante de outros avisos apostos junto das instalações de utilização dos clientes.

Também, num quadro de abertura de mercado e de liberalização do sector eléctrico, a informação é fundamental. O acesso às redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica por parte dos clientes não vinculados e o funcionamento do sistema de ofertas, no qual assenta o relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, envolvem a disponibilização e a divulgação de um conjunto de informações imprescindíveis.

Aos utilizadores das redes é reconhecida a necessidade de prestarem informação (informação inicial de acesso e informação sistemática) e de a receberem (caracterização das redes, ofertas de compra e venda, serviços, etc.). Estes direitos e obrigações de informação decorrem, num primeiro plano, do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), do contrato de adesão ao Sistema de Ofertas, bem como dos manuais de procedimentos em vigor (do Gestor do Sistema e do Gestor de Ofertas). Informação mais detalhada sobre esta matéria é apresentada no Anexo IV.

De que modo a regulamentação pode incentivar ou promover um melhor nível de informação dos consumidores?

De que forma pode a ERSE contribuir para melhorar a informação acessível aos consumidores?

Como podem as empresas do sector eléctrico melhorar o nível de informação dos consumidores?

Em que matérias deverá a regulamentação considerar características, forma e prazos da informação a prestar aos consumidores de energia eléctrica?

Que tipo de informação deve ser prestada pelos clientes ao distribuidor vinculado tendo em vista a boa gestão técnica e comercial do sistema eléctrico?

A par do aspecto quantitativo da informação a produzir e a divulgar, as exigências de um serviço universal determinam o rigor e a qualidade da informação, a sua apreensão e eficácia, ou seja, a forma como chega e é compreendida pelos consumidores. Acresce ainda referir os consumidores com necessidades especiais, designadamente com incapacidades físicas de visão, audição e fala, para os quais a informação (conteúdo e forma) deve ser a mais adequada à sua condição.

4.2 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

A regulação do relacionamento comercial entre os vários operadores no sector eléctrico e entre estes e os consumidores contempla a preocupação pela resolução de conflitos emergentes desses relacionamentos. A este propósito, nos termos do Decreto-Lei n.º 187/95 que criou a ERSE e do Decreto-Lei n.º 44/97 que aprovou os seus estatutos, compete à ERSE fomentar a arbitragem voluntária como forma de resolver os conflitos de natureza comercial e contratual entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), as entidades titulares de licença de produção e de distribuição e os consumidores. Também a lei de defesa do consumidor, referindo-se ao direito à protecção jurídica e ao direito a uma justiça acessível e

pronta, determina no seu artigo 14.º que “Incumbe aos órgãos e departamentos da Administração Pública promover a criação e apoiar centros de arbitragem com o objectivo de dirimir os conflitos de consumo”. A par do recurso às instâncias judiciais, sistema normal de resolução de litígios, vários factores têm determinado o incentivo ao recurso dos chamados mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, designadamente no espaço comunitário e na área dos conflitos de consumo.

A mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária constituem os instrumentos de resolução extrajudicial de conflitos. A mediação assenta na recomendação por parte de uma entidade com vista à resolução do litígio. A conciliação é sugerida às partes, procurando alcançar uma solução de compromisso para o caso concreto. A arbitragem voluntária consiste em submeter o conflito à decisão de árbitro(s), sendo voluntária porque pressupõe a adesão prévia das partes (convenção de arbitragem). A mediação e a conciliação constituem mecanismos sem capacidade para impor uma decisão vinculativa aos casos concretos, enquanto que a decisão arbitral recebe valor idêntico ao da sentença dos tribunais judiciais de 1.ª instância.

É no direito do consumo que se assiste a uma maior proliferação de entidades que procuram a resolução de conflitos através dos referidos instrumentos extrajudiciais. O Instituto do Consumidor, as associações de consumidores, os serviços municipais de informação e apoio aos consumidores e os centros de arbitragem de conflitos de consumo, além de outras funções, intervêm na resolução extrajudicial dos chamados conflitos de consumo. A actividade desenvolvida por estas entidades pressupõe a existência de uma relação de consumo (aquisição de um bem, prestação de um serviço ou transmissão de um direito, destinados ao uso não profissional, conforme dispõe o artigo 2.º da lei de defesa do consumidor). Com excepção do Instituto do Consumidor e das associações de consumidores de âmbito nacional e interesse genérico, a competência territorial das referidas entidades encontra-se normalmente circunscrita a um município ou concelho, distrito ou região.

Para a totalidade do território continental português existem cerca de meia centena de serviços municipais (CIAC, SMIAC, etc.) e seis centros de arbitragem de conflitos de consumo. A competência dos centros de arbitragem encontra-se ainda habitualmente limitada em razão do valor (750.000\$00), correspondendo ao valor previsto para a alçada dos tribunais de 1.ª instância.

O Ministério Público e o Provedor de Justiça são igualmente considerados instâncias de recurso para os consumidores, com legitimidade de acção quando se está na presença, respectivamente, de procedimentos judiciais em prol dos interesses difusos, colectivos e individuais homogéneos dos consumidores e da prestação de serviço público.

Os regulamentos em vigor consagram a faculdade da ERSE em promover e fazer uso da mediação e da conciliação relativamente aos conflitos de natureza comercial e contratual.

A mediação tem sido o mecanismo mais frequentemente utilizado pela ERSE perante as reclamações que lhe têm sido dirigidas. O número de reclamações recebidas na ERSE tem registado uma evolução crescente. Em 1999 e 2000 foram submetidas à intervenção da ERSE, respectivamente, 51 e 75 reclamações.

A promoção da arbitragem voluntária pode ser desenvolvida a partir de várias acções. Em primeiro lugar, sempre que um centro de arbitragem existente é competente para intervir sobre um conflito emergente do sector eléctrico, a ERSE informa e encaminha o consumidor para esse centro. Se as partes pretenderem recorrer à chamada arbitragem *ad hoc*, designando a composição do tribunal arbitral para cada caso concreto, a ERSE pode ser convidada por acordo das partes a proceder à referida designação. Por sua vez, a recomendação ou até a aprovação de medidas que conduzem à inclusão de cláusulas compromissórias de recurso à arbitragem nos contratos a celebrar com os consumidores são cada vez mais usuais, nomeadamente na área dos serviços públicos essenciais.

A criação de um centro de arbitragem para o sector eléctrico constitui a forma mais completa de promover a arbitragem voluntária como mecanismo de resolução de litígios emergentes do sector eléctrico. Neste sentido, a ERSE desenvolveu um conjunto de actividades e tem vindo a propor um modelo de centro de arbitragem para o sector eléctrico. As características deste projecto encontram-se enunciadas no Anexo I deste documento.

Existem actualmente condições para a criação de um centro de arbitragem específico para o sector eléctrico?

Caso a criação do centro não seja possível, que formas alternativas de promoção da arbitragem voluntária podem ser seguidas?

4.3 LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação às redes é uma condição prévia para o fornecimento de energia eléctrica. Os encargos de estabelecimento e exploração das redes são pagos pelos utilizadores das redes da seguinte forma:

- Encargos de ligação, pagos no momento do estabelecimento da ligação da respectiva instalação às redes existentes.

- Tarifas de uso das redes, pagas com uma periodicidade mensal.

Para os clientes do SEP o pagamento do uso das redes está incluído na tarifa de Venda a Clientes Finais.

As comparticipações dos clientes e as tarifas de uso das redes deverão permitir aos operadores das redes a recuperação total dos seus custos, incluindo a justa remuneração dos seus activos. Quer a determinação dos encargos de ligação a suportar pelos requisitantes, quer as metodologias de estabelecimento das tarifas de uso das redes, devem obedecer aos princípios de transparência, não-discriminação e igualdade de tratamento.

As condições comerciais de ligação às redes do SEP encontram-se definidas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e no RARI. No caso das ligações de instalações às redes de Baixa Tensão (BT) é ainda aplicável a Portaria n.º 148/84. A metodologia de fixação das tarifas de uso das redes encontra-se definida no Regulamento Tarifário (RT) e as suas regras de aplicação no RARI.

Uma vez que os utilizadores das redes pagam todos os encargos de estabelecimento e exploração das redes, um aspecto fundamental a analisar diz respeito à separação dos encargos que devem ser pagos no momento do estabelecimento das ligações e os encargos que devem ser recuperados de forma diferida e faseada no tempo através das tarifas de uso das redes.

As tarifas de uso das redes asseguram a remuneração dos operadores de rede relativamente aos custos não considerados nos encargos de ligação, designadamente os que dizem respeito à operação e manutenção das redes e à remuneração dos activos que constituem as redes (líquidos das comparticipações já pagas pelos requisitantes das ligações através dos encargos de ligação).

A análise da melhor forma de repartir a totalidade dos encargos, através dos encargos de ligação pagos inicialmente ou através das tarifas de uso das redes, deve considerar diversos aspectos, designadamente:

- Universalidade do serviço de fornecimento de energia eléctrica.
- Evitar subsidiasões cruzadas entre utilizadores das redes.
- Incentivar a expansão eficiente das redes.
- Promover a escolha mais adequada dos traçados e materiais a adoptar nas ligações.
- Sinalizar aos novos utilizadores das redes a localização mais eficiente do ponto de vista do sistema eléctrico.

Como devem ser repartidos os encargos de ligação às redes entre o que é pago com o estabelecimento da ligação e o que é pago através das tarifas de uso das redes?

Devem ser fixados valores máximos para o estabelecimento das ligações, a pagar individualmente, facilitando o acesso ao serviço de fornecimento de energia eléctrica?

A abordagem consagrada na regulamentação em vigor vai no sentido de fazer incidir nos encargos de ligação uma parte significativa dos encargos de construção das redes.

O RRC estabelece a seguinte classificação para os elementos de rede necessários para proporcionar a ligação de uma instalação à rede:

- Elementos de rede para uso exclusivo – elementos de rede por onde esteja previsto transitar energia eléctrica consumida apenas na instalação em causa.
- Elementos de rede construídos exclusivamente para ligação de uma instalação – elementos de rede construídos para alimentação de uma instalação cuja construção não seria previsível pelo desenvolvimento dos consumos de outras instalações.
- Elementos de rede de uso partilhado – elementos de rede também necessários à ligação de outras instalações à rede cuja existência não seja consequência directa da instalação a ligar à rede.

A classificação dos elementos de rede necessários para proporcionar a ligação de uma instalação à rede definidos no RRC (de uso exclusivo, construídos exclusivamente para ligação de uma instalação e de uso partilhado) é adequada?

Deverá ser considerada uma classificação alternativa dos elementos de rede?

Os requisitantes de uma ligação à rede pagam a totalidade dos custos relativos aos elementos de rede de uso exclusivo necessários para concretizar a ligação da sua instalação à rede existente, bem como uma participação nos custos de reforço da rede a montante no caso da potência requisitada para a sua instalação superar os valores de potência de referência publicados pela ERSE.

Será de considerar a possibilidade de recuperar os custos com os reforços de rede (elementos de rede de uso partilhado) exclusivamente através das tarifas de uso das redes, deixando de ser exigida participação nos custos de reforço da rede?

Seguidamente, e tendo em vista a promoção de uma discussão sobre esta matéria, tão aprofundada quanto possível, são analisados de forma mais detalhada os seguintes tópicos:

- Participação dos clientes nos custos das ligações às redes.
- Potências de referência.
- Estudos e orçamentos de ligações à rede.
- Construção de elementos de rede.
- Propriedade dos elementos de rede.
- Pagamento dos elementos de rede.
- Harmonização das disposições aplicáveis à ligação às redes do SEP.

A análise a seguir apresentada peca pela falta de dados sobre a situação actual, não sendo possível caracterizar de forma quantificada os diferentes aspectos relacionados com os tópicos em discussão. A EDP Distribuição, solicitada pela ERSE a apresentar informação desagregada que permitisse a análise aprofundada destes assuntos, informou a ERSE não ter condições de a disponibilizar a tempo de ser considerada nesta audição pública. Consideram-se particularmente relevantes para a discussão que se pretende fazer sobre esta matéria, entre outros, os seguintes dados:

- Montante das participações por tipo de elemento de rede.
- Número de orçamentos e de ligações concretizadas para os diversos escalões de tensão.
- Valores das potências requisitadas nesses escalões.
- Comprimentos médios dos ramais de BT e MT.

No Anexo II apresenta-se uma breve descrição do quadro regulamentar vigente sobre alguns dos assuntos anteriormente referidos. Na página da ERSE na Internet (<http://www.erse.pt>) encontra-se disponível o estudo “Condições Comerciais de Ligação às Redes do SEP”, elaborado pelo INESC Porto para a ERSE.

4.3.1 COMPARTICIPAÇÃO DOS CLIENTES NOS CUSTOS DAS LIGAÇÕES ÀS REDES

Os valores totais dos custos suportados pelos clientes (participações) com as ligações às redes atingem valores significativos em percentagem do investimento total efectuado pelo distribuidor vinculado e pela entidade concessionária da RNT. Os valores das participações com as ligações à RNT, apesar de significativos, são muito inferiores, em termos relativos e absolutos, aos que se verificam nas ligações à rede de distribuição.

No gráfico seguinte apresentam-se os valores totais dos investimentos e os valores que correspondem às participações efectuadas no período 1997-1999 (em valor absoluto e em percentagem do valor total do investimento registado em cada ano) na rede de distribuição.

Investimento¹ e Participações - Distribuição de energia eléctrica

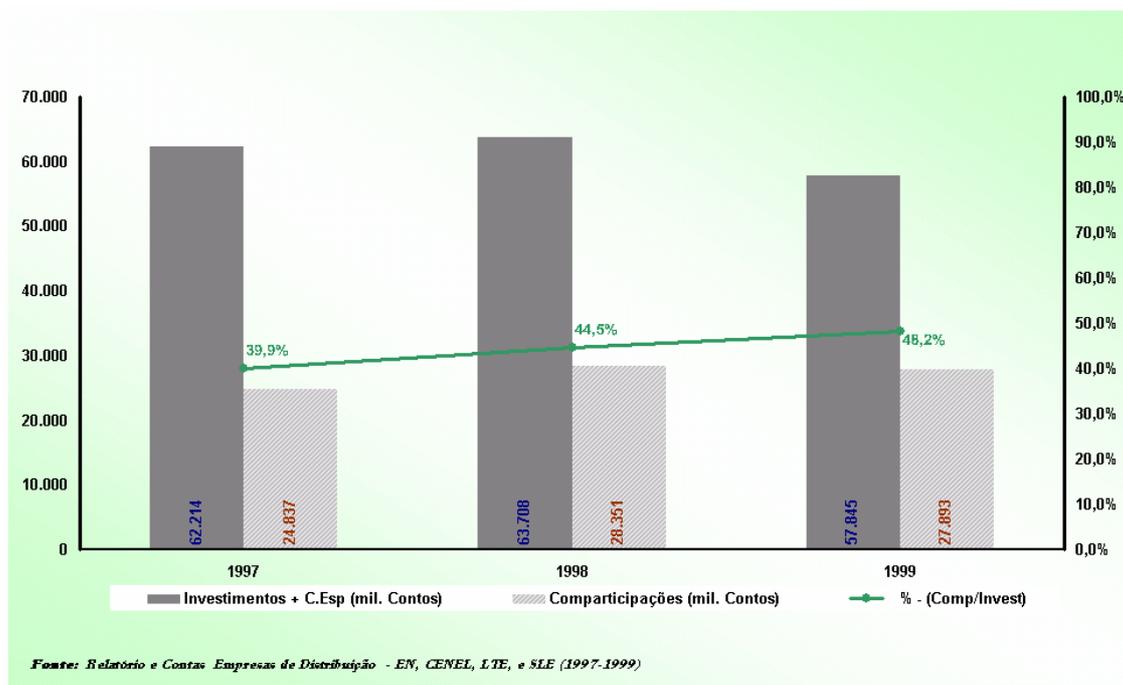


Figura 4-1

Da análise da informação constante do gráfico anterior verifica-se que o peso relativo das participações no total do investimento se acentuou ao longo do período em análise, passando de 39,9% em 1997, para 48,2% em 1999. Esta evolução encontra justificação no facto de o investimento total se ter reduzido no período em análise (62,2 milhões de contos em 1997 contra 57,8 milhões de contos em 1999) e do valor das participações se ter mantido relativamente estável.

Conforme anteriormente referido, os requisitantes suportam a totalidade dos custos com a construção de elementos construídos exclusivamente para alimentar a respectiva instalação. Este tipo de elementos de rede que, no momento da construção da ligação, são utilizados somente pelo requisitante da ligação, passam a ser elementos de rede de uso partilhado, pelo menos em parte, logo que se liguem novos consumidores. Actualmente, não está prevista qualquer forma de compensar o requisitante que inicialmente pagou a totalidade dos elementos de rede

¹ Os valores de investimentos a custos técnicos aparecem somados dos valores das participações em espécie recebidas pelas empresas de distribuição.

construídos exclusivamente para alimentar a sua instalação à qual posteriormente se ligaram outros consumidores.

Deverá o requisitante que inicialmente pagou a ligação à rede ser compensado pelos outros clientes que posteriormente se venham a ligar a troços de rede por ele pagos?

Em caso afirmativo, durante quanto tempo deve ser assegurado esse direito?

Quais os mecanismos de compensação a incluir nos regulamentos por forma a tornar possível a sua aplicação na prática?

4.3.2 POTÊNCIAS DE REFERÊNCIA

No Despacho n.º 14030-A/99 da ERSE é definida a potência de referência como sendo o valor da potência requisitada acima do qual poderá ser exigida aos requisitantes a comparticipação nos custos de reforço da rede. Os valores das potências de referência são indicados no Anexo II.

As ligações com potências requisitadas abaixo do valor da potência de referência estão isentas do pagamento de comparticipação nos custos de reforço da rede, considerando-se que o fornecimento de energia a cargas de valor inferior àquele patamar está incluído no âmbito do normal desenvolvimento das redes, cabendo ao distribuidor assegurar o seu progressivo reforço.

Os valores actuais das potências de referência que condicionam a exigência de comparticipação nos custos de reforço das redes são adequados? Que novos valores poderiam eventualmente ser adoptados?

Actualmente o valor da potência de referência nas redes de Média Tensão (MT) é 2000 kVA. Será útil estabelecer diferentes valores da potência de referência para redes de MT, eventualmente dependentes do tipo de redes (aérea ou subterrânea)?

Os valores unitários de comparticipação por cada unidade de potência requisitada que supere a potência de referência foram publicados pela ERSE através do despacho anteriormente mencionado e constam do Anexo II.

O facto de os valores das potências de referência em BT serem comuns às instalações de utilização individual e às instalações de utilização colectiva, conduz a valores de comparticipação diferentes para uma mesma potência requisitada à rede de BT, como resulta da análise dos casos seguintes:

- Ligação à rede de 3 instalações individuais contíguas, sendo a potência individual requisitada igual à potência de referência.
- Ligação à rede da instalação colectiva de um prédio com a potência requisitada igual a 3 vezes a potência de referência.

Em qualquer dos casos a potência total requisitada é idêntica. Do ponto de vista da rede de BT, trata-se de alimentar uma carga com a potência igual a 3 vezes a potência de referência.

No primeiro caso, cada cliente pagará apenas os elementos de rede de uso exclusivo, não participando nos encargos de reforço da rede existente pelo facto da potência requisitada por cada um dos interessados não ter ultrapassado a potência de referência.

No segundo caso, o requisitante, para além dos encargos com os elementos de rede de uso exclusivo, participará ainda nos encargos com o reforço da rede pelo facto de a potência requisitada ter superado a potência de referência.

Actualmente, os valores da potência de referência não são diferenciados para instalações individuais e colectivas. Deve manter-se este critério?

4.3.3 ESTUDOS E ORÇAMENTOS DE LIGAÇÕES À REDE

Até à entrada em vigor dos regulamentos publicados em 1998, os custos com a realização dos estudos necessários à elaboração dos orçamentos de construção de novas ligações não eram explicitados, nem directamente debitados aos requisitantes, sendo incluídos nos custos da respectiva construção.

O RRC veio permitir que os requisitantes assumam directamente a construção dos elementos de rede de uso exclusivo, tornando assim imperiosa a separação e a explicitação dos vários custos associados à ligação, por forma a que os encargos com os estudos de elaboração de orçamentos possam ser directamente pagos pelos requisitantes ao distribuidor vinculado ou à entidade concessionária da RNT.

O Despacho n.º 17171-A/99 da ERSE fixou as regras aplicáveis ao cálculo dos valores a debitar, pelo distribuidor vinculado ou pela entidade concessionária da RNT, relativos aos encargos suportados com os estudos realizados para elaboração dos orçamentos para a construção dos elementos de rede necessários à ligação de instalações de utilização às redes do SEP. As metodologias de valorização dos estudos para elaboração dos orçamentos para ligações à rede de distribuição são descritas no Anexo II.

As metodologias de valorização dos estudos de orçamentação conduzem a valores adequados?

Que alternativas devem ser consideradas em relação às metodologias actualmente em vigor?

Actualmente encontram-se tabelados os preços dos estudos de orçamentação para os casos mais frequentes de ligações em BT. Será de promover a publicação de tabelas que incluam um conjunto mais alargado de casos, incluindo ligações às redes de MT?

Nos casos de ligações mais complexas em Alta Tensão (AT) e em Muito Alta Tensão (MAT) deverá ser fixado um valor máximo para os estudos de orçamentação?

Os orçamentos devem ser comunicados, por escrito, ao requisitante, nos prazos de 15 e 30 dias úteis para ligações em BT e MT, respectivamente. Para todas as ligações em AT e MAT e nas ligações em BT e MT em que a natureza dos estudos a realizar não possibilite o cumprimento dos prazos atrás referidos, a apresentação do orçamento deve ser efectuada em prazo a acordar com o requisitante.

Os prazos de elaboração dos orçamentos previstos no RRC são adequados? Que alterações devem ser eventualmente introduzidas?

A principal crítica recolhida sobre esta matéria, traduzida nas reclamações de clientes apresentadas à ERSE, revela a necessidade de introdução de maior transparência na elaboração dos orçamentos.

Os orçamentos poderão apresentar uma maior discriminação dos trabalhos e respectivos preços associados, nomeadamente dos materiais e mão de obra.

A inclusão nos orçamentos dos prazos previstos para a execução da ligação à rede proporcionará certamente uma transparência acrescida e uma maior satisfação dos clientes.

Como melhorar a qualidade e a transparência dos orçamentos apresentados aos requisitantes de uma ligação à rede?

Deverá ser dada a possibilidade aos requisitantes de realizarem estudos e projectos de ligações às redes?

4.3.4 CONSTRUÇÃO DE ELEMENTOS DE REDE

Os elementos de rede necessários para proporcionar a ligação classificam-se em elementos de rede para uso exclusivo, construídos exclusivamente para alimentação de uma instalação e de uso partilhado.

Os elementos de rede construídos exclusivamente para alimentação de uma instalação e os de uso partilhado só podem ser construídos pelo distribuidor vinculado ou pela entidade concessionária da RNT.

De acordo com o disposto no RRC, os requisitantes podem, na posse do respectivo orçamento elaborado pelo operador da rede à qual se pretendem ligar, optar por promover a construção dos elementos de rede de uso exclusivo pelos seus próprios meios.

Os requisitantes que optem pela construção dos elementos de rede de uso exclusivo devem fazê-lo de acordo com as disposições do Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), respeitando, nomeadamente, o estudo que serviu de base ao orçamento elaborado pelo distribuidor vinculado ou pela entidade concessionária da RNT, as normas construtivas aplicáveis e os materiais e equipamentos aprovados pelo distribuidor.

Será de introduzir maior concorrência na construção das ligações às redes do SEP, dando a possibilidade aos requisitantes de optarem pela promoção da construção dos elementos de rede construídos exclusivamente para alimentação de uma instalação?

Como garantir a qualidade técnica de execução das ligações e acautelar que uma maior abertura na construção das ligações às redes não tenha consequências negativas no desenvolvimento das redes?

Sem prejuízo da fiscalização efectuada pelas entidades administrativas competentes, o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT podem fiscalizar tecnicamente a construção da ligação à rede e solicitar a realização dos ensaios que entendam necessários.

Para suprir eventuais deficiências de construção de elementos de rede construídos pelo requisitante, o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT podem exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida por um ano, correspondente a 10% do valor desses elementos de rede.

Os actuais mecanismos de salvaguarda da qualidade de construção das ligações à rede são adequados?

Que alternativas ou mecanismos adicionais deverão ser considerados?

4.3.5 PROPRIEDADE DOS ELEMENTOS DE REDE

A legislação de 1995 refere expressamente que as ligações às redes fazem parte das redes de distribuição (MT e AT) ou da rede de transporte. Nos termos do Decreto-Lei n.º 184/95, fazem parte das redes de distribuição em BT as ligações de centros electroprodutores e de clientes, salvo nos casos em que exista acordo em contrário, nos termos do RRC.

O RRC estabelece que todos os elementos de rede destinados a proporcionar a ligação à rede de uma instalação de utilização de energia eléctrica passam a fazer parte das redes do SEP logo que forem considerados, pelo distribuidor vinculado ou pela entidade concessionária da RNT, em boas condições técnicas de exploração.

Nestas circunstâncias, a possibilidade dos requisitantes de uma ligação serem detentores da propriedade dos elementos de rede de uso exclusivo que alimentam a sua instalação está dependente de prévia alteração legislativa.

Noutros países, os requisitantes de uma ligação às redes podem, em determinadas circunstâncias, tornar-se proprietários das ligações. Nestes casos, o proprietário é responsável pela exploração e pela manutenção desses troços de rede.

4.3.6 PAGAMENTO DOS ELEMENTOS DE REDE

O RRC prevê expressamente que a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado possam exigir o pagamento dos custos a suportar com a ligação à rede, como condição prévia à construção dos elementos de rede necessários.

O pagamento associado à aquisição de outros bens ou à prestação de outros serviços coincide normalmente com a entrega do bem ou a conclusão do serviço. A aplicação supletiva da lei geral determina quase sempre o pagamento com a entrega do bem ou a conclusão do serviço, onde se incluem as empreitadas de obras particulares. Nas empreitadas de obras públicas, onde podemos encontrar características comuns à construção das ligações às redes, a legislação aplicável em matéria de honorários não prevê o pagamento antecipado, mas sim um pagamento fraccionado e faseado no tempo, fazendo coincidir cada prestação com um momento determinado (ex. primeira parcela com a aceitação do orçamento; segunda parcela com o início da obra e assim sucessivamente até à conclusão da obra).

Considerando o quadro descrito, é desde logo questionável a exigência de pagamento antecipado. A equiparação do pagamento dos elementos de rede à generalidade dos bens e serviços, ou com as próprias empreitadas de obras públicas, poderá revelar-se uma solução adequada, podendo ou não incluir formas de garantia, perfeitamente válidas numa lógica de mercado.

Deverá manter-se a possibilidade actual de o distribuidor vinculado poder exigir o pagamento antecipado dos custos de ligação à rede?

Esta possibilidade deverá ser limitada aos casos simples de BT em que o tempo de construção é muito curto?

Nos casos mais complexos, quando não haja acordo entre as partes, deverá ser imposto regulamentarmente um limite máximo ao valor a pagar antecipadamente?

4.3.7 HARMONIZAÇÃO DAS DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS À LIGAÇÃO ÀS REDES DO SEP

Conforme anteriormente referido, as condições comerciais de ligação às redes do SEP encontram-se definidas no RRC e no RARI. No caso das ligações de instalações às redes de BT é ainda aplicável a Portaria n.º 148/84.

Os dois regulamentos não tratam de forma idêntica as ligações às redes do SEP, designadamente relativamente aos seguintes aspectos:

- Classificação dos elementos de rede necessários para concretizar a ligação às redes do SEP.
- Prazos de elaboração de estudos e orçamentos.
- Informação a fornecer ao operador das redes pelos requisitantes de uma ligação às redes.
- Sinalização económica adequada a uma correcta localização geográfica dos utilizadores das redes.

Importa ainda referir que, actualmente, o RARI não define as condições comerciais de estabelecimento dos elementos de uso não partilhado associados à ligação às redes do SEP de produtores e clientes não vinculados.

A Portaria n.º 148/84, que aprovou o contrato-tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT entre os municípios e a EDP, S.A., tendo sido publicada em data anterior à da legislação de 1995 que conduziu à reorganização do sector eléctrico, contém ainda disposições

aplicáveis ao relacionamento comercial entre a EDP, S.A. e os seus clientes, designadamente em matéria de ligações à rede de distribuição.

As disposições aplicáveis às ligações às redes que integram a Portaria n.º 148/84 não são coerentes com o estabelecido no RRC.

De que forma deverão ser harmonizadas as disposições regulamentares aplicáveis à ligação às redes do SEP actualmente definidas no RRC, no RARI e na Portaria n.º 148/84?

Deverão as condições comerciais de ligação às redes ser tratadas num único regulamento? Em caso afirmativo, deverão as condições comerciais de ligação às redes do SEP, independentemente da natureza dos agentes, estar previstas no RRC?

4.4 ADITIVIDADE DAS TARIFAS

No actual quadro regulamentar as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP devem proporcionar um conjunto de proveitos igual à soma dos proveitos das diversas actividades reguladas, a saber, aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, conforme apresentado no Anexo VI. Nestas circunstâncias, os actuais regulamentos do sector eléctrico determinam a existência de aditividade global em termos de actividades reguladas, o mesmo não acontecendo necessariamente em termos de tarifas.

Num sistema tarifário aditivo a soma das diversas tarifas por actividade aplicáveis a cada grupo de clientes (clientes do mesmo nível de tensão ou opção tarifária) deve definir a respectiva tarifa de Venda a Clientes Finais. A verificação desta condição adicional garante também a aditividade dos proveitos das actividades reguladas, actualmente prevista no SEP.

No actual quadro regulamentar, a tarificação dos clientes do SENV é já obtida por adição das tarifas de cada uma das actividades reguladas aplicáveis.

A estrutura actual do sector eléctrico, assente em cinco actividades reguladas, é o resultado da evolução de um sector verticalmente integrado, no qual as tarifas eram calculadas de forma a garantirem um volume de receitas global previamente determinado. Esta forma de cálculo condicionou a presente definição das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.

A aditividade desempenha um papel importante na transparência, justiça e eficiência económica de um sistema tarifário. Partindo do princípio que as diversas tarifas por actividade reflectem os

respectivos custos, a aditividade garante a não existência de subsidiação cruzada entre grupos de clientes independentemente do sistema a que pertencem.

A questão da aditividade intersecta vários outros debates sobre a estrutura de cada uma das tarifas e sobre a própria macro-estrutura do tarifário, nomeadamente sobre a introdução de uma tarifa de comercialização e sobre a harmonização das variáveis de facturação. Além destes factores há que ter em conta os princípios de equidade que regem a formulação das tarifas, quer em termos de equidade de tratamento entre clientes do SEP e do SENV quer entre diferentes grupos de clientes.

A necessidade da existência de uma tarifa de Comercialização é justificada pelo facto de a aditividade só poder ser assegurada através da definição de uma tarifa para cada actividade regulada.

A necessidade de harmonização das variáveis de facturação é justificada pelo facto de só ser possível obter as tarifas de Venda a Clientes Finais por adição de cada uma das tarifas por actividade, no caso dos preços de cada tarifa serem definidos relativamente a variáveis equivalentes.

Seja qual for o caminho seguido há que ter em conta a necessidade de proporcionar a cada cliente tarifas claras e inteligíveis. As tarifas de Venda a Clientes Finais podem manter a necessária simplicidade e clareza se forem publicadas as componentes tarifárias por actividade que adicionadas compõem os diversos termos das tarifas finais, bem como as metodologias e critérios seguidos no cálculo e agregação dessas componentes.

O debate sobre esta questão deve ter em conta os impactes resultantes da substituição das actuais tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, pela adição das tarifas de cada uma das actividades a montante de cada ponto de entrega.

É oportuna a introdução da total aditividade das tarifas? Em caso afirmativo, como proceder à transição do sistema actual para o novo sistema?

4.5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

O sistema tarifário é constituído por um vasto conjunto de tarifas discriminadas por actividade, nível de tensão e utilização da potência. Cada tarifa é formada por um ou vários preços aplicáveis a diferentes termos de facturação (variáveis físicas).

Por estrutura tarifária entende-se o conjunto de termos de facturação, as suas regras de cálculo, os preços associados, bem como as relações entre os termos e os preços de uma mesma tarifa e entre os preços das diversas tarifas.

4.5.1 CUSTOS MARGINAIS E TARIFAS

Na legislação é consagrado o princípio da “*Repercussão na estrutura das tarifas dos custos marginais*”. Esta regra é importante, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de energia eléctrica.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema eléctrico.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O óptimo social coincide com o óptimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

A eficiência na afectação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional. Caso não se verifique esta igualdade, com uma alteração da quantidade produzida e, conseqüentemente, do seu valor, é possível um aumento de bem estar. Por vezes este tipo de eficiência alocativa é denominada de *eficiência Pareto*, onde nenhum agente económico pode melhorar o seu bem estar sem provocar uma diminuição do nível de bem estar de outro agente económico.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um importante princípio de regulação, consagrado na legislação do sector eléctrico, mas não o único. No enquadramento legal do SEN existem ainda os princípios da “igualdade de tratamento e oportunidades”, da “uniformidade tarifária” e do “equilíbrio económico-financeiro” das empresas do sector eléctrico. Estes princípios nem sempre são conciliáveis. Por outro lado, a procura da eficiência em termos

dinâmicos pode limitar o interesse em manter tarifas estritamente ligadas aos custos marginais. Também a necessidade de estabilidade de parâmetros regulamentares ou níveis tarifários pode levar à introdução de períodos transitórios em que esta aderência só parcialmente seja procurada.

A análise dos custos e preços do sector eléctrico é dificultada por algumas especificidades do sector. Contudo, mesmo tendo em conta estas dificuldades, os custos marginais são um elemento importante para a definição de tarifas no sector eléctrico. Devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Para atingir o equilíbrio económico-financeiro das empresas bastaria permitir que as empresas recuperassem os seus custos totais incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsidiação cruzada entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada por nível de tensão desta igualdade para cada actividade regulada, nomeadamente, aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Por outro lado, deve ser verificado se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados a um uso eficiente da energia eléctrica através da análise dos diversos termos que as constituem.

Para cada uma das actividades reguladas devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a facturar de cada uma das tarifas. No Anexo VI apresentam-se as variáveis utilizadas nas actuais tarifas.

As variáveis utilizadas na facturação e as suas regras de medição, previstas nas actuais tarifas, são as mais adequadas à correcta recuperação dos custos tendo em conta a aditividade?

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respectivas regras de medição para cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação horo-sazonal e também espacial, ou seja, pode depender do tempo e da localização geográfica. Para a determinação de cada um destes custos e para cada uma das actividades, diversas metodologias podem ser adoptadas.

Os custos associados a cada uma das variáveis físicas que definem os diversos serviços regulados com uma discriminação horo-sazonal e eventualmente espacial, e as regras de determinação dessas variáveis, constituem as tarifas reguladas baseadas em custos marginais. Se estas tarifas de referência dos diversos serviços regulados de uma mesma actividade permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada actividade, então o preço associado às variáveis de facturação de cada tarifa deverá ser igual ao respectivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de facturação de cada tarifa devem ser corrigidos por factores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados por forma a proporcionar os proveitos permitidos em cada actividade. Contudo, a estrutura de cada tarifa escalada deve reflectir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema eléctrico em cada uma das actividades, assegurando também a recuperação dos proveitos permitidos em cada actividade de acordo com as regras definidas no RT.

Uma das regras que poderá ser utilizada para fazer coincidir o nível de receitas proporcionado por tarifas baseadas em custos marginais com as receitas necessárias para garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas, sem distorcer a mensagem veiculada por preços reflectindo custos marginais, é a regra dos preços de Ramsey, também conhecida por Ramsey-Boiteux.

Esta regra consiste em aplicar aos custos marginais factores de escala diferenciados de acordo com o inverso da elasticidade dos vários segmentos da procura. Na prática, consiste em fixar preços mais próximos dos custos marginais para termos tarifários ou classes de consumidores que têm uma procura mais elástica (quando o consumo de electricidade é muito sensível a variações no preço da electricidade) e preços mais afastados para termos tarifários ou classes de consumidores com uma procura mais inelástica. Esta regra poderá ser aplicada às várias classes de consumidores (domésticos, indústria, serviços, iluminação pública, etc) ou às componentes de cada tarifa (potência e energia discriminada por período de entrega horo-sazonal). A aplicação desta regra a estas classes de consumidores contraria a norma de que os preços devem ser independentes do destino dado à energia. Um exemplo da aplicação desta regra às componentes de cada tarifa é a aplicação dos escalamentos unicamente às energias de horas de ponta e cheias.

Estes factores de escala poderão ser do tipo multiplicativo ou do tipo aditivo. Os escalamentos do tipo aditivo consistem em adicionar uma determinada parcela aos custos marginais. Se esta parcela for constante, as diferenças absolutas entre os preços das diferentes classes de consumidores e/ou componentes das tarifas permanecem iguais às diferenças entre os custos marginais. Os escalamentos do tipo multiplicativo consistem em multiplicar os custos marginais

por um determinado factor. Este factor pode ser constante se se quiser manter a estrutura dos custos marginais, ou seja, as diferenças relativas nos preços das diferentes classes de consumidores e/ou nos termos das tarifas. Outra hipótese é uma interpretação qualitativa da regra de Ramsey-Boiteux, aplicando factores de escala diferenciados de acordo com o conhecimento empírico que se tem das elasticidades dos consumidores e/ou dos termos das tarifas.

Dos comentários à proposta de regulamentação do sector eléctrico, divulgada pela ERSE em Maio de 1998, resulta claro o interesse em ligar a estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais. Contudo, os escalamentos necessários por actividade devem ser cuidadosamente analisados, identificando-se e justificando-se a sua origem.

No âmbito desta revisão regulamentar é importante questionar a forma como os escalamentos se aplicam. A sua incidência diferenciada por termo tarifário e/ou por nível de tensão deverá ser objecto de análise.

Deverão os escalamentos incidir unicamente sobre os preços das energias de horas de ponta e cheias, períodos horários em que a procura é mais inelástica?

Deverão os escalamentos ser do tipo multiplicativo ou do tipo aditivo?

A eventual aproximação dos preços praticados em alguns termos tarifários aos custos marginais, poderá condicionar também a estrutura de algumas tarifas. É o caso dos preços a praticar nas energias de vazio, que poderão condicionar a estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Comercialização.

Tendo em conta o acima exposto, os custos marginais podem ser utilizados, não para directamente determinar tarifas, mas para actualizar, com alguma periodicidade, a estrutura tarifária.

Deverão os preços a praticar nas energias dos períodos horários do vazio convergir para os custos marginais da energia de vazio?

4.5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema reflecte o conjunto de encargos suportados pela entidade concessionária da RNT relativos aos custos associados às funções de Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas e Acerto de Contas, os custos relativos aos serviços de sistema, os custos da ERSE, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico

geral e por último os custos transferidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica quando se verificar uma redução significativa do volume de vendas por adesão ao SENV de clientes do SEP.

Para que o transporte de energia eléctrica, da produção até à distribuição, se realize em condições de segurança, estabilidade e qualidade de serviço é necessário que o operador de sistema, responsável pela gestão técnica do sistema, disponha de um conjunto de serviços designados por “serviços de sistema”, para manter o equilíbrio entre a produção e o consumo no sistema eléctrico.

Devido à velocidade requerida para a actuação de certos “serviços de sistema”, a sua acção é automática, o que não retira a responsabilidade ao gestor de sistema no estabelecimento e na verificação dos parâmetros que condicionam a operação de tais serviços. A responsabilidade do gestor de sistema limita-se à sua zona de actuação, mas deve atender à natureza interligada do sistema eléctrico europeu no qual está inserido o sistema eléctrico português. Nestas condições assume, também, responsabilidades perante os restantes operadores de sistema pertencentes ao sistema eléctrico interligado (UCTE).

Ocorrendo um desequilíbrio no balanço produção versus consumo de uma dada zona de regulação, a frequência será perturbada. Nestas condições deverá acontecer uma participação descentralizada e solidária de todas as zonas (ou países) na regulação primária de frequência (até 30 segundos) e responsabilidade individual da zona (país) perturbadora na regulação secundária (até 15 minutos), de modo a restabelecer as condições prévias à perturbação.

O controlo da frequência exige em cada instante a disponibilidade de potência em reserva, regulações primária e secundária, para compensar as perturbações que possam ocorrer. Este facto deve ser tido em conta no dimensionamento do sistema electroprodutor o qual proporciona uma garantia de funcionamento “obrigatória” a todos os intervenientes no sistema eléctrico mas de duração muito limitada, cerca de 15 minutos.

O pagamento dos encargos das regulações primária e secundária, dos reguladores dos grupos electroprodutores e da gestão técnica do sistema constitui a franquia para ser abastecido pelo sistema eléctrico.

Actualmente, a tarifa de Uso Global do Sistema é suportada por todos os consumidores de energia eléctrica. Esta tarifa apresenta uma estrutura monómia, sendo facturada em função da energia activa fornecida (PTE/kWh), e dependendo implicitamente dos períodos horários através dos factores de ajustamento para perdas.

As variáveis de facturação desta tarifa poderão ser objecto de estudo por forma a serem oferecidos preços de energia eléctrica mais diferenciados por posto horário do que os actualmente obtidos por aplicação dos factores de ajustamento para perdas nos diferentes níveis de tensão.

Os custos relativos aos serviços de sistema constituem a parcela de encargos mais significativa dos custos da actividade de Gestão Global do Sistema (65%), transferidos dos proveitos da tarifa de Energia e Potência. Estes custos são devidos aos reguladores das centrais, que representam 1% dos custos de potência das centrais do SEP, ao custo da reserva girante calculado tendo por base o valor da sua potência e, ainda, ao sobrecusto de exploração inerente à utilização de grupos adicionais de inferior ordem de mérito, em regime de funcionamento abaixo da sua potência máxima. O valor da potência utilizado para efeitos de cálculo do custo da reserva girante resulta da soma da potência do maior grupo do SEP e de 1% da ponta anual do consumo. Assim, os encargos dos serviços de sistema dependem dos períodos horários em que são fornecidos. É o caso dos custos das reservas que podem ser mais elevados em horas de ponta.

Por outro lado, para maximizar a eficiência, o preço de um bem deve estar mais próximo do custo marginal desse bem quando a procura é mais sensível a variações no preço, isto é, mais elástica. Este é o caso das energias de vazio, pelo que é desejável que os preços destas energias se aproximem dos seus custos marginais. Este facto pode condicionar a actual estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema, conduzindo à recuperação dos encargos da actividade de Gestão Global do Sistema mais concentrada nos preços das energias de períodos horários em que a procura é mais inelástica, como são os casos das horas cheias e das horas de ponta.

Deverá a tarifa de Uso Global do Sistema ter uma diferenciação por período horário mais discriminada que a actual?

Os encargos com a actividade de Gestão Global do Sistema deverão passar a ser recuperados nas energias de horas cheias e de horas de ponta?

4.5.3 TARIFAS DE USO DE REDES

Em Portugal, como na maioria dos países da União Europeia, os encargos com os usos das redes são recuperados por tarifas aplicadas aos consumidores.

Os encargos a recuperar pelas tarifas de uso das redes reflectem os custos de operação e manutenção e os investimentos na rede, nos seus troços centrais de utilização comum ou nos

troços periféricos de utilização partilhada por um pequeno número de clientes próximos, enquanto previstos na expansão natural da rede.

Os investimentos não previstos na expansão natural da rede serão, em princípio, suportados pelos clientes através de participações financeiras ou em espécie.

No Anexo VI apresenta-se a situação actual das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição.

De acordo com a legislação do sector eléctrico, o uso das redes não está sujeito ao princípio da uniformidade tarifária, aplicável exclusivamente aos clientes finais do SEP, de acordo com o artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 182/95. No entanto, o n.º 4 do artigo 2.º do referido Decreto-Lei, relativo a princípios gerais, estabelece que: “No exercício das actividades englobadas no SEN, é assegurada a todos os interessados igualdade de tratamento e de oportunidades”.

No contexto descrito, tomando em consideração que um cliente elegível pode optar por ser cliente do SEP ou por ser CNV, pode fazer sentido que, independentemente do sistema pelo qual é fornecido, o cliente pague o uso de redes através de uma mesma tarifa, o que obrigaria a que esta tarifa obedecesse ao princípio da uniformidade tarifária, como actualmente previsto.

A manutenção deste princípio deve contudo ser questionada. Com efeito, através das tarifas de uso das redes poderiam ser fornecidos sinais económicos tendentes a uma eficiente localização dos utilizadores das redes. Estes sinais económicos incentivariam uma aproximação do consumo à produção com custos variáveis inferiores, reduzindo-se as perdas e os congestionamentos nas linhas de transporte, que provocam uma diferenciação nodal dos custos marginais de energia.

Uma outra abordagem consistiria em manter a uniformidade tarifária das tarifas de uso das redes, transmitindo os sinais económicos referidos através de incentivos à localização do cliente no momento de ligação. Esta situação já está prevista no RARI, embora não tenha sido posta em prática pelo facto de ainda não terem sido publicados os coeficientes de adesão às redes.

Deverá ser mantida a uniformidade tarifária nas tarifas de uso das redes?

Deverão ser dados incentivos à localização do consumo no momento da ligação?

Deverão estes incentivos ser aplicados em todos os níveis de tensão?

Actualmente atribuem-se os encargos de uso das redes exclusivamente à potência média em horas de ponta e eventualmente em horas cheias. Importa analisar quais os parâmetros de facturação mais adequados para recuperar os encargos com os usos de redes. Com efeito, os

custos correspondentes aos troços de rede de utilização comum cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta podem ser repercutidos sobre os preços de potências médias medidas nas horas de ponta. Em contrapartida, os custos correspondentes aos troços periféricos, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes, cujo dimensionamento é directamente influenciado pela potência que cada um deseja receber, são fundamentalmente condicionados pela potência máxima solicitada a qualquer momento. Neste sentido seria questionável a possibilidade de introduzir nas tarifas de uso das redes um termo adicional para além do previsto actualmente, sensível à potência máxima, como por exemplo a potência contratada medida em intervalos de 15 minutos, à semelhança do praticado nas tarifas de Venda a Clientes Finais. Tal medida representaria também um incentivo ao controlo da potência contratada. Esta condição adicional possibilitaria uma maior aderência do conjunto das tarifas de cada actividade às tarifas de Venda a Clientes Finais garantindo a aditividade entre elas e promovendo a equidade de tratamento entre o SEP e o SENV. Para o efeito deverá também ser equacionada a possibilidade de estender a definição do termo de potência tomada aplicável nas tarifas do SEP, por forma a convergir com o actual termo de potência aplicável nas tarifas de uso das redes, calculado em intervalos de tempo alargados, fundamentalmente energias de horas de ponta.

Foi previsto no Acordo de Acesso e Operação das Redes (AAOR) um incentivo ao controlo de potência. Nos meses em que a potência tomada (PT), medida em intervalos de 15 minutos, exceda a potência requisitada (Preq) pelo CNV, tipicamente igual ao valor da potência contratada à data do pedido de adesão ao SENV, o pagamento por uso das redes é agravado pelo quociente das potências referidas $PT/Preq$.

Deverá ser introduzido nas tarifas de uso das redes um termo adicional sensível à potência que cada cliente recebe, como por exemplo a potência contratada?

Atendendo a que uma fracção importante dos investimentos realizados nas redes é justificada por economia de perdas e por melhoria da qualidade de serviço, designadamente continuidade de fornecimento e amplitude e qualidade da onda de tensão, deverão as tarifas de uso das redes ser função da energia activa?

Naturalmente a repartição das receitas que cada termo das tarifas deve proporcionar, deverá ser definida, por forma a serem recuperados unicamente os proveitos autorizados em cada uma das actividades de transporte e de distribuição. Esta repartição poderá ser orientada recorrendo a métodos econométricos. Tal implica a recolha de um conjunto de informação relativa quer a custos suficientemente desagregados para caracterizar o tipo de investimento, quer a variáveis físicas de facturação nomeadamente potências e energias discriminadas por posto horário.

A facturação de energia reactiva aparece de forma explícita nas tarifas de uso das redes. As regras adoptadas são idênticas às aplicáveis aos clientes finais do SEP por nível de tensão, uma vez que é desejável que a compensação seja feita localmente. Com efeito, os custos associados com a compensação local, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em electrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada, realizada pelo distribuidor no interior da rede.

A facturação de energia reactiva constitui uma forma de fomentar a compensação local, pelo cliente do SEP ou do SENV que, caso o faça, verá a sua factura reduzida, possibilitando também a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento.

Como considerar a energia reactiva no âmbito das tarifas de uso das redes?

Dado a tarifa de uso das redes estar relacionada com a utilização da capacidade dos equipamentos que constituem a rede, poderá ser considerada a introdução de um termo de potência aparente nesta tarifa, nomeadamente para a recuperação dos investimentos nos troços periféricos?

4.5.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

Actualmente não existe uma tarifa de Comercialização apesar de existir uma actividade regulada de comercialização. Os proveitos desta actividade regulada são recuperados através da tarifa de Venda a Clientes Finais, cujos proveitos regulados incluem os proveitos regulados admitidos para a margem de comercialização. Esta situação tem como consequência a impossibilidade de tornar o sistema tarifário aditivo.

No sentido de proporcionar maior transparência no funcionamento do sistema eléctrico e de garantir equidade de tratamento importa considerar a introdução de uma tarifa de Comercialização não prevista no actual RT.

A implementação desta tarifa deve ter em conta o exposto em capítulo anterior sobre a aditividade do sistema tarifário. A transição de uma lógica de uma “margem de comercialização” para uma lógica de tarifa de Comercialização deverá ser ponderada de forma a não causar desequilíbrios bruscos no enquadramento tarifário dos vários sectores do SEP, considerando que as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP seriam obtidas por adição das tarifas por actividade a montante do ponto de entrega de cada cliente, incluindo a tarifa de Comercialização.

Com o objectivo de estabelecer uma tarifa independente para a comercialização, é necessário recolher e processar informação adicional sobre os encargos de comercialização discriminados por tipo de cliente e por função: marketing, leitura, facturação e cobrança.

Há igualmente que considerar a estrutura desta tarifa e as suas variáveis de facturação. Poder-se-á optar por uma estrutura binómia com um termo fixo e outro dependente do consumo por cliente por cada nível de tensão. Os dados recolhidos e os estudos a efectuar sobre a natureza dos custos de comercialização podem indicar qual a relação entre custos fixos, custos variáveis por cliente e custos variáveis por kWh a ser utilizada nas variáveis de facturação desta tarifa.

Qual a estrutura mais adequada para a tarifa de Comercialização?

Quais as suas variáveis de facturação?

Deverá ser aplicada a mesma tarifa de Comercialização aos clientes do SEP e do SENV?

4.6 ESTABILIDADE TARIFÁRIA E PARTILHA DE RISCO

4.6.1 ANÁLISE NA GLOBALIDADE

Dada a influência que a energia eléctrica tem em todos os sectores da economia, a confiança dos agentes económicos em relação à evolução dos preços da electricidade, induzida pela estabilidade tarifária, permite-lhes tomarem as decisões mais adequadas. A importância da estabilidade tarifária está também relacionada com o facto de a energia eléctrica satisfazer necessidades básicas e a sua procura ser relativamente inelástica. Deste modo, a estabilidade tarifária regulamentarmente instituída é também socialmente justificada.

Contudo, restrições à evolução dos preços de electricidade face à evolução dos custos traduzem-se em incrementos do risco das empresas reguladas. É o que acontece quando os aumentos dos custos, nomeadamente dos custos decorrentes de factores exógenos à gestão das empresas reguladas, não podem ser repercutidos de imediato nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Devem ser criados mecanismos que permitam repercutir *a posteriori* nas tarifas os custos decorrentes de factores exógenos, desde que não cobertos por mecanismos de mercado?

Neste contexto, há que encontrar o equilíbrio entre a estabilidade tarifária e a contenção do risco em que incorrem as empresas reguladas. Por conseguinte, no quadro legal em vigor, que impõe a uniformidade tarifária e o limite ao aumento dos preços em BT à evolução da taxa de inflação,

tornam-se relevantes os mecanismos de ajustamento de proveitos por forma a, por um lado, garantir às empresas reguladas o equilíbrio financeiro e, por outro lado, reforçar a protecção dos clientes face à evolução das tarifas.

O RT contempla dois tipos de mecanismos de estabilização:

- Ajustamento dos proveitos através da comparação entre os proveitos previstos e os proveitos verificados ou ainda através de partilha de “lucro” entre as empresas de distribuição e os consumidores.
- Correção de hidraulicidade, cujo valor varia consoante a evolução da produção de origem hídrica.

O ajustamento dos proveitos, após comparação entre os proveitos previstos e os proveitos verificados, actua em todas as tarifas. O RT define os mecanismos de ajustamento dos proveitos a proporcionar, pelas diferentes tarifas num dado ano. O ajuste é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados e os que resultam da aplicação das tarifas com os valores verificados para as variáveis que as compõem. A figura seguinte resume o modo como este mecanismo é aplicado nas tarifas de Energia e Potência, de Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte.

Mecanismo de ajustamento

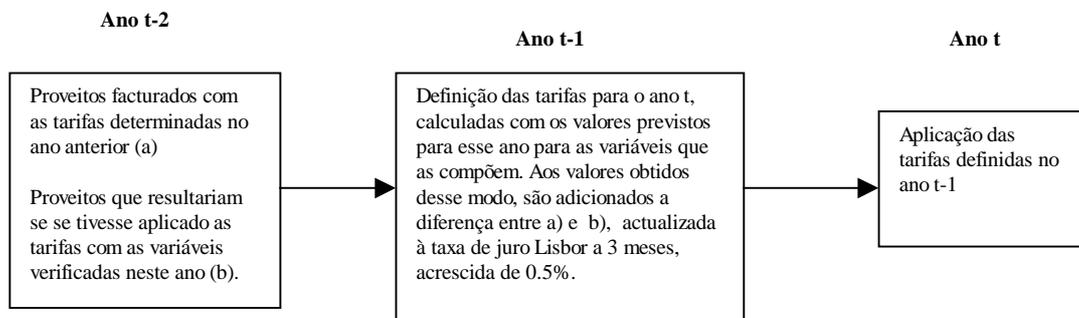


Figura 4-2

Sempre que os “lucros” das empresas reguladas ultrapassarem uma percentagem pré-determinada dos proveitos, o ajustamento anual calculado com base nos proveitos previstos e verificados é adicionado do mecanismo de partilha de “lucro” nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição e de Venda a Clientes Finais. Este último mecanismo materializa-se na entrega aos consumidores finais de uma percentagem dos “lucros” através de uma redução das tarifas. O mecanismo da partilha de “lucro” será desenvolvido mais adiante.

Em face do novo quadro regulamentar que se apresenta, várias são as questões relativas ao ajustamento representado na Figura 4-2, que devem ser levantadas com base na experiência adquirida com a aplicação do RT e tendo em conta a evolução verificada no SEN nos últimos anos.

A existência de mecanismos de ajustamento de proveitos diminui os riscos das empresas, sendo o risco proporcional ao prazo de repercussão do ajustamento. No actual RT os mecanismos de ajustamento dos proveitos têm prazos de repercussão iguais para todas as tarifas e usam a mesma taxa de actualização.

Deverão os mecanismos de ajustamento dos proveitos a proporcionar ser genéricos, ou referidos a custos específicos?

No quadro do equilíbrio entre a estabilidade tarifária e a contenção dos riscos das empresas, decorrentes de factores exógenos, poder-se-iam conceber outros mecanismos que mitigassem também os riscos decorrentes da volatilidade de variáveis exógenas específicas, à semelhança do mecanismo de correcção de hidraulicidade. Num quadro regulatório pouco intervencionista, pode-se em alternativa deixar às empresas reguladas liberdade de gestão, nomeadamente na procura de mecanismos de compensação de riscos nos mercados financeiros. Deste modo, a prioridade na definição de mecanismos específicos de ajustamento deve incidir nas variáveis exógenas cuja evolução tem maior impacto na estabilidade tarifária e cujos riscos são mais difíceis de cobrir por iniciativa das empresas.

Há variáveis exógenas cuja variação tem impacto no curto prazo, sendo reduzido o impacto a longo prazo, nomeadamente a variação da produção de origem hídrica. A lei instituiu um mecanismo para lidar com este risco, a correcção de hidraulicidade. Este mecanismo é apresentado e analisado no Anexo VII.

Quais os custos a considerar na definição de mecanismos específicos de ajustamento?

As consequências decorrentes da diferença entre o consumo de energia eléctrica previsto e o verificado justificam a necessidade de serem aplicados mecanismos de ajustamento aos proveitos.

Actualmente, os custos ou proveitos decorrentes da evolução não prevista do consumo de energia eléctrica passam para os clientes finais através das tarifas cobradas pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN). Neste caso, os ganhos da empresa não dependem directamente da procura, sendo os efeitos não previstos da sua evolução incorporados dois anos depois no mecanismo de ajustamento aos proveitos. A curto prazo, no entanto, esta situação aumenta o risco associado à exploração da REN, quer em termos económicos devido à importância do

consumo de energia eléctrica na definição dos custos da tarifa de Energia e Potência, quer em termos financeiros atendendo aos possíveis problemas de tesouraria que o desfasamento temporal entre pagamentos e recebimentos pode gerar, considerando os elevados montantes envolvidos.

Os factores exógenos, associados à exploração da REN, são:

- Os preços dos combustíveis.
- O consumo de energia eléctrica.
- Alguns dos custos da entidade concessionária da RNT.

Pela sua importância e pela sua grande volatilidade, a evolução do preço dos combustíveis poderá requerer, tal como se verifica com a hidraulicidade, a criação de um mecanismo de ajustamento de curto prazo, mensal ou trimestral.

À actividade de distribuição de energia eléctrica aplica-se uma regulação por incentivos, que relaciona os proveitos permitidos com o nível de procura. Nesta actividade o mecanismo de ajustamento não incorpora a evolução não prevista do consumo de energia eléctrica. Saliente-se que esta circunstância aumenta o risco do distribuidor vinculado, pelo facto de os custos gerados pela sua actividade variarem pouco com o nível de procura.

Dever-se-á manter a actual diferença de tratamento do risco em que incorrem as empresas reguladas associado à previsão de consumos?

Justifica-se que a distribuição vinculada assumira este risco e a entidade concessionária da RNT não?

Há também situações intermédias em que o risco associado à procura de energia eléctrica pode ser partilhado entre as empresas e os consumidores. É o caso, por exemplo, da regulação por preço máximo na distribuição, na qual parte dos proveitos permitidos pode ser independente da energia eléctrica fornecida, desde que o parâmetro fixo da regulação tenha um valor não nulo.

Para além de se questionar a necessidade de aplicação de mecanismos genéricos de ajustamento dos proveitos, importa também analisar esta questão do ponto de vista dos consumidores. Com efeito, os riscos associados à variação das variáveis exógenas são assumidos pelas empresas ou pelos consumidores. Os mecanismos de contenção dos riscos das empresas não fazem mais do que passá-los aos consumidores. As regras gerais de gestão de riscos dizem que, por um lado, os riscos devem ser assumidos por quem tem maior facilidade em os gerir e, por outro lado, devem ser passados aos clientes os associados a variações de longo prazo, deixando às empresas a gestão das variações de curto prazo.

Ao transferir os riscos para os clientes através de mecanismos de ajustamento, importa saber de que forma eles devem ser repercutidos nas tarifas:

Todas as tarifas devem incorporá-los?

Todas as tarifas devem incorporá-los da mesma forma?

Quais devem ser os prazos de repercussão?

Quais as taxas de actualização a aplicar?

Será que para alguns clientes se devem transferir sinais de curto prazo e para outros de mais longo prazo, dependendo da sua capacidade de reacção (por exemplo repercutindo as variações dos preços dos combustíveis de forma diferenciada)?

O que foi afirmado relativamente à diferença de risco existente entre as empresas de distribuição e de transporte pode sugerir que estes mecanismos não sejam incluídos nas tarifas da mesma forma. Se for este o caso, então as taxas de actualização e/ou os prazos de repercussão poderão servir de variáveis de diferenciação. Assim, o custo de capital de cada actividade pode ser tido em consideração na definição das taxas de actualização, já que, por definição, o custo de capital incorpora um prémio de risco. Também os riscos associados a cada actividade podem ser levados em consideração na definição dos prazos de repercussão.

A informação fornecida pelas empresas reguladas à ERSE é outro factor que importa considerar tanto na análise do mecanismo de ajustamento dos proveitos, como em todo o processo regulatório, devido à possibilidade de existirem situações de assimetria de informação. Este facto, permite às empresas reguladas aproveitarem-se da vantagem informativa, ultrapassando os proveitos previstos. Todavia, este procedimento aumenta a diferença entre os proveitos permitidos e facturados, obrigando eventualmente a maiores níveis de ajustamento. O correcto funcionamento destes mecanismos depende da qualidade da informação fornecida pelas empresas reguladas à ERSE. Neste contexto, é importante que se crie uma dinâmica regulatória baseada na confiança mútua, em que as empresas reguladas entendam o interesse em participar neste processo e em que a ERSE, no quadro dos objectivos a que se propôs, esteja também receptiva às propostas das empresas que regula.

Qual a importância da informação no quadro da definição de mecanismos específicos de ajustamento dos proveitos?

Num contexto de assimetria de informação, a selecção de mecanismos de ajustamento dos proveitos tem subjacente a escolha entre, por um lado, o aumento dos riscos e dos incentivos para as empresas e, por outro lado, a diminuição dos riscos e uma maior intervenção do regulador. Estas considerações poderão também ser feitas em relação à amplitude do período de

regulação. Com efeito, prazos alargados aproximam a regulação baseada em custos da regulação por incentivos, por permitir às empresas reterem durante este período os ganhos decorrentes de uma diminuição dos seus custos.

4.6.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS

O grande incremento nos preços dos combustíveis ocorrido em 2000 e iniciado em 1999 evidenciou a dificuldade, no actual quadro regulamentar, em se garantir em simultâneo a estabilidade tarifária e o equilíbrio financeiro de curto prazo da REN. Actualmente, não existe qualquer mecanismo específico que tenha por fim diminuir os riscos decorrentes da evolução do preço dos combustíveis. Este mecanismo está incluído no mecanismo de ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia e Potência. Contudo, o facto do ajustamento dos proveitos se efectuar com um diferimento de dois anos cria alguns problemas de tesouraria à REN, devido à sua pequena dimensão face à variação dos custos económicos decorrentes da evolução dos preços dos combustíveis, nomeadamente do petróleo². A importância da evolução do preço do petróleo deve-se ao facto de o combustível consumido ser pago aos centros electroprodutores de acordo com os preços “spot” e o preço do gás natural estar indexado ao preço do petróleo com um desfasamento de 6 meses.

Dever-se-á criar um mecanismo específico para a neutralização dos riscos decorrentes da evolução do preço dos combustíveis?

A criação de um mecanismo que tenha por fim neutralizar os riscos decorrentes da evolução no curto prazo do preço do petróleo pode ser uma solução, embora também possa criar alguma instabilidade tarifária. Este mecanismo não deve ser alargado à evolução de longo prazo do preço dos combustíveis, já que é importante que esta evolução seja repercutida nos clientes finais, por forma a transmitir-lhes sinais adequados ao uso economicamente eficiente dos recursos.

O mecanismo de correcção dos preços dos combustíveis de curto e de médio prazo poderá ser criado, à semelhança do mecanismo de correcção de hidraulicidade. A possibilidade de junção destes dois mecanismos implicaria custos financeiros inferiores à existência de dois mecanismos independentes, por um lado, porque a correcção de hidraulicidade já incorpora a variação dos preços dos combustíveis no cálculo do custo económico de produção de energia e, por outro

² Cenários extremos de evolução do preço do petróleo podem gerar variações de cerca de 50 milhões de contos nos custos de produção, o que corresponde a cerca de 8% do preço médio de venda do SEP.

lado, porque é inferior a probabilidade de ocorrência simultânea de baixa hidraulicidade e de alta de preço dos combustíveis.

Deverá ser revisto o actual mecanismo de correcção da hidraulicidade?

A criação de um mecanismo de correcção dos riscos decorrentes da evolução do preço dos combustíveis não seria necessário se a remuneração do fuelóleo dependesse dos mercados de futuros. O que neste momento não é aplicável devido à existência dos Contratos de Aquisição de Energia que estipulam que a REN pague o fuelóleo consumido nos centros electroprodutores de acordo com os preços médios mensais dados pelos índices Platts (preços spot).

4.7 COMO TIRAR PARTIDO DAS NOVAS TECNOLOGIAS DE INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO

As redes electrónicas abertas, como a Internet, têm assumido uma importância crescente na vida quotidiana dos cidadãos e dos agentes económicos. Dados recentemente disponibilizados referem que cerca de 22% dos portugueses têm acesso à Internet e 39% utilizam o computador.

O relacionamento comercial entre empresas e clientes pode beneficiar da utilização crescente da Internet e das tecnologias da informação no sector eléctrico.

A legislação tem acompanhado o desenvolvimento das tecnologias de informação, destacando-se, neste contexto os decretos-lei n.º 375/99 e 290-D/99. O preâmbulo do Decreto-Lei n.º 375/99, refere o seguinte:

“O comércio electrónico implica uma profunda transformação das práticas comerciais tradicionais e, com ela, do quadro legislativo que as regula. De facto, importa que ao nível legislativo se criem as condições para que o comércio electrónico se possa desenvolver harmoniosamente.

É hoje possível assegurar a fidedignidade e integridade dos documentos electrónicos por meios que assegurem uma qualidade muito superior aos existentes em papel. Nestas condições, a desmaterialização da factura e a correspondente introdução no ordenamento jurídico português do princípio de equiparação entre as facturas emitidas em suporte papel e as facturas electrónicas aparece como uma condição essencial ao desenvolvimento do comércio electrónico. Com esta medida beneficiarão ainda toda a actividade económica e o comércio, entendido aqui no seu sentido mais amplo.”

Por se considerarem relevantes para esta análise transcrevem-se igualmente os números 1 e 2 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 375/99:

“1 – A factura ou documento equivalente poderá ser transmitida por via electrónica.

2 – O documento electrónico assim transmitido equivale, para todos os efeitos legais, aos originais das facturas ou documentos equivalentes emitidos em suporte papel, desde que lhe seja aposta uma assinatura digital nos termos do Decreto-Lei n.º 290-D/99, de 2 de Agosto.”

O Decreto-Lei n.º 290-D/99 veio regular o reconhecimento e o valor jurídico dos documentos electrónicos e das assinaturas digitais e estabelece as condições a observar na actividade de certificação de assinaturas. Com a publicação deste diploma pretendeu-se criar um ambiente seguro para a autenticação electrónica.

Ao nível comunitário importa referir a aprovação pelo Parlamento Europeu, em 4 de Maio de 2000, da Directiva relativa ao comércio electrónico. O âmbito de aplicação da Directiva abrange, entre outros, os seguintes aspectos: definição do local onde os agentes estão estabelecidos; obrigações de transparência a observar pelos agentes; requisitos de transparência nas comunicações comerciais; validade dos contratos electrónicos; responsabilidade dos intermediários na Internet e resolução de conflitos.

Os desenvolvimentos tecnológicos registados nos últimos anos, designadamente nas denominadas tecnologias da informação, permitem antever impactes significativos no relacionamento comercial entre agentes económicos. O sector eléctrico e os restantes sectores económicos relacionados com a prestação dos denominados serviços públicos, devido ao grande número de clientes envolvidos, estarão no centro das transformações que já se iniciaram.

Alguns dos desenvolvimentos que se consideram com maior repercussão no relacionamento comercial entre agentes do sector eléctrico estão associados à expansão da Internet, ao desenvolvimento registado nos equipamentos de medição de energia eléctrica e ao desenvolvimento das tecnologias da informação.

As páginas da Internet da REN (<http://www.ren.pt>) e da EDP Distribuição (<http://www.edp.pt>) registaram importantes desenvolvimentos no passado recente.

A REN disponibiliza na sua página um conjunto alargado de informações de interesse para os agentes do sector, designadamente sobre qualidade de serviço na RNT, capacidade da rede de interligação, agentes de ofertas e contratos bilaterais físicos. Importa ainda sublinhar o facto de o relacionamento dos agentes de ofertas com o Gestor de Ofertas se poder efectuar através da Internet.

A EDP Distribuição disponibiliza informações sobre diversas matérias de interesse para os consumidores de energia eléctrica, designadamente sobre contratos de fornecimento de energia eléctrica, tarifas, facturação, leituras e segurança na utilização da electricidade. Na página da EDP Distribuição são igualmente disponibilizados alguns serviços como sejam a contratação do fornecimento de energia eléctrica (contrato “*on line*”) e a comunicação de leituras do contador de energia eléctrica.

Enumeram-se, seguidamente, alguns dos impactes esperados no relacionamento comercial do distribuidor com os seus clientes:

- Disponibilização em tempo real de informação correcta e actualizada.
- Atendimento comercial mais completo e cómodo para os consumidores. Relacionamento comercial far-se-á cada vez mais através da Internet, em detrimento dos centros de atendimento presencial e telefónico. Estudos de opinião realizados nos Estados Unidos revelam que os consumidores preferem a Internet ao atendimento através de Centros de Atendimento Telefónico.
- Número cada vez maior de equipamentos de medição de energia eléctrica com tecnologia estática. Este facto abrirá caminho à introdução de tarifas mais sofisticadas e contribuirá de forma decisiva para assegurar a monitorização da qualidade de serviço (qualidade da onda de tensão e continuidade de serviço) ao nível de cada cliente.
- Modalidades de facturação e cobrança mais dinâmicas e com menos custos do que as actuais através da utilização da Internet e de esquemas já aplicados noutros sectores de actividade sujeitos a maior concorrência. A facturação electrónica (*e-billing*) assegura redução de custos e maior rapidez de cobrança, permitindo ainda uma diferenciação da factura para cada segmento de clientes.

A regulamentação do sector eléctrico cuja revisão agora se inicia terá que ter em conta os desenvolvimentos tecnológicos e legislativos anteriormente referidos e, simultaneamente, a realidade sócio-cultural do país, designadamente o facto de muitos consumidores de energia eléctrica não terem acesso às modernas tecnologias da informação. Haverá, por isso, que assegurar aos clientes que desejem beneficiar dessas tecnologias esquemas de relacionamento comercial mais avançados, sem prejuízo de garantir aos restantes clientes uma qualidade comercial cada vez melhor.

Quais as alterações a considerar no sentido de dar expressão regulamentar à legislação existente sobre a utilização das novas tecnologias de informação?

Como adaptar ou flexibilizar a regulamentação do sector eléctrico tendo em vista o aproveitamento pleno dos desenvolvimentos tecnológicos entretanto registados?

Como incentivar a utilização das novas tecnologias de informação e comunicação tendo em vista a melhoria da qualidade de serviço oferecida aos consumidores de energia eléctrica?

4.8 CLIENTES DO SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVIÇO PÚBLICO (SEP)

4.8.1 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM O DISTRIBUIDOR

Tendo em vista a promoção de uma discussão, tão aprofundada quanto possível, sobre as questões associadas ao relacionamento comercial entre o distribuidor e os seus clientes, são analisados os seguintes tópicos:

- Contrato de fornecimento de energia eléctrica.
- Regime de caução.
- Equipamentos de medição de energia eléctrica.
- Leitura dos equipamentos de medição.
- Estimativas de consumo para efeitos de facturação.
- Facturação e prazos de pagamento.
- Prescrição e caducidade.
- Serviços regulados.

No Anexo III apresenta-se uma breve descrição do quadro regulamentar vigente sobre algumas destas matérias e disponibiliza-se informação relevante para a sua análise.

Contrato de fornecimento de energia eléctrica

O fornecimento de energia eléctrica é considerado serviço público, designadamente pelo Decreto-Lei n.º 182/95, que estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional, e pela Lei n.º 23/96, conhecida pela lei dos serviços públicos essenciais. A prestação do serviço público envolve a observância de determinadas condições, designadamente a universalidade, a

igualdade de tratamento, a não discriminação e a continuidade de serviço. A liberdade contratual surge, nestes casos, acomodada ao cumprimento destes princípios.

Ao abrigo do RRC e tendo presente o regime aplicável às chamadas cláusulas contratuais gerais, a ERSE aprovou as condições gerais a integrar os contratos de fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP em BTN, BTE e MT, através da publicação da Deliberação n.º 92-B/99.

A aprovação e publicação de um contrato tipo relativamente às condições gerais dos contratos de fornecimento de energia eléctrica no âmbito do SEP visou três objectivos principais:

- Atenuar a relação de desequilíbrio patente em alguns relacionamentos comerciais, assegurando a protecção do consumidor/utente do serviço público.
- Facilitar o acesso dos consumidores/utentes a uma informação adequada sobre os principais direitos e obrigações.
- Propiciar um tratamento uniforme e não discriminatório no mesmo tipo de relacionamento.

Estas preocupações foram consubstanciadas pela existência de contratos de adesão, nos quais os clientes apenas podem aceitar ou não a totalidade das cláusulas contratuais gerais, pré-formuladas pelo distribuidor, que integram os contratos de fornecimento, sem possibilidade de qualquer negociação sobre o seu conteúdo. Esta adesão torna-se necessária quando se trata de um serviço público essencial.

A referida deliberação exclui do seu âmbito de aplicação os clientes do SEP em AT e MAT, considerando a ERSE que o relacionamento contratual entre estes clientes e o distribuidor assenta numa maior liberdade de ambas as partes quanto à estipulação do respectivo clausulado, bem como num maior equilíbrio no acesso à informação. Dadas as características específicas que estão associadas a este tipo de consumo e sem prejuízo da aplicação de disposições imperativas, as condições particulares, que também integram os contratos de fornecimento de energia eléctrica, constituem aspectos concretos de cada relacionamento, sendo em qualquer situação objecto de negociação entre as partes.

No ano transacto foi efectuada uma sondagem relativa aos serviços de interesse geral, no conjunto dos quinze Estados-membros da União Europeia, sob a coordenação do INRA – Rede Europeia de Agências de Estudos de Mercado e de Opinião. As condições e termos dos contratos celebrados no âmbito da prestação dos serviços de interesse geral constituíram um dos parâmetros utilizados, procurando recolher a opinião dos europeus sobre a equitatividade dos referidos contratos. Em Portugal cerca de 30% dos inquiridos consideraram os termos e condições do contrato de fornecimento de energia eléctrica pouco justos. Este resultado, um dos piores no conjunto dos países europeus, deverá ser considerado no processo de revisão do RRC.

Justifica-se a manutenção da aprovação pela ERSE das condições gerais dos contratos de fornecimento dos clientes do SEP em BTN e BTE? E em MT?

Devem ser aprovadas condições gerais do contrato de fornecimento apenas quando o cliente não tem liberdade de escolha do seu fornecedor de energia eléctrica?

Que outras formas jurídicas de aprovação ou autorização podem dar resposta às preocupações de garantia de equilíbrio no relacionamento comercial que presidiram à aprovação de um contrato tipo relativo às condições gerais?

Tomando em consideração o relacionamento contratual que envolve os clientes não vinculados, verifica-se que os contratos de fornecimento celebrados no âmbito do SEP não dissociam o tratamento do uso das redes e o fornecimento de energia eléctrica.

Justifica-se, à semelhança dos clientes não vinculados, que os contratos celebrados no SEP passem a evidenciar separadamente o acesso e operação das redes do fornecimento de energia eléctrica?

Em caso afirmativo, deve este princípio ser aplicado somente aos contratos de fornecimento de energia eléctrica dos clientes de MT, AT e MAT, ou deverá incluir também os de BT?

O contrato de fornecimento de energia eléctrica tem sido desde sempre titulado por um documento escrito, assinado pelas partes, tendo sido confirmado no RRC. Actualmente, o avanço das tecnologias de informação e de comunicação tem vindo a proporcionar outras formas de contratar, designadamente pela Internet. Neste último caso, o Decreto-Lei n.º 290-D/99 veio regular a validade, eficácia e valor probatório dos documentos electrónicos e a assinatura digital. Neste contexto, mantém-se a existência de um documento escrito e assinado pelas partes.

Que formas alternativas ao processo actual de contratar o fornecimento de energia eléctrica podem ser consideradas?

A solicitação de fornecimento de energia eléctrica através de contacto telefónico e o pagamento da primeira factura serão suficientes para que um contrato de fornecimento seja válido e eficaz?

Que medidas devem ser adoptadas para que, num contexto de desmaterialização do contrato de fornecimento de energia eléctrica, consumidor e distribuidor mantenham os seus direitos e interesses protegidos?

Regime de caução

De acordo com o regime previsto no artigo 623.º e seguintes do Código Civil, a caução é considerada uma garantia especial das obrigações, prestada em virtude de autorização legal, de decisão judicial ou por acordo contratual.

O RRC determinou um novo quadro legal em matéria de cauções, substituindo o que resultava do Decreto-Lei n.º 103-C/89.

O direito à prestação de caução, como condição de celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica no SEP, ficou limitado aos clientes de MAT, AT, MT e BTE. No caso dos clientes de BTN, o distribuidor só tem o direito de exigir a prestação de caução nas situações de incumprimento da obrigação de pagamento por parte do cliente. O Decreto-Lei n.º 195/99, alargou esta medida aos demais serviços públicos.

Neste contexto, foi estabelecido que as cauções dos clientes do SEP em BTN prestadas através de numerário, cheque ou transferência electrónica, fossem restituídas num prazo que não poderia exceder um ano a contar da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 195/99. Nos termos deste diploma e do RRC, incumbiu à ERSE a aprovação do plano de devolução das cauções prestadas nas condições anteriormente referidas, bem como das regras e fórmulas de cálculo do valor das cauções exigíveis. Os Despachos n.º 21496-B/99 e n.º 21496-A/99 da ERSE, aprovaram, respectivamente, o plano de devolução de cauções e as regras e fórmulas de cálculo do valor das cauções.

O regime de caução aplicável aos clientes de BTN deve ser estendido aos demais clientes, designadamente aos clientes em BTE?

Os clientes de BTN que, tendo prestado caução, se revelem cumpridores dos prazos de pagamento durante um determinado período de tempo, deverão ver o valor da caução reduzido?

Equipamentos de medição de energia eléctrica

O fornecimento e a instalação dos aparelhos de medição, designadamente os contadores de energia eléctrica, os indicadores de potência e os respectivos acessórios é efectuado pelo distribuidor vinculado. O cliente fica seu fiel depositário, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.

Para fornecimentos em MT, AT e MAT, o cliente pode instalar, por sua conta, um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento do distribuidor. Como

se pode verificar da análise do Anexo III, somente um número diminuto de clientes procedeu à instalação de uma segunda equipa de contagem.

Deverá ser considerada a possibilidade dos equipamentos de medição de energia eléctrica serem adquiridos e instalados pelos clientes?

Em caso afirmativo, esta possibilidade deveria ser dada aos clientes de todos os níveis de tensão?

A localização dos aparelhos de medição nas instalações de utilização é definida no RRD ou no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), consoante a situação aplicável, e deverá ter sempre em consideração a facilidade de acesso para efeito de recolha de indicações.

Nos últimos anos registou-se uma evolução tecnológica muito significativa nos equipamentos de medição de energia eléctrica. A crescente liberalização dos mercados de energia eléctrica foi um dos factores que mais contribuiu para o desenvolvimento tecnológico registado.

Em Portugal, as equipas de contagem dos clientes de MAT, AT e de alguns clientes de MT estão integrados no sistema de telecontagem do distribuidor. Na BT, os contadores de cerca de 2000 clientes estão já integrados em sistemas de telecontagem (instalações com contadores electromecânicos com emissão de impulsos).

A evolução tecnológica dos equipamentos de medição pode traduzir-se em importantes vantagens para os consumidores e para a gestão do sistema eléctrico, designadamente:

- Introdução de tarifas mais sofisticadas que incentivem a utilização racional de energia (URE).
- Disponibilização de informação detalhada sobre os consumos de energia eléctrica, que permitirá aos consumidores uma melhor gestão da sua factura de energia eléctrica e aos distribuidores a obtenção de informação necessária a uma adequada gestão das redes.

A evolução do sistema tarifário é fortemente condicionada pelos desenvolvimentos tecnológicos dos equipamentos de medição. Os equipamentos de medição de tecnologia estática asseguram a flexibilidade e capacidade de armazenamento de informação necessárias à aplicação de tarifas inovadoras.

Para além da medição de energia, este tipo de equipamentos poderá igualmente assegurar outras importantes funções, designadamente a monitorização da qualidade de serviço, através do registo das características da onda de tensão, número e duração das interrupções de fornecimento.

Como incentivar a instalação de equipamentos de medição mais evoluídos tecnologicamente?

Os novos contadores a instalar, designadamente para os clientes de MT e AT do SEP, devem ser tecnicamente equivalentes aos equipamentos instalados nas instalações dos clientes não vinculados?

Todos os clientes de MT devem passar a ter telecontagem?

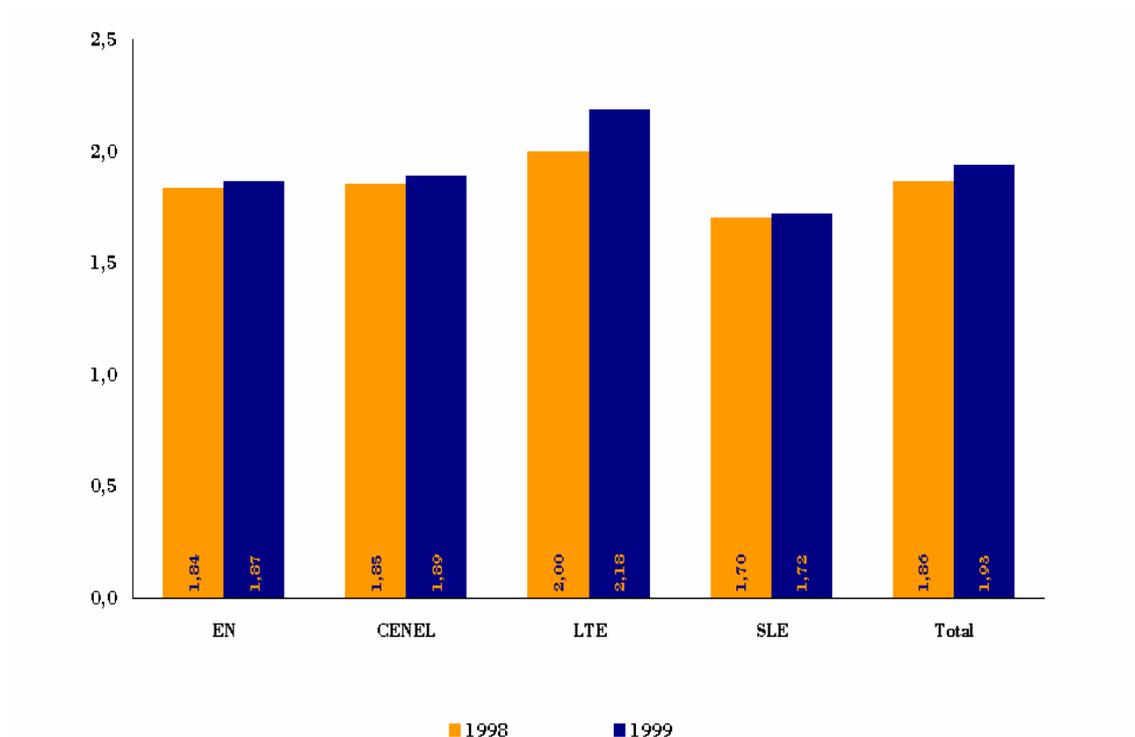
O bom funcionamento dos equipamentos de medição de energia eléctrica é um aspecto fundamental do relacionamento comercial entre o distribuidor e os seus clientes. Para além das disposições regulamentares estabelecidas no RRC, importa ainda referir que o RQS estabelece que, em caso de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem, o distribuidor deve efectuar uma visita à instalação do reclamante, no prazo máximo de 20 dias úteis, destinada a verificar o bom funcionamento do equipamento.

Leitura dos equipamentos de medição

O RRC estabelece que a leitura dos equipamentos de medição pelo distribuidor deverá ser feita de acordo com a periodicidade a acordar com o cliente, devendo no caso das instalações consumidoras de BTN serem efectuadas, no mínimo, duas leituras por ano.

No gráfico seguinte é apresentado, para os anos de 1998 e 1999, o número de leituras por cliente de BTN promovidas pelo distribuidor.

Número de leituras por cliente de BTN



Fonte: Empresas de distribuição

Figura 4-3

Apesar de se ter verificado, em 1999, um aumento do número de leituras reais por cliente relativamente a 1998, o valor global registado (1,93) é ainda inferior ao mínimo estabelecido no RRC.

O actual número mínimo de leituras estabelecido no RRC é adequado?

Caso o actual número de leituras não seja considerado adequado, como promover o aumento do número de leituras, designadamente utilizando as novas tecnologias?

Importa também referir o facto de um número muito significativo de contadores se encontrarem instalados no interior das residências dos consumidores, dificultando a obtenção de leituras por parte do distribuidor. De acordo com informação disponibilizada pela EDP Distribuição, em BTN existem cerca de 3 milhões de contadores classificados como “interiores”.

Tratando-se de um importante aspecto da qualidade de serviço comercial, o RQS define um indicador geral, segundo o qual 98% dos contadores de instalações de clientes de BTN deverão ser objecto de pelo menos uma leitura em cada ano civil, independentemente da leitura ser efectuada pelo distribuidor ou pelo cliente.

Como promover uma maior participação dos consumidores na leitura dos equipamentos de medição, nomeadamente através da comunicação de leituras pela linha telefónica gratuita?

Como ultrapassar a dificuldade de realizar leituras quando os contadores se encontram no interior das residências?

Em que medida a comunicação prévia da data de leitura, por exemplo na factura do mês anterior, poderá fazer aumentar a taxa de sucesso de leitura dos contadores?

Estimativas de consumo para efeitos de facturação

O RRC estabelece a possibilidade do consumo de energia eléctrica ser estimado para efeitos de facturação segundo princípios e fórmulas seleccionados pelo cliente, de entre as opções disponibilizadas pelo distribuidor.

No quadro regulamentar actual, os princípios e as fórmulas utilizados pelos distribuidores não são aprovados pela ERSE. Nos termos do RRC, os distribuidores têm unicamente a obrigação de comunicar à ERSE as diferentes opções disponibilizadas aos clientes.

As metodologias utilizadas pelos distribuidores no cálculo de estimativas de consumo para efeitos de facturação são descritas no Anexo III.

Uma parte significativa dos consumidores desconhece qual o método de cálculo das estimativas de consumo que servem de base à facturação dos seus consumos.

As actuais metodologias utilizadas para estimar o consumo de energia eléctrica são adequadas?

Qual a forma mais adequada de divulgar as metodologias utilizadas para estimar o consumo de energia eléctrica?

Será de incluir explicitamente na factura de energia eléctrica o método de cálculo das estimativas de consumo utilizado?

Deverá o distribuidor, com base nos consumos verificados, informar os clientes de qual a metodologia que conduz a estimativas mais rigorosas?

Facturação e prazos de pagamento

A facturação da energia e da potência é feita mensalmente, salvo se o distribuidor e o cliente acordarem noutra periodicidade. Esta é a regra que supletivamente estabelece a periodicidade da

facturação. A excepção a esta regra, a vigorar transitoriamente até ao final do ano 2001, permite ao distribuidor manter uma periodicidade diferente nas zonas onde já era praticada à data de publicação do RRC.

Justifica-se a manutenção da periodicidade mensal da factura como regra supletiva, salvaguardando, deste modo, a possibilidade de acordo entre as partes?

A factura tem sido utilizada como canal privilegiado de informação dos clientes. A informação de novas regras legais ou regulamentares aplicáveis ao fornecimento de energia eléctrica e a promoção de novos serviços associados ao fornecimento que possam ser disponibilizados pelo distribuidor, bem como a indicação da existência de dívida ou outra irregularidade, encontram na factura ou no envelope destinado ao seu envio uma forma eficaz de fazer chegar ao cliente a mensagem adequada.

A informação constante da factura de energia eléctrica é suficientemente esclarecedora do consumo efectuado e dos valores a pagar em cada rubrica?

Existem formas de apresentação alternativas capazes de transmitir mais adequadamente o conteúdo da factura?

O RRC determina como prazos limite de pagamento, a constar na factura, os seguintes:

- a) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em MAT, AT, MT e BTE.
- b) 10 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN.

Estes prazos não divergem significativamente dos vigentes no regime anterior ao do RRC, mantendo-se, para os clientes indicados em a), uma prática comercial utilizada pelas empresas nas demais transacções económicas. O prazo limite de pagamento para os clientes em BTN, maioritariamente domésticos, foi mantido nos 10 dias, mas a contar da data de apresentação da factura e não da data da sua emissão como decorria do Decreto-Lei n.º 103-C/89. Aquando da discussão e aprovação do RRC, o prazo de 10 dias foi justificado com a duração legal destes contratos de fornecimento de energia eléctrica que é de um mês.

Os prazos de pagamento actualmente em vigor são os mais adequados?

O não pagamento da factura no prazo indicado para o efeito constitui o cliente em mora. Nos termos do RRC, os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora, à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da factura. Todavia, para os clientes em BTN, se o valor resultante do cálculo de juros não atingir uma

determinada quantia mínima, o cliente fica sujeito ao pagamento dessa quantia, a publicar anualmente pela ERSE. A quantia mínima não tem a natureza de juros de mora, destinando-se a cobrir exclusivamente os custos associados ao processamento administrativo motivado pelo atraso de pagamento. A quantia mínima em caso de mora integra o grupo dos chamados serviços regulados que serão abordados mais adiante.

Qual o critério a utilizar para estabelecer o valor da quantia mínima devida por atraso de pagamento da factura?

Atendendo às considerações efectuadas sobre o desenvolvimento das novas tecnologias de informação, importa analisar a viabilidade e o interesse da introdução de alguma flexibilidade ao nível regulamentar que possibilite o completo aproveitamento das vantagens proporcionadas pelas novas tecnologias, designadamente dando a possibilidade de serem efectuados pagamentos em ocasiões e ritmos acordados entre clientes e empresas.

Como devem as disposições regulamentares ser adaptadas tendo em vista possibilitar o aproveitamento das vantagens proporcionadas pelas novas tecnologias em matéria de facturação e pagamento?

Para determinados tipos de clientes poderá considerar-se de interesse a instalação de contadores que utilizem cartões electrónicos, reduzindo os custos de leitura, de facturação e de cobrança, permitindo aos clientes uma adequada gestão dos seus consumos de energia eléctrica.

Deverá considerar-se a possibilidade de serem introduzidos novos tipos de contadores que permitam a utilização de cartões electrónicos?

Prescrição e caducidade

O RRC salvaguarda expressamente a aplicação das regras relativas à prescrição e à caducidade, nos termos da lei. Tratando-se de um serviço público essencial, a Lei n.º 23/96, determina no seu artigo 10.º o seguinte:

“1 – O direito de exigir o pagamento do preço do serviço prestado prescreve no prazo de seis meses após a sua prestação.

2 – Se, por erro do prestador do serviço, foi paga importância inferior à que corresponde ao consumo efectuado, o direito ao recebimento da diferença de preço caduca dentro de seis meses após aquele pagamento.”

A previsão do n.º 1 do referido artigo 10.º parece integrar, designadamente, as situações em que o cliente não recebeu no momento devido a factura correspondente ao consumo efectuado, vindo a recebê-la muito tempo depois. O n.º 2 do mesmo preceito já pressupõe que tenham sido efectuados os pagamentos no período certo, mas o montante pago foi inferior ao que determinaria o consumo, efectivamente verificado, por erro imputável ao distribuidor de energia eléctrica.

Uma das questões que mais tem suscitado a aplicação das regras da prescrição e da caducidade diz respeito ao acerto de facturação por ocorrência de estimativas de consumo.

A prática das estimativas para efeitos de facturação não integra o conceito de erro do prestador do serviço e como tal não deve ser subsumível ao disposto no n.º 2 do artigo 10.º da lei dos serviços públicos essenciais. Recorrendo à lei geral, o n.º 1 do artigo 890.º do Código Civil prevê que “O direito ao recebimento da diferença de preço caduca dentro de seis meses ou um ano após a entrega da coisa, consoante esta for móvel ou imóvel, mas se a diferença só se tornar exigível em momento posterior à entrega, o prazo contar-se-á a partir desse momento.” Neste preceito já não se fala em erro, mas tão somente em direito ao recebimento da diferença de preço, sendo de considerar a sua aplicação ao fornecimento de energia eléctrica.

No âmbito do fornecimento de energia eléctrica, têm sido apresentados dois factos com efeitos impeditivos da caducidade. O primeiro respeita ao reconhecimento expresso por parte do cliente do direito que assiste ao distribuidor em receber a diferença de preço, o qual pode ser representado na prática por um mecanismo de estimativa combinada que recebe o nome de “conta certa”. O segundo facto prende-se com a impossibilidade de realização da leitura, impedindo o distribuidor de exercer o direito ao acerto de facturação. Este último caso assume grande relevo, na medida em que, como anteriormente indicado, existe um número elevado de contadores que se encontram no interior das residências dos consumidores, dificultando a obtenção de leituras por parte do distribuidor. A impossibilidade de realização de leitura directa deve considerar duas perspectivas: a falta de acesso ao contador por ausência do consumidor que desconhece por completo a data em que o distribuidor vai promover a leitura à sua instalação de utilização; o impedimento intencional de acesso ao contador, vindo o cliente posteriormente a invocar a caducidade.

Que medidas podem ser adoptadas de modo a permitir ao distribuidor exercer o seu direito ao recebimento da diferença de preço, através de acerto de facturação, na sequência da prática de facturação por estimativa de consumo, tendo por base as regras aplicáveis em matéria de prescrição e caducidade?

Como conciliar estas medidas com as regras de prescrição e caducidade estabelecidas na Lei n.º 23/96?

Serviços regulados

Para além das tarifas, definidas no RT, existem também preços de serviços regulados, definidos no RRC.

O RRC determina a fixação anual dos seguintes valores:

- Taxa de religação após cessação de contrato.
- Encargos de leitura extraordinária.
- Quantia mínima devida em caso de mora.
- Despesas de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

De acordo com aquelas disposições, a fixação dos valores pela ERSE é feita mediante proposta fundamentada que lhe deve ser apresentada pelo distribuidor vinculado e pela entidade concessionária da RNT até 15 de Setembro de cada ano.

Uma vez analisadas as propostas apresentadas pelas empresas, a ERSE elabora uma proposta que é submetida à apreciação do Conselho Tarifário.

Este procedimento de aprovação de preços apresenta as seguintes vantagens:

- A fixação de preços precedida de propostas fundamentadas das empresas do sector confere uma maior transparência ao processo de formação dos preços.
- É promovida a correspondência entre os preços aprovados e os encargos efectivamente suportados pelo distribuidor vinculado e pela entidade concessionária da RNT.
- Os encargos são suportados pelos clientes cuja actuação determina a sua ocorrência.

Os valores aprovados pela ERSE, para vigorarem no ano 2001, foram publicados através do Despacho n.º 24687 – D/2000 juntamente com as tarifas e preços de venda de energia eléctrica para o mesmo ano.

Para melhor compreensão da importância desta matéria são indicados no quadro seguinte alguns dados disponibilizados pela EDP Distribuição, relativos ao ano 2000.

Serviços regulados	
Estimativa dos proveitos obtidos com a prestação dos serviços regulados	2 milhões de contos
Número estimado de religações após cessação de contrato	40
Número estimado de leituras extraordinárias	17 810
Número estimado de vezes em que é efectuada a cobrança da quantia mínima	5 380 000
Número estimado de vezes em que são cobradas as despesas de interrupção e restabelecimento	7 800

Beneficiando da experiência e informação entretanto recolhida, importará analisar o interesse na manutenção, ampliação ou redução do leque de serviços cujo preço é explicitamente regulado, bem como a metodologia de fixação dos preços dos serviços regulados.

Haverá outros serviços que possam vir a ser regulados?

Relativamente à taxa de religação após cessação do contrato, poderá questionar-se a sua manutenção, atendendo ao facto dos contratos resultantes de um pedido de religação pelo mesmo cliente, antes de decorridos doze meses sobre a cessação do anterior contrato, terem uma duração mínima de um ano.

Recorde-se que os contratos de fornecimento de energia eléctrica em BTN têm uma duração de um mês. Nestes casos, a obrigatoriedade de celebrar um contrato de fornecimento de energia eléctrica com a duração de um ano constitui já um desincentivo a eventuais práticas oportunistas por parte dos consumidores.

Será de manter o pagamento da taxa de religação após cessação de contrato?

Tratando-se de serviços cuja prestação gera receitas com algum significado, torna-se necessário conhecer os custos correspondentes por forma a que sejam analisados separadamente dos custos a recuperar pelas tarifas de energia eléctrica. Esta informação é absolutamente indispensável aquando da definição de parâmetros a considerar em cada período de regulação tarifária.

4.8.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Estrutura das tarifas de venda a clientes finais

As tarifas de Venda a Clientes Finais são aplicadas pelo distribuidor vinculado aos clientes finais do SEP e encontram-se descritas com detalhe no Anexo VI. Estas tarifas proporcionam os proveitos da actividade de comercialização de energia eléctrica, que engloba os proveitos das actividades a montante utilizadas pelos clientes do SEP: Aquisição de Energia Eléctrica (AEE), Gestão Global do Sistema (GGS), Transporte de Energia Eléctrica (TEE) e Distribuição de Energia Eléctrica (DEE), bem como os associados com a leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Novas opções tarifárias

As actuais tarifas de Venda a Clientes Finais apresentam uma estrutura trinómia ou binómia consoante se apliquem aos clientes de MAT, AT, MT e BTE ou aos clientes de BTN. Os seus termos de facturação são a potência, a energia activa discriminada por período horo-sazonal e a energia reactiva.

Deverá ser equacionada a estrutura binómia e trinómia das actuais tarifas, criando opções tarifárias com um maior ou menor número de termos tarifários. Quanto mais termos tarifários tiver a tarifa, maior será a sua complexidade, dificultando a sua compreensão por parte do consumidor. A redução do número de termos tarifários simplifica as tarifas, mas reduz a eficiência do sistema eléctrico.

Em simultâneo poderão também ser criadas tarifas com uma maior discriminação horária à semelhança do praticado nos mercados de energia. Estas tarifas poderiam revelar-se interessantes para os clientes de maior dimensão. Para estes clientes também poderia ter interesse uma tarifa com estrutura monómia, cujo preço da energia fosse baseado no preço médio calculado para um diagrama de carga típico da instalação, havendo lugar a pagamento dos eventuais desvios de potência ao diagrama.

A consideração de tarifas com estrutura dinâmica promoveria uma gestão adequada da procura e eventualmente a obtenção de ganhos de eficiência. Nesse sentido poderá ter interesse a introdução de uma nova opção tarifária em que a localização dos seus períodos tarifários possa deslizar no tempo. A localização destes períodos tarifários seria definida em função da ordem de mérito das centrais mas a sua duração seria igual à prevista nas restantes opções tarifárias.

Naturalmente os equipamentos de medida teriam que prever a possibilidade de reprogramação automática e o respectivo aviso ao cliente.

Para os clientes de pequena dimensão, nomeadamente os clientes de BT, também poderá ser criada uma opção tarifária com uma estrutura monómia, apenas com um termo de energia, com um preço superior de forma a compensar a inexistência do termo de potência.

As actuais opções tarifárias oferecidas aos clientes são as mais adequadas?

Que novas opções tarifárias podem ser consideradas?

Potência a facturar

Actualmente a potência a facturar corresponde a uma média ponderada da potência contratada e da potência tomada, com excepção dos fornecimentos de energia eléctrica em BTN, em que é igual à potência contratada.

A potência tomada corresponde à máxima potência média em qualquer intervalo ininterrupto de quinze minutos do período de tempo a que a factura respeita. A potência contratada corresponde ao máximo valor da potência tomada dos últimos doze meses de facturação. Contudo o RRC estabelece que a potência contratada por ponto de entrega em MAT, AT e MT não poderá ser inferior a 50% da potência instalada, medida pela soma das potências nominais dos transformadores relativos ao ponto de entrega.

A potência contratada permite recuperar os encargos com os troços das redes mais periféricos, partilhados por apenas alguns clientes próximos. A potência tomada permite recuperar em parte os encargos com os troços das redes mais centrais, partilhadas por um grande número de clientes.

Esta forma de tarifação fornece também incentivos a um controlo adequado da potência dos clientes. No entanto, o efeito deste sinal pode ser de duração muito curta (por exemplo, caso a potência máxima ocorra no início do período de facturação, o cliente já não terá qualquer incentivo ao controlo da potência até ao final desse período), assumindo mais o carácter de penalidade do que o de incentivo. A utilização de mais medidas de potência (e.g., quatro por período de facturação) seria uma forma de dar mais durabilidade ao incentivo.

A metodologia de cálculo da potência facturada, nomeadamente a forma de definir a potência contratada e a potência tomada, e os ponderadores a elas associados, são os mais adequados?

Que novas formas de cálculo da potência facturada podem ser consideradas?

Potência tomada síncrona

O RRC estabelece que, salvo acordo escrito entre o distribuidor e um cliente cuja instalação consumidora seja alimentada por vários pontos de entrega, considera-se para efeitos de facturação, a soma das potências tomadas e a soma das potências contratadas dos vários pontos de entrega.

No processo de consulta pública sobre a “Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico”, efectuado pela ERSE em Maio de 1998, algumas entidades sugeriram que a potência contratada considerada nas tarifas de Venda a Clientes Finais para instalações com mais do que um ponto de entrega pudesse ser definida a partir da ponta síncrona das várias alimentações.

A potência contratada uma vez que se destina a recuperar os encargos com os troços de rede próximos da instalação deverá em princípio ser considerada por ponto de entrega.

Deverá ser considerada a possibilidade da potência tomada ser determinada a partir da potência síncrona dos vários pontos de entrega desde que interligados por rede comum?

Convergência entre as definições de potência tomada e potência de uso das redes

Outra alternativa a considerar relativamente à potência a facturar seria a convergência entre a definição de potência tomada aplicável na facturação dos clientes finais do SEP e a definição de potência de uso das redes prevista na facturação dos usos das redes e aplicável explicitamente aos clientes do SENV.

Poder-se-iam considerar intervalos de tempo mais alargados para o cálculo da potência tomada, nomeadamente o período respeitante às horas de ponta, com a consideração do valor médio respeitante ao período da factura, à semelhança do praticado na facturação dos usos das redes. Esta última forma de cálculo da potência tomada garantiria a aditividade entre as tarifas aumentando a coerência do sistema tarifário e melhorando a equidade de tratamento entre os clientes do SEP e do SENV, conforme referido anteriormente.

Tendo em conta a necessidade de harmonização das variáveis de facturação com vista à obtenção de um sistema tarifário aditivo mais eficiente e equitativo, deverá a definição da potência tomada convergir para a actual definição da potência de uso das redes?

Localização dos períodos tarifários

O RT define os períodos tarifários sazonais (húmido e seco) e horários (horas de ponta, cheias e de vazio).

Para as tarifas de Venda a Clientes Finais são definidos três ciclos horários: o ciclo semanal, o ciclo diário e um ciclo semanal transitório resultante de restrições da aparelhagem de medida. Para cada um destes ciclos é definida a duração dos períodos horários horas de ponta, cheias e de vazio.

Cumprindo os intervalos de duração regulamentados a ERSE publica, conjuntamente com a fixação das tarifas, os horários a respeitar nesse ano.

Classificando as horas de custos marginais próximos, facilmente se verifica que existem intervalos homólogos onde os custos marginais são mais baixos, períodos de vazio, e intervalos onde os custos marginais são mais elevados, períodos de ponta. As situações intermédias são designadas por períodos de horas cheias. Ponderando os custos marginais de cada hora pelas energias respectivas, pode ser obtido um custo médio representativo que servirá de base para o cálculo do preço da energia de cada um destes intervalos homólogos de custos marginais próximos. Estes períodos com um mesmo preço da energia designam-se por postos tarifários.

Nos níveis de tensão de MAT, AT e MT os custos marginais são fundamentalmente influenciados pelos custos marginais de energia referidos à emissão, dependentes do diagrama de carga nacional. Atendendo a que os diagramas de carga nestes níveis de tensão são semelhantes ao diagrama de carga nacional, as perdas por efeito de Joule nestas redes limitam-se a acentuar as diferenças existentes entre os custos marginais em cada período horário, à medida que se desce de tensão.

No período de ponta há ainda que acrescentar os custos incrementais de transporte e de distribuição incidindo sobre a energia de horas de ponta e eventualmente cheias e/ou sobre a potência, acentuando ainda mais as diferenças existentes nos custos marginais dos períodos horários relativos ao diagrama de carga nacional.

Os componentes tarifários que incidem indiscriminadamente sobre toda a energia, como o uso global do sistema e eventualmente os custos de comercialização, não modificam a estrutura de evolução dos custos marginais nos referidos períodos horários.

Em contrapartida, nos níveis de tensão de BT a definição dos períodos horários poderá não atender apenas à forma do diagrama de carga nacional. Com efeito, pelo facto da rede de distribuição em BT das zonas residenciais serem mais solicitadas durante os serões de sábados e domingos dos meses frios, nem todo o fim de semana deve ser considerado como sendo de vazio, questão com particular interesse na definição dos períodos de vazio, a considerar nas opções bi-horária e tri-horária da tarifa de Venda a Clientes Finais em BT. Atendendo a que os custos de uso das redes de BT são responsáveis por cerca de 26% dos preços de venda nesta tensão, poderá ser mais importante incentivar os consumidores de BT a sair das horas de ponta desta rede, do que atender às economias de combustível.

Devem ser considerados períodos horários diferentes por nível de tensão?

As empresas reguladas de transporte e de distribuição, nas suas propostas de alteração da estrutura tarifária apresentadas em Maio de 2000, sugeriram que se deveria disponibilizar apenas um horário de ciclo semanal, por ser indutor duma melhor modulação do diagrama de carga ao nível da emissão. Contudo, devido a eventuais impactes negativos que possam existir sobre alguns clientes, propuseram a manutenção da prática actual até à existência de estudos mais aprofundados.

Deve ser oferecido unicamente um período horário dependente do diagrama de carga ao nível da emissão?

A duração dos postos horários também poderá ser revista, sendo essencial a caracterização dos diagramas de carga e dos custos marginais a nível nacional e regional e por nível de tensão.

A informação a nível regional poderá ser muito útil para a possível consideração de períodos horários não coincidentes a nível nacional, que teria como virtude a redução das perturbações nas redes no período de vazio originadas pela entrada simultânea de cargas comandadas pelos preços, e para a possibilidade de orientação através dos preços da produção descentralizada não sujeita a despacho.

Devem os períodos horários depender da localização geográfica?

Os períodos tarifários sazonais também poderão ser revistos, podendo eventualmente considerar-se a introdução de um período sazonal intermédio. Actualmente a existência destes períodos sazonais é justificável unicamente pelas diferenças nos custos marginais das horas de

ponta e cheias. As diferenças verificadas nos custos marginais de vazio dos períodos sazonais actualmente definidos são reduzidas.

Devem ser revistos os actuais períodos tarifários sazonais?

Períodos horários adicionais

Na fixação das tarifas para a energia eléctrica em 2001 considerou-se a introdução de um período horário adicional com a duração de quatro horas, designado por super vazio, compreendido entre as 2 e as 6 horas, ficando o restante período de vazio a denominar-se vazio normal, para as tarifas de MAT, AT e MT com potências contratadas superiores a 2 MW.

A introdução deste período adicional permite uma maior aderência dos preços praticados nas tarifas aos custos marginais, uma vez que há uma maior discriminação horária.

Poderá ser generalizada a introdução do período de super vazio a outros níveis de tensão atendendo à evolução e redução de custos ao nível dos contadores de acordo com os comentários emitidos por algumas entidades consultadas quanto à “Proposta de alterações do Regulamento Tarifário” a vigorarem em 2001, nomeadamente a Direcção-Geral do Comércio e Concorrência, o Instituto do Consumidor e a Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores.

Deve ser generalizado o período de super vazio a toda a MT?

Deve este período horário ser adoptado na BT?

Nas tarifas de Venda a Clientes Finais poderão ser definidos mais períodos horários, verificando-se uma maior aderência entre as tarifas e os custos marginais a exemplo do que acontece nos mercados de energia eléctrica. Desta forma incentiva-se uma utilização mais racional da energia.

Eliminação das tarifas dependentes da utilização

Actualmente existem tarifas de Venda a Clientes Finais dependentes da utilização da potência, tarifas de curtas, médias e longas utilizações. Em alguns países europeus, nomeadamente em Espanha e França, tem vindo a ser prosseguida uma política de abandono das tarifas dependentes da utilização da potência.

Num sistema tarifário em que se verifique uma boa aderência dos preços aos custos ao longo do tempo pode questionar-se a manutenção das tarifas dependentes da utilização da potência.

Deverão manter-se as tarifas dependentes da utilização da potência?

Preço da energia de vazio

Conforme referido anteriormente, as tarifas baseadas em custos marginais poderão não proporcionar o nível de receitas necessárias para garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Assim, poderão ser aplicados aos custos marginais de cada termo tarifário, factores de escala inversamente proporcionais às suas elasticidades.

Atendendo a que as elasticidades no período de vazio são mais elevadas que nos restantes períodos horários, poderão não incidir quaisquer escalamentos sobre o custo marginal desta energia, por forma a que os preços das energias a praticar nos períodos de vazio se aproximem tanto quanto possível dos custos marginais de energia, acrescidos das perdas nas redes. Por outro lado, a aproximação dos preços das energias de vazio aos custos marginais de vazio condicionará também a estrutura de outras componentes tarifárias, nomeadamente o uso global do sistema e a comercialização.

Devem os preços das energias dos períodos de vazio convergir para os custos marginais das energias de vazio?

No actual sistema tarifário são oferecidas em cada nível de tensão diversas opções tarifárias dependentes da utilização da potência. Nas opções tarifárias de menor utilização da potência verifica-se a transferência de preços de potência para preços das energias de horas de ponta, cheias e inclusive de vazio.

Em 2001 foi considerada a convergência gradual dos preços da energia de vazio nas tarifas do mesmo nível de tensão. Assim, aproximaram-se os preços das energias de vazio das opções tarifárias de curtas utilizações dos respectivos preços das opções tarifárias de médias utilizações do mesmo nível de tensão.

A convergência gradual dos preços das energias de vazio praticados nas tarifas do mesmo nível de tensão justifica-se pelo facto dos custos marginais de energia no período de vazio em cada nível de tensão serem independentes da opção tarifária, e também, pelo facto de os preços das energias de vazio não deverem incluir transferência de encargos de potência.

Deve a convergência dos preços das energias de vazio das opções tarifárias do mesmo nível de tensão ser um dos objectivos a prosseguir na revisão da estrutura tarifária?

Nas Tarifas e Preços para 2001 considerou-se a aproximação dos preços das energias de vazio praticados em cada um dos períodos sazonais, nas tarifas com discriminação sazonal.

Conforme justificado nesse documento esta convergência resultou da análise dos custos marginais da energia no período de vazio, que permitiu verificar que os custos marginais da energia nos períodos sazonais são próximos em cada nível de tensão, embora os do período seco sejam ligeiramente superiores.

Deve ser mantida a aproximação dos preços das energias de vazio praticados em cada um dos períodos sazonais? Ou, pelo contrário, deve manter-se a diferenciação sazonal?

Actualmente os clientes finais alimentados em MAT e AT podem solicitar a concessão dos feriados nacionais como períodos de vazio. Nas propostas de alteração à estrutura tarifária enviadas pelas empresas reguladas de transporte e distribuição à ERSE, em Maio de 2000, as empresas sugerem que a consideração dos feriados nacionais como períodos de horas de vazio seja estendida também aos clientes de MT que optem ou tenham optado pelo ciclo semanal.

O preço da energia de vazio em MT é fundamentalmente determinado pelos custos marginais de energia relativos à emissão, na medida em que para este período horário as perdas a montante são reduzidas. Além disso, as necessidades de escalamento, os usos das redes e as transferências de potência para energias não se aplicam e os componentes tarifários a adicionar, como uso global do sistema e custos de comercialização, assumem um peso reduzido. Atendendo ainda a que o diagrama de carga de MT é próximo do nacional e portanto os feriados nacionais correspondem a períodos de vazio, a proposta das empresas é justificada pela aderência dos preços aos custos marginais. Contudo o impacte desta proposta nas receitas de MT poderá ser significativo e deverá ser cuidadosamente avaliado.

Devem os feriados nacionais ser considerados como períodos de vazio em MT?

Tarifa bi-horária de BTN ($\leq 20,7$ kVA)

A tarifa bi-horária, alternativa à tarifa simples de BTN, permite uma maior aderência aos custos marginais. Devido à existência de dois períodos horários, períodos de vazio e de fora de vazio, os preços da energia praticados nesses períodos estarão mais próximos dos custos marginais, comparativamente com a tarifa simples.

O preço de energia de vazio deverá ser próximo do custo marginal da energia no período de vazio em BT, com os ajustamentos para perdas nesse nível de tensão e a montante,

eventualmente adicionado das componentes tarifárias recuperadas sob os termos de energia, como o uso global do sistema e, parcialmente, os custos de comercialização.

O facto do preço da energia fora de vazio na tarifa bi-horária ser igual ao preço da energia na tarifa simples, conduz à necessidade de se ter um preço do termo de potência contratada mais elevado. Este preço tem em conta os sobrecustos inerentes à contagem bi-horária e também a transferência de encargos da energia fora de vazio para a potência. Com efeito, se os encargos de potência incluíssem unicamente os sobrecustos inerentes à contagem bi-horária, a redução das receitas do período de vazio teria que ser compensada com um acréscimo de receitas no período fora de vazio e, conseqüentemente, do preço de energia nesse período. A tarifa assim construída apresentaria uma maior aderência aos custos marginais fornecendo também um maior incentivo à transferência de consumos das horas fora de vazio para o vazio. Contudo, a prática actualmente utilizada apresenta a virtude de facilitar a decisão de escolha da tarifa bi-horária.

Deve ainda ser referido que esta tarifa é oferecida como uma alternativa à tarifa simples, por forma a não onerar os clientes que não tenham interesse na sua escolha.

A atractividade desta tarifa é elevada, verificando-se por esta razão uma grande adesão por parte dos clientes, com taxas médias de crescimento anuais da ordem dos 42%, conforme referido pela EDP Distribuição no documento “Revisão da Estrutura Tarifária – Propostas” de Maio de 2000.

Deve o preço da energia do período fora de vazio da tarifa bi-horária ser superior ao preço da energia da tarifa simples?

Em alternativa, devem parte dos encargos das energias fora de vazio continuar a serem transferidos para o preço da potência por forma a permitir que o preço desta energia seja igual ao da tarifa simples?

Deve manter-se a tarifa bi-horária como alternativa à tarifa simples ou deve passar a ter um carácter obrigatório para determinados escalões de potência contratada?

Introdução de uma tarifa tri-horária na BTN ($\leq 20,7$ kVA)

Uma opção tarifária com três períodos horários permite uma melhor aderência dos preços aos custos marginais verificados, uma vez que existe uma maior discriminação temporal. Graças à redução dos custos de contagem múltipla, mesmo com ciclo semanal, a oferta deste tipo de opções tarifárias nos escalões de potência mais reduzidos começa também a ser exequível.

A tarifa tri-horária, comparativamente com a opção bi-horária, fomenta, para além da transferência dos consumos para as horas de vazio, a redução do consumo nas horas de ponta. A adopção de um preço da energia mais elevado no período de ponta promove a poupança global de energia e dos recursos associados.

Deve ser introduzida uma opção tarifária tri-horária na BTN ($\leq 20,7$ kVA)?

A tarifa tri-horária poderá ser introduzida como substituta da tarifa bi-horária ou como alternativa a esta e à tarifa simples. A EDP Distribuição propôs em 2000 a introdução de uma tarifa tri-horária em alternativa à actual tarifa bi-horária, propondo a sua eventual introdução em 2002.

Caso a tarifa tri-horária seja introduzida nos escalões de potência inferiores a 20,7 kVA coloca-se a questão dos preços dos termos de energia deverem ou não ser iguais aos preços praticados na opção de médias utilizações dos escalões de potência superiores a 20,7 kVA.

A introdução da tarifa tri-horária também poderá contribuir para a reformulação da tarifa sazonal tri-horária transitória para potências contratadas até 13,8 kVA, definida nos mesmos moldes da tarifa tri-horária. Esta tarifa constitui um resquício de antigas tarifas dependentes do destino dado à energia, nomeadamente para aquecimento e utilizações agrícolas. Este princípio não se enquadra num sistema tarifário bem calibrado no qual as tarifas devem estar ligadas aos custos marginais.

Os clientes que usufruem desta tarifa pagam um preço de potência que é independente do escalão de potência, ao contrário do que acontece com os restantes clientes de BTN. Desta forma, esta tarifa deve ser questionada em conjunto com a tarifa tri-horária.

Novos escalões de potência no segmento de BTN

Nas opções tarifárias de BTN o termo de potência é facturado através da potência contratada em kVA. O valor da potência contratada é limitado através do disjuntor diferencial, que desempenha também funções de protecção e segurança. Nas opções tarifárias de BTN $\leq 20,7$ kVA são oferecidos os seguintes escalões de potência contratada: 1,15 kVA; 2,3 kVA; 3,45 kVA; 6,9 kVA; 10,35 kVA; 13,8 kVA; 17,25 kVA e 20,7 kVA. Estes escalões são limitados com disjuntores diferenciais monofásicos ou trifásicos.

O escalão de 2,3 kVA foi introduzido em 2001, de acordo com uma proposta efectuada pela EDP Distribuição no documento “Revisão da Estrutura Tarifária – Propostas” de Maio de 2000. Diversas entidades pronunciaram-se favoravelmente à introdução de novos escalões de

potência, nomeadamente a Direcção-Geral de Comércio e Concorrência, o Instituto do Consumidor e a Federação Nacional de Cooperativas de Consumo.

É desejável a introdução de novos escalões de potência contratada em BTN ($\leq 20,7$ kVA)?
Quais?

Encargos de potência nas tarifas de BTN

Em Maio de 2000, a EDP Distribuição propôs a eliminação da progressividade existente no preço da potência contratada por kVA das tarifas simples e das tarifas bi-horárias de BTN para escalões de potência contratada inferiores a 20,7 kVA.

De facto esta progressividade pode não se justificar, sendo mesmo de admitir alguma degressividade pelo facto do termo de potência conter encargos fixos, tais como os correspondentes ao ciclo de leitura, facturação e cobrança.

Deverá eliminar-se a progressividade do preço do termo de potência na BTN?

Controlo de potência na BTN

Actualmente, para os clientes de BTN o controlo da potência contratada é efectuado através de um disjuntor diferencial, que também desempenha funções de protecção e segurança. O controlo da potência contratada por disjuntor é demasiado rígido. Com os novos contadores, híbridos ou estáticos, é possível controlar a potência de forma mais flexível e próxima da utilizada para os consumidores de BTE e dos restantes níveis de tensão. Esta é a prática adoptada na maioria dos países, onde não existe a prática de limitar a potência dos consumidores por actuação do disjuntor.

Poderá ser equacionada a introdução de uma nova forma de controlo da potência contratada em BTN, eventualmente através da potência média em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos. Esta nova forma muito mais flexível para o cliente, teria como principal vantagem que as suas decisões de consumo pudessem ser alteradas a qualquer momento consoante as suas necessidades.

Que alternativas podem ser consideradas no controlo de potência da BTN?

O RRC estabelece que quando, por razões técnicas, o distribuidor entender ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um determinado fornecimento para consumos domésticos, e desde que o cliente não se oponha a esse tipo de alimentação, será concedida uma

margem de 3,45 kVA, utilizando-se um disjuntor de calibre superior em 3 x 5 A ao correspondente à potência tomada.

A concessão desta margem de 5A por fase é explicada pela actual forma de limitação da potência. Contudo, actualmente existem clientes cujo fornecimento é efectuado por alimentação trifásica e aos quais não foi fornecida a margem de 3,45 kVA.

Deverá esta margem de 3,45 kVA ser generalizada a todos os clientes de BTN com alimentação trifásica?

Energia reactiva

A facturação de energia reactiva aplica-se explicitamente às tarifas de venda a clientes finais do SEP nos níveis de tensão de MAT, AT, MT e BT para potências superiores a 41,4 kVA.

A facturação de energia reactiva constitui uma forma de fomentar a compensação local, pelo cliente do SEP ou do SENV que, caso o faça, verá a sua factura reduzida, possibilitando também a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento.

É desejável que a compensação de energia reactiva seja feita de uma forma local, uma vez que, os custos associados com a compensação local, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em electrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada nas subestações.

A título de exemplo, refere-se que o custo da compensação de forma descentralizada da energia reactiva recorrendo a uma bateria de condensadores de 12 Mvar, a custos de 1999, é de 0,09 Esc/kvarh. Este custo é determinado considerando um tempo de vida útil típico dos condensadores de 15 anos, uma taxa de actualização de 8% e uma utilização a 50%.

Os custos associados à compensação centralizada são muito superiores aos da compensação local, uma vez que incluem, para além dos custos dos condensadores, as perdas adicionais nos troços periféricos da rede de distribuição e a correspondente necessidade do seu sobredimensionamento.

Atendendo ao exposto nos parágrafos anteriores, deve-se também acrescentar que a tarifa para a energia reactiva não deve ser superior aos custos da compensação centralizada, incentivando-se os distribuidores a realizar campanhas de sensibilização junto dos clientes de forma a promover a compensação descentralizada.

As empresas reguladas de transporte e de distribuição propuseram, em Maio de 2000, uma redução do limiar de facturação da energia reactiva indutiva nas horas fora de vazio de $\text{tg } \varphi = 0,4$ para $\text{tg } \varphi = 0,3$ e, uma redução do preço da energia reactiva, de modo a que, em média, os clientes que já pagavam energia reactiva mantivessem a sua factura inalterada.

Recentes práticas internacionais, nomeadamente nos EUA e na Irlanda, apontam para graus de exigência de compensação mais elevados, o que vai de encontro à proposta das empresas de redução do limiar de facturação da energia reactiva indutiva para $\text{tg } \varphi = 0,3$.

Deve ser reduzido o limiar de facturação de energia reactiva, bem como o seu preço? Que alternativas devem ser consideradas?

Deverão os preços de energia reactiva estar balizados entre os custos de compensação local e compensação centralizada? Ou, pelo contrário, poderão incorporar incentivos adicionais?

Tarifa Social

As tarifas de 2001 contemplam a alteração das condições de aplicabilidade da tarifa Social por forma a aumentar a sua abrangência. Esta alteração é resultado dos trabalhos da primeira fase de revisão da estrutura tarifária, decorridos no primeiro semestre do ano 2000. As empresas reguladas de transporte e de distribuição propuseram o aumento da abrangência da tarifa Social, sugerindo que o limiar de elegibilidade passasse do consumo máximo anual de 270 kWh para 400 kWh e que, por outro lado, o universo de clientes abrangidos contemplasse, para além do escalão de potência contratada de 1,15 kVA, o novo escalão de 2,3 kVA.

Até então a tarifa Social era uma opção dos clientes de BTN com potência contratada de 1,15 kVA, destinada aos consumos relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exercesse uma pequena actividade profissional. Atendendo a que as tarifas dos clientes finais do SEP são calculadas por forma a permitirem a recuperação integral dos proveitos permitidos, este subsídio da tarifa Social é suportado pelos restantes clientes do SEP.

Na tabela seguinte apresentam-se alguns dados relativos à tarifa Social em 1999.

Tarifa Social em 1999

10³ escudos

	Consumo anual (kWh)	Factura total anual sem desconto	Factura total anual com desconto	Subsídio anual
Total (3691 clientes)	193 039	17 586	6 956	10 630
Média dos Clientes	52,3	4,76	1,88	2,88
Cliente no limite superior actual	270	8,61	5,73	2,88
Cliente no limite superior proposto	400	10,91	8,03	2,88

Figura 4-4

A tarifa Social aplicou-se em 1999 a 3691 clientes, sendo o consumo médio anual por cliente de 52,3 kWh. Cada cliente recebeu um subsídio anual de 2 880\$00 sobre o termo de potência. Atendendo a que o consumo anual médio dos clientes é de 52,3 kWh, a sua factura sem descontos seria de 4 765\$00, representando 60% da sua factura.

Na tabela anterior apresentam-se também os dados relativos a um cliente que se aproxime do consumo anual máximo da tarifa Social, na situação actual com 270 kWh ano e na situação proposta pelas empresas com 400 kWh ano. Num caso e noutro, o desconto atribuído representa uma redução de 2880\$00 por ano, correspondendo a uma percentagem de 33% e 26%, respectivamente. Deve ser sublinhado que desta alteração não resulta um aumento de desconto por beneficiário.

Tal como no passado, o preço da potência contratada na tarifa Social é obtido através da aplicação de um abatimento de 75% aos preços de potência contratada dos respectivos escalões de potência da tarifa simples. Na tarifa Social o preço de energia é idêntico ao da Tarifa Simples (BTN<20,7 kVA).

Noutros sistemas eléctricos estas questões de natureza social são tratadas por instituições de assistência, oficiais ou privadas e eventualmente com a colaboração dos municípios, que garantem o pagamento dos consumos dos respectivos assistidos.

Que alternativas podem ser consideradas para a tarifa Social relativamente ao regime em vigor de descontos subsidiados por todos os clientes do SEP?

Descontos

O artigo 90.º do RT prevê que se continuem a aplicar descontos de 10% ou 12,5% sobre a totalidade da factura aos clientes finais que, por ponto de entrega, apresentem uma potência contratada maior ou igual a 4 MW e uma utilização anual da potência facturada maior ou igual a 5000 h, ou alternativamente, um consumo maior ou igual a 30 GWh, consoante a potência contratada seja menor ou maior que 17,5 MW, respectivamente. No mesmo artigo, é referido que esta situação de desconto vigorará até à revisão da estrutura tarifária.

No Quadro 4-1 apresentam-se os valores dos descontos concedidos ao abrigo do RT discriminados por nível de tensão.

Descontos concedidos ao abrigo do artigo 90.º

	Milhões de escudos				
	1997	1998	1999	2000	2001
MAT	849	888	806	838	844
AT	3 354	3 345	2 993	3 110	3 136
MT	659	677	630	655	660
Total	4 862	4 910	4 429	4 602	4 640

Nota: os valores referentes a 2000 e 2001 são dados previsionais utilizados no cálculo das tarifas.

Quadro 4-1

A percentagem destes descontos relativamente às receitas de cada nível de tensão é caracterizada no Quadro 4-2.

Peso do desconto do artigo 90.º nas receitas do respectivo nível de tensão

	%				
	1997	1998	1999	2000	2001
MAT	11,9	11,9	11,4	12,2	12,0
AT	9,8	9,6	9,6	9,7	10,3
MT	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total MAT, AT e MT	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4
Total incluindo BT	0,9	0,8	0,7	0,8	0,7

Quadro 4-2

Em termos absolutos os maiores descontos ao abrigo do artigo 90.º verificam-se em AT. Contudo, em termos percentuais, relativamente às receitas do respectivo nível de tensão, os descontos são mais determinantes em MAT. Em MT os descontos têm um peso reduzido, embora em termos absolutos assumam um valor próximo do verificado em MAT.

Uma vez que a existência de descontos para alguns clientes distorce a aderência dos preços da electricidade aos custos marginais não é aceitável num sistema tarifário bem calibrado. Tendo em conta a actual revisão regulamentar, há que considerar de que forma serão estes descontos eliminados, processando para o sistema tarifário os sinais preço adequados resultantes da adaptação da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais. Neste sentido os estudos a realizar poderão evidenciar que os preços actuais, resultantes da aplicação dos descontos, possam ter justificação.

Dado o carácter transitório dos descontos, de que forma devem ser eliminados?

Importa esclarecer que as actuais tarifas, sem recorrer ao artigo 90.º, já proporcionam reduções do preço médio de venda com o aumento das quantidades consumidas, ou seja, à medida que o cliente é de maior dimensão o seu preço unitário diminui.

Com efeito, qualquer tarifa regulada que seja constituída por um termo fixo e outro variável com o consumo captura este efeito. A título de exemplo, a tarifa simples de BTN permite que, em cada escalão de potência, os maiores consumidores paguem efectivamente um preço por unidade de consumo mais baixo. Por outras palavras, os clientes de grande dimensão obtêm uma redução do preço médio por efeito de quantidade. Esta redução tem em vista a aproximação para cada cliente da estrutura dos preços à dos custos tendo racionalidade económica. Este exemplo é válido para os outros níveis de tensão. Um exemplo semelhante pode ser encontrado nas tarifas dependentes da utilização da potência, em que uma maior utilização permite a obtenção de um preço mais baixo deste componente tarifário.

A utilização dos preços dos diferentes períodos horários pode também ser vista neste contexto. Um cliente com um consumo proporcionalmente maior de energia no período de vazio, pagará um preço médio por unidade de energia consumida inferior. Esta diminuição do preço médio depende do tipo de consumo, nomeadamente da sua localização temporal, tendo também suporte económico, induzindo eficiência quer ao consumidor quer ao produtor.

4.8.3 TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

A tarifa de Energia e Potência (TEP) reflecte os custos relativos à actividade de aquisição de energia eléctrica incorridos pela entidade concessionária da RNT. A actividade de aquisição de energia eléctrica tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para o SEP desenvolvida no âmbito da função do Agente Comercial do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento de centros produtores.

A tarifa de Energia e Potência é aplicada pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT, sendo reflectida nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.

Actualmente a tarifa de Energia e Potência assenta numa estrutura binómia, sendo composta por um preço de potência (PTE/kW por mês) e por um preço de energia (PTE/kWh).

O preço da potência é aplicado à potência a facturar em kW, calculada a partir da potência tomada e da potência contratada. A potência tomada corresponde ao máximo mensal das potências médias em cada período de quinze minutos e a potência contratada é a máxima potência tomada nos doze meses anteriores ao mês objecto de facturação. A potência tomada é determinada considerando a existência de um único ponto de entrega, o que corresponde a considerar a potência síncrona de todos os pontos de entrega.

O preço da energia é diferenciado por dois períodos sazonais, seco e húmido, e por três períodos horários, horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. O preço da energia é aplicado à soma algébrica da energia activa medida nos pontos de entrega, em cada período horário.

Actualmente a estrutura da tarifa de Energia e Potência é estabelecida tendo como ponto de partida a estrutura da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT, opção de longas utilizações. Com efeito, a estrutura da tarifa de Energia e Potência é calculada por forma a respeitar a estrutura da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT, opção de longas utilizações, deduzida das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte em AT.

É desejável que a tarifa de Energia e Potência possua uma estrutura própria, independente da estrutura de qualquer outra tarifa de jusante. Nestas circunstâncias, as estruturas das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP serão determinadas através da adição das diversas tarifas de cada uma das actividades de montante de cada ponto de entrega, incluindo portanto a tarifa de Energia e Potência, por forma a garantir a aditividade das tarifas.

A tarifa de Energia e Potência constitui, para efeitos de aquisição de energia pelo distribuidor vinculado, o seu custo de oportunidade. É com base nesta tarifa que o distribuidor toma as suas decisões de aquisição de energia fora do SEP. Para que o distribuidor tome decisões economicamente eficientes a estrutura da tarifa de Energia e Potência deverá estar ligada à estrutura dos custos marginais de produção.

Os custos marginais de produção têm sido calculados através do modelo VALORAGUA utilizado também na preparação do plano de expansão do sistema electroprodutor do SEP. Este modelo considera o carácter estocástico das afluências hídricas, valorizando as reservas hidrológicas e determinando os meios de produção hídricos ou térmicos a serem usados para satisfazer a procura a custos mínimos.

Os custos marginais de produção incluem os custos marginais de energia fornecida e também custos de energia não servida que estão associados a custos de capacidade. Os custos marginais de energia são obtidos considerando a existência de capacidade suficiente em meios de ponta, nomeadamente de turbinas a gás de ciclo simples (TGCS), não havendo a existência de energia não servida. A diferença entre os custos marginais de produção e os custos marginais de energia constituem os custos marginais de capacidade. Num sistema otimizado, e portanto bem dimensionado em termos de meios de produção, os custos marginais de capacidade deveriam ser iguais aos custos de capacidade das TGCS.

A estrutura do termo de capacidade da TEP poderá ser do tipo binómia, com um termo de potência e um termo de energia activa, sendo valorizada através dos encargos fixos das TGCS. O termo de energia poderá apresentar um preço para as horas de ponta e, eventualmente, um preço para as horas cheias. As formas de cálculo das potências tomada e contratada poderão ser questionadas. Os ponderadores aplicados à potência tomada e contratada para a determinação da potência facturada poderão também ser redefinidos.

Deverá o termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência apresentar uma estrutura diferente da actual?

A metodologia de cálculo da potência facturada, nomeadamente a forma de definir a potência contratada e a potência tomada, e os ponderadores a elas associados, são os mais adequados?

A estrutura e os preços do termo de capacidade da TEP deverão ser equacionadas em simultâneo com a tarifa de garantia de abastecimento aplicável no SENV e a interruptibilidade aplicável no SEP. Com efeito, os encargos de capacidade inerentes à garantia de abastecimento ou evitados pela interruptibilidade são condicionados pelos custos marginais de capacidade, presentes no termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência.

Os preços de energia deverão ser condicionados pela estrutura dos custos marginais de energia. Poderão ser definidos mais períodos horários em alternativa aos actuais três, aproximando-os dos verificados nas bolsas de energia. Aliás, em 2001 as tarifas de Venda a Clientes Finais nos níveis de tensão de MAT, AT e MT>2MW contemplam já a existência de quatro períodos horários em substituição dos actuais três períodos horários. O período de vazio foi dividido em dois períodos, o de vazio normal e o de supervazio, sendo este último definido entre as 2H00 e as 6H00 onde se verifica uma cava do diagrama de carga relativo à emissão e por consequência onde os custos marginais de energia são mais reduzidos.

Deverá o termo de energia da tarifa de Energia e Potência ter uma diferenciação por período horário mais discriminada do que a actual? Quantos períodos horários deverão ser disponibilizados?

Deverão também ser analisadas metodologias que tornem esta tarifa menos sensível à variabilidade nas quantidades envolvidas no seu cálculo. Estas quantidades referem-se às vendas de Energia e Potência da REN ao distribuidor vinculado incluindo as entregas dos produtores em regime especial. Estas quantidades resultam da diferença entre o consumo dos clientes do SEP acrescido das perdas na rede de distribuição e as compras do distribuidor vinculado aos produtores não vinculados, no âmbito da parcela livre, de difícil determinação.

5 COMO MELHORAR A CONCORRÊNCIA NO SECTOR ELÉCTRICO

5.1 INFORMAÇÃO AOS AGENTES

Um dos factores essenciais para melhorar a concorrência no sector eléctrico é a garantia de que todos os agentes intervenientes neste sector tenham acesso à informação necessária para tomarem as melhores decisões, independentemente do tipo e origem do agente, e para que a oferta de energia seja feita nas melhores condições, nomeadamente de preço e de qualidade. Na ausência de mecanismos naturais de mercado, cabe ao regulador garantir a transparência e promover a concorrência do mercado de energia eléctrica, nomeadamente através da divulgação da informação relevante. Assim, a informação a disponibilizar aos agentes é amplamente referida na regulamentação do sector eléctrico português, especialmente no RARI e no Regulamento do Despacho (RD). Também o RRC e os manuais de procedimentos previstos no RD fazem menção a este tema. O detalhe da informação a disponibilizar aos agentes, de acordo com a regulamentação em vigor, é descrito no Anexo IV.

No âmbito da regulamentação em vigor procurou-se garantir o acesso à informação com o objectivo de:

- Permitir e facilitar o acesso às redes de transporte e de distribuição. Para tal, é fornecida aos agentes a caracterização destas redes, nomeadamente as características dos seus vários elementos, as diferentes alternativas de ligação, os congestionamentos e as restrições da capacidade disponível e, ainda, aconselhamento sobre o nível de tensão a que a ligação deve ser estabelecida nas melhores condições técnicas e económicas.
- Proporcionar o acesso às interligações. Neste sentido, os agentes têm acesso à informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais, semanalmente e para um período de 15 dias.
- Permitir que os agentes planeiem as suas decisões futuras. Para tal, é-lhes fornecida informação sobre os investimentos a realizar na RNT e as necessidades de serviços de sistema, para os próximos anos.
- Possibilitar a participação no sistema de ofertas. Nesse sentido, o Gestor de Ofertas fornece aos agentes as minutas do Pedido de Adesão ao Sistema de Ofertas e do Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas.
- Proporcionar aos agentes conhecimento do mercado, quer no que diz respeito aos agentes participantes, quer no que se refere às quantidades transaccionadas e aos preços. Para tal, é

fornecida aos agentes informação sobre todas as ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e de serviços de sistema apresentadas no mercado, o resultado do encontro de ofertas, os preços de encontro do sistema de ofertas e respectivos algoritmos de cálculo e o programa de contratação de energia e restrições técnicas ou ambientais.

Uma das formas de promover a concorrência no sector eléctrico é através da divulgação de toda a informação que os agentes necessitem para conhecer e compreender o funcionamento do sector de modo a conseguirem tomar as melhores decisões. Neste sentido é possível colocar várias questões:

Como pode a entidade concessionária da RNT melhorar o papel preponderante que desempenha na transferência e divulgação de informação entre os vários agentes do sector eléctrico?

Que mais informação deve ser disponibilizada aos agentes pela entidade concessionária da RNT e pelo distribuidor vinculado e de que modo ?

5.2 ABERTURA DE MERCADO

5.2.1 DIRECTIVA 96/92/CE

A Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro de 1996, respeitante ao mercado interno de electricidade, transfere para os Estados-membros a adopção de medidas necessárias para assegurar a abertura dos seus mercados, designadamente a publicação dos critérios de definição dos clientes elegíveis com capacidade para escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

Anualmente, a Comissão Europeia publica a quota mínima de abertura de mercado a verificar em todos os Estados-membros. A determinação da quota mínima para o ano seguinte, publicada pela Comissão Europeia até 1 de Novembro de cada ano, resulta do quociente entre o total dos consumos dos consumidores (incluindo produção para auto-consumo) que, no ano anterior, registaram um consumo superior às quantidades definidas na directiva, pelo total dos consumos nacionais registados no mesmo ano. A directiva determina que o cálculo da quota mínima deverá ser efectuado com base nos consumos dos consumidores que ultrapassem as seguintes quantidades:

- 40 GWh, para a definição da quota mínima de 1999 e anos anteriores.
- 20 GWh, para a definição da quota mínima nos anos de 2000, 2001 e 2002.

- 9 GWh, para os anos seguintes a 2002.

Os valores publicados da quota mínima de abertura de mercado para 1999 e 2000 foram, respectivamente, 26,48% e 30,27%. O valor para 2001 foi publicado recentemente pela Comissão Europeia³, tendo sido fixado em 30,20%.

5.2.2 ABERTURA DE MERCADO EM PORTUGAL

Nos termos do Decreto-Lei n.º 182/95, compete à ERSE a fixação dos consumos mínimos que permitem o acesso ao estatuto de cliente não vinculado, bem como a fixação do período de pré-aviso de adesão ao SENV. A fixação destes valores é efectuada de 3 em 3 anos.

Considerando a percentagem de energia que o distribuidor vinculado em MT e AT pode adquirir fora do SEP (parcela livre), actualmente fixada em 8%, verifica-se que no triénio 1999-2001 a abertura de mercado em Portugal atingiu valores próximos dos 33%.

A nível europeu, no que se refere à abertura de mercado, podemos distinguir três grupos de países:

- Com uma percentagem de abertura de mercado inferior a 40%, próxima do mínimo publicado pela Comissão Europeia: Portugal, Itália, França, Irlanda, Bélgica, Áustria, e Grécia.
- Com uma percentagem de abertura de mercado intermédia: Espanha, Holanda e Luxemburgo.
- Com uma abertura total de mercado: Reino Unido, Suécia, Finlândia e Alemanha. A Dinamarca poderá ser considerada neste grupo de países, uma vez que a abertura de mercado, em 1999, era já de 90%.

No Anexo V apresenta-se a descrição das condições regulamentares vigentes de concretização da abertura de mercado em Portugal, bem como informação sobre os consumidores elegíveis e os clientes não vinculados.

5.2.3 IMPACTE DA ABERTURA DE MERCADO NO SEP

A crescente e progressiva liberalização do mercado de energia eléctrica poderá obrigar a rever, nos próximos anos, o actual modelo organizativo do Sistema Eléctrico Nacional consagrado no

³ Jornal Oficial C 27/62, de 27 de Janeiro de 2001

Decreto-Lei n.º 182/95. Com efeito, se a crescente abertura de mercado for acompanhada do exercício do direito de elegibilidade por parte significativa dos clientes do SEP, a manutenção do actual sistema pode vir a ser colocada em questão.

Importa ainda ter em conta as seguintes características do SEP:

- Sistema electroprodutor do SEP sujeito a planeamento centralizado.
- Contratos de vinculação de longo prazo entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT.

É ainda relevante considerar os seguintes decisões tomadas no passado recente:

- A próxima central a gás de ciclo combinado, inicialmente prevista no Plano de Expansão do SEP, será construída e operará no âmbito do SENV.
- A separação da entidade concessionária da RNT do Grupo EDP, tornando mais claro e transparente o funcionamento do sistema eléctrico nacional.

Os primeiros anos de liberalização em Portugal, 1999 e 2000, não colocaram qualquer dificuldade ao SEP, designadamente pelas seguintes razões:

- O consumo correspondente aos Clientes Não Vinculados que exerceram o direito à elegibilidade é muito pouco significativo, da ordem dos 1,6% do consumo total nacional.
- A diminuta utilização da parcela livre, por parte do distribuidor vinculado de MT e AT (utilização próxima dos 2%, cerca de 25% do valor fixado).
- O consumo abastecido pelo SEP tem crescido muito significativamente, a taxas próximas de 6% ao ano.

Os regulamentos da ERSE, publicados em 1998 e 1999, introduziram alguns mecanismos que pretendem minimizar os impactes sobre as tarifas dos clientes do SEP em caso de redução dos consumos abastecidos pelo SEP, em resultado da saída de clientes do SEP para o SENV, a saber:

- Possibilidade dada ao Agente Comercial do SEP de colocar à disposição de terceiros parte da capacidade de produção disponível no SEP.
- Mecanismo previsto no RT que estabelece que no caso de um aumento da tarifa de Energia e Potência provocado pela diminuição do volume de vendas resultante da adesão de clientes do SEP ao SENV que ultrapasse 1,5 vezes a taxa de inflação, o ajustamento é transferido para a tarifa de Uso Global do Sistema, repartindo, desta forma, os sobrecustos por todos os clientes, quer sejam do SEP quer sejam do SENV.

Em pleno processo de revisão dos regulamentos do sector eléctrico e considerando os desenvolvimentos já anunciados sobre a aceleração da liberalização do mercado interno de electricidade importa reflectir sobre o actual modelo do Sistema Eléctrico Nacional.

5.2.4 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Conforme previsto na legislação nacional, a ERSE definirá no final deste ano as condições de concretização da abertura de mercado em Portugal para o triénio 2002-2004. A directiva 96/92/CE e o quadro legislativo nacional impõem as seguintes restrições à decisão da ERSE:

- O limite mínimo de abertura de mercado não pode ser inferior ao publicado anualmente pela Comissão Europeia.
- O limite máximo corresponde ao valor dos consumos de energia eléctrica em MT, AT e MAT, acrescido da parcela livre do distribuidor vinculado em MT e AT. Os consumos em MT, AT e MAT corresponderam, em 1999, aproximadamente a 45% do consumo total nacional. A parcela livre do distribuidor vinculado em MT e AT pode assumir valores entre 0 e 15%.

O Conselho Europeu de Lisboa, ocorrido em 2000, declarou como um importante objectivo económico da União Europeia a liberalização dos mercados de energia.

A Comissão Europeia anunciou a proposta de uma directiva que concretizará o objectivo de aceleração da liberalização do mercado europeu de electricidade, apontando 2005 como a data limite para uma liberalização total e 2003 como a data em que todos os consumidores empresariais (não-domésticos) poderão escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

Outro elemento que importa ter presente diz respeito ao processo de abertura de mercado em Espanha, que regista um grau de abertura de mercado muito superior ao de Portugal pelo que, futuramente, poderão vir a ser suscitadas questões de reciprocidade entre os dois mercados de energia eléctrica.

Tendo em conta a aceleração da liberalização deverá ser prevista, desde já, a abertura de mercado máxima permitida pela legislação nacional, que corresponde à elegibilidade de todos os clientes de MT, AT e MAT (aproximadamente 18 300, com um consumo que corresponde a 45% do total nacional) a partir de 2002?

A abertura de mercado formulada da forma referida na questão anterior teria a vantagem de facilitar o acesso à informação sobre o universo de clientes elegíveis, uma das dificuldades mencionadas pelos fornecedores de energia eléctrica que actuam no SENV.

De acordo com a proposta da Comissão Europeia, a partir de 2003 todos os consumidores não domésticos serão considerados elegíveis. Um grande número destes consumidores são alimentados em BT. A ser aprovada a proposta da Comissão Europeia, tal implicará a alteração da legislação nacional.

Conforme anteriormente referido, o distribuidor vinculado em MT e AT pode adquirir, no âmbito da parcela livre, um valor entre 0 e 15% das suas necessidades de energia e potência.

No quadro de uma liberalização total a médio prazo, qual a justificação para a manutenção da parcela livre do distribuidor em MT e AT?

Um outro aspecto que importa analisar diz respeito à manutenção do actual sistema de pré-avisos que é necessário observar para transitar entre o SEP e o SENV. Recorde-se que os prazos de pré-aviso e a possibilidade de pagamento de compensações ao SEP por antecipação dos mesmos, constitui uma singularidade da nossa legislação que não está prevista na Directiva 96/92/CE e não tem paralelo em qualquer outro Estado-membro.

Que prazos de pré-aviso deverão ser considerados para a saída de clientes do SEP para o SENV e para a adesão de clientes não vinculados ao SEP?

5.3 GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE

No plano de expansão do SEP são identificadas as suas necessidades de expansão, tomando em consideração, nomeadamente a variabilidade dos recursos hídricos, a capacidade da interligação, a evolução da procura de electricidade e a definição dos padrões de segurança da produção. A previsão da evolução da procura de electricidade no âmbito do SEP torna-se mais complexa num ambiente de abertura do mercado de electricidade, no qual consumidores exercem o direito de elegibilidade. Os padrões de segurança usados estabelecem a máxima probabilidade de ocorrência de meses com interrupção de abastecimento, a máxima percentagem de energia não fornecida da procura anual a satisfazer, bem como a sua valorização.

O RQS define os critérios mínimos de qualidade do fornecimento de energia eléctrica e as penalidades a aplicar em caso de incumprimento, em particular os aplicáveis no caso de

interrupção do fornecimento. Naturalmente, os valores considerados no RQS no que respeita a energias não fornecidas e os usados na definição dos padrões de segurança utilizados na definição do plano de expansão do SEP devem ser analisados de uma forma coerente.

No SEP, os fornecimentos são garantidos. Em contrapartida no SENV os consumidores têm oportunidade de escolher entre fornecimentos garantidos e sem garantia de abastecimento. A possibilidade de consumir energia eléctrica no SEP sem garantia, é introduzida através da consideração de contratos de interruptibilidade.

Garantia de abastecimento

O RRC prevê que as entidades do SENV, clientes ou produtores, possam estabelecer contratos de garantia de abastecimento com a entidade concessionária da RNT. Os contratos de garantia de abastecimento têm em vista o fornecimento supletivo de energia eléctrica pelo SEP até ao limite da potência estabelecida para o efeito, sempre que o produtor não vinculado se encontre em situação de falha de disponibilidade ou em indisponibilidade programada, ou para contratos de importação de energia, em casos fortuitos ou de força maior que afectem a capacidade de interligação. Excluem-se as possibilidades de ocorrência de interrupções nas mesmas circunstâncias previstas para os clientes do SEP.

A garantia de abastecimento é actualmente calculada com base na tarifa de AT de curtas utilizações. A capacidade garantida é paga pelo termo de potência desta tarifa, enquanto à energia consumida ao abrigo do contrato se aplica o preço de energia.

Até à data os clientes não vinculados não subscreveram contratos de garantia de abastecimento, o que pode dever-se ao facto do preço ser excessivo ou, simplesmente, devido ao risco de falha do seu fornecedor ou das interligações ser demasiado baixo, comparativamente com o preço a pagar pelos respectivos contratos. Em alternativa, pode significar que os fornecedores dos actuais clientes não vinculados encontraram formas de relacionamento comercial que asseguram a garantia de abastecimento aos seus clientes em condições mais vantajosas.

A valorização da garantia de abastecimento deverá ser feita através de uma tarifa regulada ou através de outras formas assentes em mecanismos de mercado?

No caso de se concordar com a sua valorização através de uma tarifa regulada deve ser equacionada outra forma de valorização da tarifa de Garantia de Abastecimento de modo a que não esteja ligada a uma tarifa de Venda a Clientes Finais, a qual inclui um conjunto vasto de outras componentes tarifárias. Esta tarifa de Garantia de Abastecimento deve ser orientada através dos custos marginais de capacidade, os quais num sistema optimizado serão iguais aos

custos de capacidade das centrais com TGCS. A estrutura e os preços da tarifa de Garantia de Abastecimento e do termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência aplicável no SEP devem ser equacionadas em conjunto, na medida em que são condicionadas pelos mesmos aspectos.

O pagamento da capacidade poderá ter um termo de potência e um termo de energia activa, nas horas de maior intensidade da procura, ou seja, horas de ponta e eventualmente cheias, valorizados através dos encargos fixos das TGCS?

A energia eléctrica consumida ao abrigo do contrato de garantia de abastecimento poderá ser valorizada a partir do termo de energia da tarifa de Energia e Potência?

A manutenção programada das centrais vinculadas é otimizada pelo Gestor de Sistema que elabora um plano de manutenção programada.

Os PNV não estão sujeitos a essa supervisão, sendo necessário encontrar um mecanismo que os incentive a fazerem as suas manutenções em períodos de maior folga de meios de produção.

Esta situação assumirá um papel mais relevante à medida que a produção não vinculada passar a ter um peso mais significativo no sector, colocando-se a dificuldade da incerteza associada às suas paragens para manutenção.

Uma forma de introduzir esse incentivo pode ser através da consideração de uma tarifa de Garantia de Abastecimento com preços diferenciados ao longo do ano.

Actualmente os contratos de garantia de abastecimento são oferecidos pela REN aos clientes e produtores não vinculados. Nas situações de falha do fornecedor de energia e de congestionamentos ao nível das interligações para os clientes não vinculados que são abastecidos a partir de países estrangeiros não têm ocorrido interrupções de fornecimento, uma vez que o SEP tem tido a capacidade para abastecer os consumos do SENV, incorrendo os produtores e os clientes não vinculados em desvios. Logo que a dimensão do SENV aumente para valores mais significativos, esta situação poderá alterar-se drasticamente por falta de capacidade do SEP para cobrir os défices de produção ou de importação que se verifiquem no SENV. Na verdade, o planeamento do sistema electroprodutor não deve prever as necessidades de garantia de abastecimento do SENV.

Não será de abrir a possibilidade da garantia de abastecimento aos agentes do SENV poder ser assegurada por outros agentes para além da produção vinculada?

A situação actual poderá não ser sustentável no futuro, à medida que o SENV se desenvolve. Esta questão poderia ser resolvida através de mecanismos de mercado, associados ao sistema de ofertas.

Interruptibilidade

A interruptibilidade, quando devidamente considerada no planeamento do sistema electroprodutor, pode trazer vantagens a todos os clientes do SEP, permitindo o diferimento temporal da expansão do sistema electroprodutor em meios de produção de ponta, nomeadamente TGCS. Quando não prevista na fase de planeamento, a interruptibilidade pode ser justificada pela ocorrência de situações excepcionais.

Os clientes que tenham aderido ao regime de interruptibilidade aceitam reduzir o seu consumo nas condições estabelecidas nos contratos de interruptibilidade, possibilitando ao Gestor de Sistema garantir o abastecimento dos restantes clientes do SEP, tendo como contrapartida os descontos previstos. Importa referir que as interrupções associadas ao regime de interruptibilidade são totalmente independentes das interrupções de fornecimento atribuíveis a falhas nas redes de transporte e de distribuição.

O desconto a conceder a clientes vinculados que aceitarem um contrato de interruptibilidade depende das modalidades contratuais quanto a pré-avisos, frequência e duração de interrupções, devendo estar ligado aos custos de grupos geradores associados à garantia de potência.

Até à publicação das tarifas para 2001, a interruptibilidade era valorizada segundo a forma de um desconto aplicado a toda a factura dos clientes que se dispunham a reduzir o seu consumo. Esta forma de valorização da interruptibilidade não está adequada aos custos evitados no sistema. Na realidade, atendendo a que ela possibilita a substituição de TGCS, deve por este motivo ser valorizada através dos encargos fixos deste tipo de centrais. Neste sentido, nas Tarifas de 2001 considerou-se uma nova forma de valorização da interruptibilidade, a qual passou a ser definida através de um desconto aplicado ao valor da potência interruptível contratada, tal como se apresenta no Anexo VI. O valor do desconto concedido é definido a partir da potência interruptível contratada e do preço associado ao investimento em TGCS.

Os parâmetros propostos no novo regime de interruptibilidade foram obtidos de modo a replicar a situação vigente no regime anterior, isto é, pretende-se minimizar os efeitos em termos de facturação aos clientes em relação à situação anterior. O objectivo foi racionalizar a forma de aplicação do regime de interruptibilidade tornando-o mais aderente à relação custos/benefícios tanto do lado da procura como do lado da oferta. Nessa fase, o enfoque incidiu sobre a forma de

valorização da interruptibilidade e não tanto sobre o valor absoluto dos seus parâmetros. Surge agora a oportunidade de equacionar a forma de calcular estes parâmetros no âmbito desta revisão regulamentar.

Considera-se ser desejável que estes parâmetros traduzam a real mais valia da interruptibilidade determinada por métodos que valorizem os custos marginais evitados no sistema.

Qualquer dos regimes actualmente em vigor foram concebidos tendo como horizonte temporal a presente revisão do RT, sendo este o momento de definir o novo regime de interruptibilidade.

O regime de interruptibilidade deve ter em consideração a forma de valorização da garantia de potência, como tal esta questão não deve ser dissociada do debate sobre a tarifa de Energia e Potência mencionado neste documento.

Como garantir a coerência da interruptibilidade a disponibilizar no SEP com a tarifa de Garantia de Abastecimento a accionar no SENV?

É aceitável a coexistência de contratos de interruptibilidade e de contratos de garantia de abastecimento?

Este modo de funcionamento tem como objectivo fomentar a equidade de tratamento entre clientes do SEP e do SENV. Para garantir a coerência do sistema tarifário, poderá ser utilizado o termo de potência da TEP para orientar a valorização quer da interruptibilidade quer da garantia de abastecimento.

Na caracterização desta tarifa falta referir o número máximo de horas de interrupção por ano e a continuação da redução máxima na factura do cliente.

Uma outra linha de argumentação levanta objecções à disponibilização no SEP de condições de interruptibilidade, alegando que toda a energia fornecida pelo sistema público deve ter o mesmo grau de garantia. Com efeito, apesar das boas razões apresentadas com a aprovação dos planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP, parece inquestionável que os consumidores a quem é concedida a possibilidade de celebrarem contratos de interruptibilidade associam esta possibilidade a um desconto na sua factura de energia eléctrica pelo facto de serem pouco frequentes as situações de activação da interruptibilidade.

Por último, poderá também ser equacionada uma outra forma de valorização da interruptibilidade sujeita a mecanismos de mercado que tenham em conta a adaptação do sistema electroprodutor à procura que tem que satisfazer, em alternativa às regras pré-definidas apresentadas inicialmente.

Que outras formas de valorização da interruptibilidade poderão ser consideradas?

5.4 FLEXIBILIDADE TARIFÁRIA E CONCORRÊNCIA

No RT é prevista a possibilidade de a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado proporem à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem proveitos inferiores aos definidos. No mesmo texto regulamentar é referido que estas tarifas devem ser oferecidas de forma não discriminatória. Esta redução de proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos mecanismos de ajustamento anuais, pelo que é suportada pelos accionistas das empresas reguladas que as proponham.

Em 1999 e em 2000 os distribuidores vinculados propuseram à ERSE duas alterações tarifárias: uma respeitante à criação de uma nova opção tarifária com um período adicional de supervazio, acessível só aos clientes de MAT e AT; outra propondo um novo regime opcional de interruptibilidade, disponível apenas para clientes de MAT, AT e MT. Em ambos os anos, a ERSE decidiu dar provimento às propostas das empresas uma vez que resultava num potencial benefício para alguns clientes sem prejuízo para os restantes. Estes regimes foram revestidos de natureza transitória e sem que pudessem obstar ao processo de revisão da estrutura tarifária.

Com a liberalização do sector eléctrico e a emergência do SENV, começa a ganhar relevância a consideração de factores de concorrência entre os vários actores do SEN. Com a diminuição do limiar de elegibilidade para adesão ao SENV, alguns segmentos de mercado passam a usufruir de uma maior pressão concorrencial, cujos aspectos mais visíveis são reflectidos nas políticas comerciais das empresas. Assim a concorrência, quer efectiva quer potencial, estimula não só o aparecimento de preços mais baixos, mas também o surgimento de inovadoras opções tarifárias, mais adaptadas às necessidades dos clientes. Como tal, a discussão sobre a flexibilidade tarifária deve ser enquadrada com a progressiva concorrência que vai existindo no sector.

A evolução da regulação do sector eléctrico justifica a aprovação de medidas que visam a antecipação do mercado livre e concorrencial e a reprovação de quaisquer medidas que, objectivamente, contrariam ou entram a sua prossecução.

Considerando que o distribuidor vinculado pertence a um grupo de empresas que também engloba uma que actua como fornecedora no SENV, podendo oferecer preços livremente, devem questionar-se as vantagens da manutenção do actual sistema.

Deve-se permitir que as empresas de distribuição vinculada possam propor à ERSE opções tarifárias que proporcionem proveitos inferiores aos definidos?

Ou pelo contrário, deverá ser eliminada esta possibilidade?

5.5 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO SEP

De uma forma genérica, a concorrência consiste na rivalidade entre empresas por forma a conquistarem mercados ou clientes. Em determinadas condições, este processo gera benefícios como sejam a diminuição dos preços até atingirem os custos marginais de longo prazo, o óptimo de Pareto, bem como a promoção da inovação e da qualidade. A criação de “pools”, mercados grossistas de venda de energia eléctrica pelos produtores com base nos custos marginais, teve como fim a transposição desta dinâmica geradora de eficiência para os clientes do sector eléctrico.

Contudo, a concentração empresarial na produção de energia eléctrica é corrente, o que pode permitir práticas de concertação entre as empresas, com as respectivas consequências em termos de manipulação de preços. A manipulação dos preços permite às empresas venderem acima do custo marginal de longo prazo e/ou criarem barreiras à entrada de novos concorrentes. A verificação de situações semelhantes a estas conduziu as autoridades inglesas a substituírem o seu sistema baseado principalmente numa “pool” obrigatória, por um novo sistema, NETA, onde as formas contratuais bilaterais de aquisição de energia a produtores são privilegiadas.

O interesse do processo concorrencial não é a concorrência per si, mas a obtenção da eficiência económica que lhe está geralmente associada. Os principais vectores que determinam a eficiência económica são a eficiência na afectação dos recursos, que consiste na igualização dos preços de venda aos custos marginais de longo prazo, e a eficiência técnica (alargando-a à promoção da inovação), isto é, a diminuição do custo médio de produção, mantendo ou melhorando a qualidade através de uma melhoria dos processos produtivos e do recurso à inovação.

A lógica do SEP não é a da concorrência entre produtores no mercado. A concorrência no SEP dá-se apenas no momento da selecção de novos centros electroprodutores sempre que se verifique ser necessário expandir a produção, através de concurso. Como resultado do concurso é celebrado um contrato entre o produtor e a entidade concessionária da RNT, designado por Contrato de Aquisição de Energia (CAE).

Os CAE, conforme descritos no Anexo VIII, remuneram os custos de investimento e os custos de produção de energia em parcelas distintas.

Ao garantir a recuperação do investimento o CAE diminuí o risco do produtor, facto que não poderá ser esquecido aquando da determinação da remuneração do investimento.

A reflexão dos custos na parcela de produção de energia permite, à entidade concessionária da RNT, a compra de energia eléctrica aos diferentes produtores com quem celebrou CAEs de acordo com uma ordem de mérito eficiente.

O período de duração dos contratos, bem como a repartição ao longo do tempo da remuneração do investimento, são dois outros pontos a considerar na promoção da concorrência através dos CAE ou, melhor, dos efeitos positivos que lhe estão associados. O período de duração dos contratos reflecte em geral por um lado, o período de recuperação do investimento e por outro lado, a vida útil das centrais. Como este último período é muitas vezes superior ao primeiro, poderá suceder que a parcela de remuneração do investimento seja eliminada no decorrer do contrato, sendo que neste caso só a parcela de remuneração dos custos de produção terá validade até ao fim da vida útil. É importante que sejam monitorizados os fluxos financeiros oriundos da parcela de remuneração do investimento e que se conheça o exacto valor do investimento, por forma a definir com rigor o fim desta parcela. A forma como a remuneração do capital investido é repartida ao longo do tempo também pode criar distorções sendo que, de acordo com o peso dado a esta parcela nos primeiros anos do investimento, transfere mais ou menos custos para os actuais consumidores de energia eléctrica, relativamente aos consumidores futuros.

A regulação pode ser entendida como o resultado de um conjunto de relações contratuais entre o órgão regulador e as empresas que regula, com diferentes horizontes temporais. No caso português, a “contratação” dos custos operacionais da entidade concessionária da RNT é feita anualmente entre esta empresa e a ERSE, enquanto que ao nível da distribuição a “contratação” dos custos com o regulador foi feita para três anos, permitindo deste modo às empresas reterem os potenciais ganhos durante este período. Os CAE também são uma forma de contratação regulatória, ao serem acordados pelo órgão regulador. Neste caso, no entanto, a duração dos CAE (entre 15 e 75 anos) permite aos centros produtores reterem os ganhos obtidos sobre os custos contratados durante a vida útil do investimento.

O progresso tecnológico que se tem verificado na produção de energia eléctrica, nomeadamente com o advento das centrais a gás natural de ciclo combinado, facilitou a diminuição da dimensão mínima eficiente (nível de produção que minimiza os custos de produção) desta actividade. Este facto facilita a liberalização da produção de energia eléctrica, sempre que os

mercados tenham características próximas dos de concorrência perfeita. Nestas circunstâncias, o processo concorrencial caracterizar-se-á por um equilíbrio dinâmico entre a oferta e a procura.

Os CAE têm características que dificultam a dinâmica intrínseca ao processo concorrencial, tais como o fornecimento em regime de exclusividade e a rigidez na remuneração da energia vendida. A aceleração da liberalização do sector eléctrico europeu, impulsionada pela Comissão Europeia, dificilmente se coaduna com a presença de um sistema baseado em contratos de longo prazo em regime de exclusividade.

A regulamentação em vigor apresenta alternativas aos CAE, tais como os contratos bilaterais físicos, os contratos de curta duração e os contratos de futuros, ou a criação de mercados grossistas de venda de energia eléctrica. Neste caso, questiona-se o modo como a garantia de segurança de abastecimento, essencial para o sector eléctrico, se poderá conjugar com a flexibilização das relações entre os produtores e os compradores de energia eléctrica.

5.6 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO SENV

5.6.1 FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO SENV

A legislação e regulamentação em vigor para o SENV está muito enfocada no relacionamento por par produtor-cliente. A figura de comercializador (fornecedor) ou de agente externo não está expressamente prevista.

A introdução da figura de agente externo através da regulamentação seria possível, sem necessidade de alterar a legislação. A introdução desta figura possibilitaria considerar ainda a figura de comercializador, restringida a produtores não vinculados nacionais ou a agentes externos detentores desse estatuto no seu país de origem.

Estas modificações possibilitariam ainda considerar o estabelecimento de regras para facturar um fornecedor pelos serviços prestados por outras entidades aos seus clientes (usos de rede, uso global do sistema e desvios/regulação). Em consequência, o processo de acerto de contas poderia resultar simplificado, ainda que nas facturas aos fornecedores se tivesse de discriminar os valores individualizados de cada agente.

Contudo, esta modificação pode provocar uma situação paradoxal: um agente que queira actuar no nosso mercado como comercializador deverá constituir-se como tal em outro país, onde a figura esteja autorizada, acedendo ao SENV como entidade externa.

A introdução da figura de comercializador, com competências bem definidas, pode permitir o desenvolvimento da liberalização e da competição no sector eléctrico, simplificando todo o processo de adesão e de funcionamento dos clientes no SENV.

Em que medida a criação da figura de agente externo poderia ser benéfica ao nível da concorrência no sector?

Em que medida a criação da figura de comercializador poderia ser benéfica ao nível da concorrência no sector?

Haverá vantagens em passar a facturar o comercializador pelos serviços prestados aos seus clientes (uso de rede, uso global do sistema e desvios) em vez de facturar individualmente os clientes?

Em que medida a possibilidade dos clientes delegarem o relacionamento comercial numa entidade especializada no mercado poderia contribuir para a defesa dos interesses dos CNV e melhorar o processo de adesão e de funcionamento no SENV?

Qual deve ser o âmbito de actuação, as competências e as obrigações a atribuir ao comercializador?

Note-se que, mesmo não introduzindo o conceito de comercializador, é possível, no contexto dos princípios da legislação geral, aperfeiçoar o actual quadro regulamentar relativo ao fornecimento de energia eléctrica no SENV incluindo a figura de agente comercial mandatário, a desenvolver e aperfeiçoar em termos de concepção e formulação. Para efeitos de dar início ao debate, apresenta-se no Anexo IX um primeiro esboço desta ideia. Note-se que as competências desta figura são algo limitadas, podendo ser assimiladas às de um procurador, enquanto o comercializador é um agente de facto.

Um aspecto particular que importa analisar é o peso dos compromissos financeiros prévios à participação dos agentes no mercado, nomeadamente as garantias bancárias a prestar à REN e à EDP Distribuição. Caso sejam demasiado onerosas ou de gestão complexa, poderão constituir factores de dissuasão dos agentes, o que conduz a uma menor liquidez do mercado.

Que riscos devem estar associados à valorização das garantias bancárias para operar no mercado de electricidade?

Como melhorar a flexibilidade de prestação e gestão das garantias bancárias?

5.6.2 CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

A celebração de contratos bilaterais físicos (CBF) é uma das formas regulamentadamente previstas para o fornecimento de energia eléctrica e de serviços de sistema pelos utilizadores das redes e interligações, de acordo com os procedimentos descritos no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas. O Anexo X contém uma descrição mais detalhada do modo como actualmente é efectuado o relacionamento comercial no SENV, de acordo com a legislação e regulamentação em vigor.

Uma vez que estes contratos são a única forma de relacionamento entre produtores e clientes fora do SEP em funcionamento, importa reflectir um pouco sobre este tipo de relação contratual e a sua contribuição para a concorrência no sector eléctrico.

Será que os CBF são um instrumento adequado para fomentar a concorrência no fornecimento de energia eléctrica?

Para que se fomente a concorrência no sector eléctrico é necessário que o número de agente de ofertas a actuar no sector seja adequado. Importa assim criar medidas que aumentem o número de agentes.

Será que os CBF são um instrumento adequado para aumentar o número de agentes?

Como melhorar a flexibilidade no que diz respeito ao envio de informação de celebração de CBF e a comunicação de concretização dos mesmos?

5.6.3 BOLSA DE ENERGIA

O modelo de relacionamento comercial no SENV previsto na legislação e regulamentação encontra-se descrito no Anexo X. Este modelo prevê, para além dos CBF, a existência de um mercado “spot”, administrado pelo Gestor de Ofertas.

O interesse deste mercado é duplo, por um lado, constitui uma forma de relacionamento alternativo à celebração de CBF, quer no interior do SENV quer entre o SEP e o SENV, por outro lado, permite equacionar mais facilmente o relacionamento com sistemas eléctricos estrangeiros baseados em mercados “spot”.

Apesar do diálogo mantido ao longo dos últimos anos entre autoridades portuguesas e espanholas, não foi possível acordar um modelo de relacionamento entre o sistema de ofertas e o mercado eléctrico vizinho.

Acresce que o número limitado de potenciais agentes, aliado à natureza residual do sistema de ofertas, permite antecipar dificuldades no desempenho eficiente deste sistema.

Nestas circunstâncias, será aconselhável a entrada em serviço do sistema de ofertas?

5.6.4 RESTRIÇÕES DE REDE

O acesso às redes do SEP deve obedecer às condições técnicas e comerciais estabelecidas no RARI, nomeadamente aquelas pelas quais o acesso pode ser facultado ou restringido.

Podem ocorrer situações de exploração que resultem em reduções de capacidade nas redes que obriguem o Gestor de Sistema ou o operador da rede de distribuição a limitar o acesso às redes de clientes ou produtores. Neste contexto, é fundamental a existência de mecanismos transparentes, eficientes e não-discriminatórios para o rateio da capacidade disponível entre os diversos agentes do SEN.

Caso sejam identificadas restrições de rede, como repartir a capacidade disponível entre os CBF e ofertas “spot”?

Deve ser dada prioridade aos produtores e clientes do SEP?

Dentro destes mecanismos há a salientar os seguintes:

- Leilões: os agentes interessados em utilizar o ramo sujeito a restrições colocam ofertas sobre a capacidade disponível. Os leilões podem ser efectuados em diferentes horizontes temporais. A implementação em tempo real é impossível, devido á sua complexidade. De forma a evitar que um agente adquira um direito de acesso num mercado e não o utilize, deve ser implementado o princípio “*use it or lose it*” associado a um segundo mercado, onde os participantes podem vender direitos de acesso previamente adquiridos, existindo penalidades no caso de não o fazerem.
- *Market-splitting*: este método requer a existência de um mercado “spot” e implica a separação do mercado em duas zonas, com fronteira na restrição, conduzindo à formação de preços diferentes em cada zona, em função do balanço da oferta e da procura em cada zona, atendendo à limitação do ramo. Este método deve ser aplicado para a resolução de congestionamentos a médio ou curto prazo, sendo a sua implementação em tempo real difícil, dado o operador de sistema ter que aguardar os resultados.

- *Counter-trading*: o acesso às redes é possibilitado a todos os agentes interessados. No entanto se a capacidade requisitada for superior à disponível, o operador de sistema da área de destino do trânsito compra a energia que não pode transitar na rede, na respectiva área, o que implica que a produção da área de origem do trânsito se reduza. Note-se que este método exige grande independência do operador de sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente desenhado para operação em tempo real. O *counter-trading* levanta a questão da repartição dos encargos do “re-despacho” pelos agentes da área de destino e introduz incentivo ao reforço da capacidade da rede a longo prazo.
- Re-despacho: o operador de sistema altera a produção programada na sua área de modo a aumentar a capacidade de rede disponível. Este re-despacho pode ser coordenado entre os operadores de sistema das várias áreas. Note-se que este método também exige grande independência do operador de sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente concebido para operação em tempo real.

A solução pode passar pela combinação de alguns dos mecanismos referidos, já que a gestão de congestionamentos deve ser feita em vários horizontes temporais mensal, semanal, diária e em tempo real.

Devem os métodos de gestão de restrições nas redes basear-se em mecanismos de mercado?

Qual o método de resolução de restrições nas redes a adoptar?

Como harmonizar os métodos de identificação da capacidade disponível para fins comerciais e os métodos de gestão de restrições usados em Portugal, com os utilizados na União Europeia?

5.6.5 DESVIOS DE PROGRAMAÇÃO

No RD é definido o conceito de desvio ao programa de contratação de energia, bem como os de margem de desvio e margem de incumprimento, a aplicar aos CBF e às ofertas de energia eléctrica na bolsa. A definição das metodologias de valorização dos desvios ao programa de contratação, das margens de desvio e de incumprimento, bem como dos respectivos limites, foi remetida para o Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas.

A criação do conceito de desvio ao programa de contratação é justificada pela necessidade de imputar os custos do fornecimento do serviço de regulação, i.e., do acompanhamento do consumo de energia eléctrica pela produção.

A exploração do sistema eléctrico em tempo real tem como base previsões de consumo e programas de produção para a satisfação dos consumos previstos. Dado que o consumo de energia eléctrica verificado não coincide com as previsões, torna-se necessário, ao longo do dia, ir adaptando o programa de produção ao consumo verificado. As alterações do programa de produção resultantes dessa adaptação correspondem ao fornecimento do serviço de regulação.

A capacidade de regulação do sistema electroprodutor é limitada, em especial nas horas de ponta, pelo que importa que as previsões de consumos sejam o mais ajustadas possível. Além disso, uma previsão de consumos desajustada pode ter outros impactos negativos, designadamente na verificação técnica da programação elaborada pelo Gestor de Sistema, a qual pode conduzir a uma solução viável com as previsões e, com o consumo real, passar a ser inviável. Como tal, devem-se prever incentivos económicos para que os agentes programem de forma realista os seus consumos.

Desenvolvem-se em seguida as principais questões apresentadas acerca deste tema:

- Margens de desvio e incumprimento.
- Valorização dos desvios.
- Agregação dos desvios.
- Modificações ao programa de contratação.

Margens de desvio e incumprimento

As margens de desvio e de incumprimento estão actualmente fixadas em $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$, respectivamente, tanto para os produtores como para os clientes. A potência base considerada é a potência de referência, para os clientes, e a potência instalada, para os produtores. Estas bandas são consideradas muito apertadas pelos clientes pois, enquanto que os produtores têm capacidade de cumprir, dentro de limites apertados, um programa pré-estabelecido, os clientes não têm essa capacidade.

Esta questão poderia ser minorada caso os desvios fossem tratados agregadamente, dado que existe um efeito de diversidade, em resultado do cancelamento entre desvios positivos e negativos ocorridos no mesmo intervalo de tempo. Este efeito também pode ser parcialmente considerado por via da fixação de bandas mais largas para as margens de desvio e de incumprimento ou por via de fixação de preços de desvio inferiores, reflectindo a diversidade dos desvios horários de cada cliente.

Será de aceitar uma valorização diferente, seja em margens, seja em preços, dos desvios afectos aos programas de contratação dos clientes e dos produtores?

Valorização dos desvios

Em cada período horário consideram-se os seguintes tipos de desvio em cada unidade de produção ou instalação consumidora dos agentes de ofertas:

- desvios por excesso, resultantes de consumos inferiores ao programado, no caso das instalações consumidoras, ou produções superiores ao programado, no caso das unidades de produção;
- desvios por defeito, resultantes de consumos superiores ao programado, no caso das instalações consumidoras, ou produções inferiores ao programado, no caso das unidades de produção.

Actualmente os desvios são valorizados em cada intervalo da forma descrita no quadro seguinte, em termos do preço da energia activa da tarifa, no período horário respectivo:

Desvios por excesso		Desvios por defeito	
zero	TEP	TVCF MT mu	TVCF MT cu
margem de incumprimento	margem de desvio	0	margem de desvio
			margem de incumprimento

em que “TEP” é a tarifa de Energia e Potência, “TVCF MT mu” é a tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, opção de médias utilizações, e “TVCF MT cu” a tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, opção de curtas utilizações.

A energia de desvio de cada agente em cada hora é valorizada na totalidade ao preço do intervalo em que se situa. O pagamento resultante da aplicação deste método apresenta descontinuidades na transição de margens de desvio ou incumprimento, podendo resultar fortemente penalizante para agentes que tenham ultrapassado tangencialmente alguma das margens.

Como valorizar os desvios por forma a incentivar a eficiência e a equidade entre o relacionamento comercial no SENV e no SEP?

Um tratamento dos desvios que não provoque descontinuidades, afectando a energia de desvio medida em cada intervalo pelo preço nesse intervalo, dará sinais económicos mais adequados do que afectar o desvio total pelo preço do intervalo em que o desvio se situa?

Como nota explicativa, a justificação do uso da TEP para a valorização dos desvios inferiores à margem de desvio advém do facto de só os produtores terem alguma capacidade de gestão dentro dessa banda. No entanto, a TEP tem o inconveniente de, por ser fixada anualmente para o ano seguinte, poder ficar desajustada da realidade, como sucede actualmente por via dos aumentos do preço dos combustíveis, não dando os sinais económicos correctos aos agentes.

Haverá outras formas que não através da TEP para valorizar a energia em desvio?

Agregação dos desvios

De acordo com o princípio da reflexão de custos, os pagamentos por desvios ao programa de contratação devem corresponder aos custos associados ao fornecimento do serviço de regulação. A quantificação deste serviço depende da soma algébrica dos desvios de todos os consumidores no mesmo intervalo de tempo e não dos desvios individuais de cada agente.

De acordo com este princípio, não fará sentido calcular e valorizar os desvios agregadamente ao nível de todo o SEN, i. e., incluindo a energia entregue à distribuição?

A adopção desta metodologia implicaria prever mecanismos de determinação dos fluxos financeiros entre os agentes, associados aos desvios.

Modificações ao programa de contratação

Actualmente, os agentes devem apresentar a programação dos seus consumos em dia útil, o que os obriga a enviar a programação de sábado, domingo e segunda até às 10 horas da sexta anterior. A possibilidade de receber redeclarações de programação, preferencialmente de forma coordenada com os horários do mercado intradiário em Espanha, por forma a minimizar interações com o Gestor de Sistema para verificação técnica da programação, permitiria aos agentes reduzir a energia em desvio.

Neste sentido, terá interesse complementar o actual sistema de envio de ofertas diárias em dia útil com a possibilidade de envio de modificações das ofertas, em todos os dias da semana, possibilitando, por exemplo, a modificação de programas relativos ao dia de envio, das 12 horas às 24 horas, e dos dias subsequentes.

Qual a importância da possibilidade de modificar com menor antecedência o programa de contratação, reduzindo assim a probabilidade de ocorrência de desvios?

Quais as circunstâncias em que os agentes de ofertas podem alegar incapacidade de cumprir o programa de contratação sem que daí advinha pagamento por desvio?

5.7 RELACIONAMENTO ENTRE O SEP E O SENV

A participação do SEP no mercado de energia é desempenhada pelo Agente Comercial do SEP e pela entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT, no âmbito da sua parcela livre.

No primeiro caso, o Agente Comercial do SEP, com base na programação da exploração e na ordem de mérito daí resultante, poderá apresentar ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e de serviços de sistema ao Gestor de Ofertas. Estas ofertas podem ser de dois tipos:

- Ofertas diárias, a incluir no programa de contratação diário do Gestor de Ofertas.
- Outras ofertas que permitam a realização de contratos de curta duração.

Os contratos de curta duração são CBF com prazo limitado a um ano civil.

O distribuidor vinculado, no âmbito da sua parcela livre, pode adquirir energia eléctrica fora do SEP, pelo que actua no mercado em concorrência com os restantes agentes de ofertas. Pode apresentar ofertas de compra de energia eléctrica, para além de poder estabelecer contratos com PNV. No entanto, o distribuidor não é tratado na bolsa de energia da mesma forma que os restantes agentes de ofertas, pois não lhe é imputada qualquer responsabilidade quando da ocorrência de desvios, sendo a energia de desvio incorporada na restante energia transaccionada com o SEP. O Agente Comercial do SEP usufrui de um tratamento similar.

Será que a diferença no tratamento de desvios da distribuição face aos CNV resulta numa discriminação entre o SEP e o SENV?

O que deve mudar no relacionamento entre ambos os sistemas com a entrada em funcionamento de um grande produtor não vinculado?

Tendo sempre presente a promoção de uma sã concorrência, apesar das cautelas instituídas pela lei ao nível da igualdade de tratamento, da transparência e da troca de informação, questiona-se se:

Existe a necessidade, ao nível do mercado, duma separação jurídica das funções Gestor de Sistema, Agente Comercial do SEP e Gestor de Ofertas?

5.8 ACESSO AO SENV E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP

No Anexo XI descreve-se a situação regulamentar vigente no que diz respeito aos prazos e procedimentos de acesso ao SENV e adesão de clientes não vinculados ao SEP.

5.8.1 ADESÃO AO SENV

A adesão de clientes ao SENV tem como pressuposto a obtenção do estatuto de cliente não vinculado e torna-se efectiva após verificação das seguintes condições:

- Entrada em vigor do AAOR.
- Obtenção do estatuto de agente de ofertas.

Os prazos e procedimentos de acesso ao SENV consagrados nos regulamentos em vigor parecem ser adequados para o actual nível de abertura de mercado, a que corresponde um universo de clientes elegíveis muito limitado (214). No entanto, torna-se evidente a necessidade de simplificação dos procedimentos de acesso ao SENV para níveis de abertura de mercado superiores, a que corresponderá um universo de clientes elegíveis muitas vezes superior ao actual.

A legislação vigente estabelece que o estatuto de cliente não vinculado é concedido pela ERSE, na sequência de pedido formulado pelo interessado. Esta situação impede que se possam considerar abordagens simplificadas seguidas noutros países que passam pelo simples registo dos clientes que exercem o direito à elegibilidade, actuando as autoridades competentes somente em caso de suspeita de violação das regras de elegibilidade ou na sequência de reclamação por parte de agentes terceiros.

No actual quadro legislativo e regulamentar, quais as simplificações que deverão ser introduzidas nos procedimentos de adesão ao SENV?

Deverá considerar-se que para atribuição do estatuto de cliente não vinculado é suficiente a declaração, por parte do interessado, de cumprimento das condições regulamentares aplicáveis?

O processo de atribuição do estatuto de cliente não vinculado integra dois aspectos fundamentais: identificação da instalação consumidora e demonstração do nível de consumo anual.

A ERSE dispõe de 30 dias úteis para decidir sobre os pedidos de adesão ao SENV. Neste período, a ERSE procede à consulta da entidade concessionária da RNT e do distribuidor vinculado em MT e AT.

A entidade concessionária da RNT não detém informação sobre a instalação que pretende aderir ao SENV, pelo que pode questionar-se o interesse de proceder à sua consulta.

Deverá ser considerada uma alteração das actuais disposições regulamentares no sentido de dispensar a consulta da entidade concessionária da RNT durante a instrução do procedimento de atribuição do estatuto de cliente não vinculado a instalações ligadas à rede de distribuição?

Como já anteriormente referido, a atribuição do estatuto de cliente não vinculado é um pressuposto para a adesão de clientes ao SENV, que só se torna efectiva após entrada em vigor do AAOR e a obtenção do estatuto de agente de ofertas.

Actualmente a adesão ao SENV implica a obtenção do estatuto de cliente não vinculado, a entrada em vigor do AAOR e a obtenção do estatuto de agente de ofertas. Como melhorar e simplificar o processo?

Neste âmbito, considera-se oportuno analisar alternativas ao carácter obrigatório da adesão dos clientes não vinculados ao Sistema de Ofertas. Este carácter obrigatório é justificado pela necessidade da entidade concessionária da RNT proceder ao cálculo de desvios e à facturação do uso da rede de transporte, mesmo no caso de clientes não vinculados que se relacionem com o seu fornecedor de energia eléctrica exclusivamente através de contratos bilaterais físicos.

5.8.2 ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP

Tal como no caso da adesão ao SENV, os clientes não vinculados que desejem aderir ao SEP devem dirigir pedido nesse sentido à ERSE.

Até à data não se registou qualquer pedido de adesão ao SEP por parte dos actuais clientes não vinculados.

Um aspecto que mereceu grande atenção aquando da discussão pública realizada a propósito da fixação das condições de concretização da abertura de mercado foi a duração do pré-aviso de adesão ao SEP, actualmente fixada em um ano.

Este período de tempo é justificado pelo facto de o SEP ser um sistema sujeito a planeamento centralizado para abastecimento dos clientes vinculados, pelo que poderá haver situações em que não seja possível fazer face a aumentos de procura associados ao regresso ao SEP de clientes não vinculados. Havendo capacidade disponível, está previsto que os clientes não vinculados possam ser abastecidos antes de decorrido um ano, mediante o pagamento, no período de antecipação, de uma tarifa especial a fixar pela ERSE.

O pré-aviso de um ano pode ainda ser justificado pela necessidade de prevenir comportamentos oportunistas dos clientes que aproveitando a inércia do processo de fixação das tarifas no SEP poderiam transitar entre os dois sistemas escolhendo, em cada período, o sistema mais vantajoso, com eventuais prejuízos para os clientes do SEP.

Com base em que critérios deve a REN determinar a capacidade disponível do sistema electroprodutor do SEP, no âmbito do processo de adesão de clientes não vinculados ao SEP?

Quais as alterações que deverão ser introduzidas no processo de adesão de clientes não vinculados ao SEP?

Os prazos e os procedimentos consagrados no RRC são os mais adequados?

5.9 RELACIONAMENTO COM O SISTEMA ELÉCTRICO ESPANHOL

5.9.1 ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

A regulamentação em vigor refere amplamente a questão do acesso às interligações, conforme descrito no Anexo XII, mas existem ainda vários passos a dar no sentido de incentivar a concorrência, tendo sempre em mente os princípios da não discriminação, da transparência e da eficiência económica e técnica, nomeadamente:

- Aumentar a frequência da divulgação de informação sobre a capacidade disponível nas interligações para fins comerciais.
- Basear os métodos de gestão de restrições nas interligações, preferencialmente, em mecanismos de mercado, uma vez que são considerados os mais transparentes e eficientes.
- Harmonizar os métodos de identificação da capacidade disponível nas interligações para fins comerciais bem como os de gestão de restrições escolhidos para Portugal, com o resto da União Europeia.

- Criar incentivos à entidade concessionária da RNT para aumentar a capacidade de interligação através de medidas operacionais (investimentos em elementos das redes, ou equipamentos que permitam controlar o trânsito de potência como, por exemplo, FACTS - *flexible alternative current transmission systems*) e de reforço das interligações.

Será importante, para promover a concorrência no acesso às interligações, aumentar a frequência da divulgação de informação sobre a capacidade disponível nas interligações?

Qual o método de resolução de restrições a escolher, tendo em consideração os métodos de resolução internos em Portugal e Espanha?

Que incentivos se deverão criar com o objectivo de aumentar a capacidade de interligação?

5.9.2 RELACIONAMENTO ENTRE O GESTOR DE OFERTAS E O MERCADO ESPANHOL

Muito embora o mercado se encontre actualmente restringido à celebração de CBF, a introdução de um sistema de ofertas conforme previsto na regulamentação poderá alterar o relacionamento entre os dois países, aumentando substancialmente a concorrência.

Considerando que o modelo de mercado escolhido para Portugal assenta na celebração de CBF e numa *pool* de excedentes, e que em Espanha já está em vigor um modelo que assenta numa *pool* diária, é importante reflectir sobre o tipo de interacção entre os dois países.

Qual o modelo de relacionamento a adoptar em relação à *pool* espanhola?

Qualquer modelo exige que ambos os operadores de sistema e de mercado coordenem bem a verificação de restrições nas interligações, trocando constantemente informação acerca da capacidade disponível para divulgação aos agentes.

Um modelo possível para este relacionamento poderá ser através de bolsas de energia independentes em cada país. Neste modelo, após a recepção das ofertas dos agentes em cada *pool*, é realizado o encontro de ofertas e a verificação técnica.

Porém, esta forma de relacionamento poderá implicar uma constante actualização da informação assim como o acerto da hora de encerramento das *pools* de modo a que os encontros de ofertas estejam coordenados com o funcionamento do mercado intradiário.

Será que o modelo de mercados independentes poderá permitir um maior volume de energia transaccionada e a custos mais baixos?

Será que é possível atingir um nível adequado de actualização da informação e coordenação de mercados?

Devem ou não os agentes poder colocar ofertas em qualquer dos mercados, apostando naquele onde pensam ter mais oportunidades de negócio?

Outra forma de relacionamento poderá ser através de uma bolsa única de energia, na qual os agentes de ambos os países apresentam ofertas.

Será que, pelo facto de possibilitar um encontro de ofertas mais abrangente, o modelo de mercado ibérico pode levar a transacções mais favoráveis para os agentes?

Como deve ser realizada a coordenação entre as funções actualmente exercidas pelos operadores de mercado e de sistema dos dois países?

5.9.3 RELACIONAMENTO ENTRE OS AGENTES ATRAVÉS DE CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

Numa fase temporária, o fornecimento de energia eléctrica está a ser efectuado apenas através da celebração de Contratos Bilaterais Físicos (CBF) e Contratos de Curta Duração.

Uma vez que os CBF, cujo detalhe se apresenta no Anexo X, são uma forma clara de relacionamento entre Portugal e Espanha, sendo actualmente a única forma de relacionamento existente fora do âmbito do SEP, importa reflectir sobre este tipo de relação contratual e a sua contribuição para a concorrência no sector eléctrico.

Será que o relacionamento entre os sistemas eléctricos português e espanhol deve restringir-se a CBF ou deve assentar numa interacção entre mercados *spot* e CBF?

Será que os procedimentos para celebração de CBF com entidades estrangeiras deverão ser idênticos aos estabelecidos entre os agentes do SENV?

Uma vez que os CBF podem ser celebrados entre entidades do SEN e externas ao SEN, é fundamental que se disponibilize o máximo de informação aos agentes de ofertas, designadamente relativa à capacidade de interligação disponível para fins comerciais.

Será que actualmente a informação disponibilizada aos agentes de ofertas é suficiente?

5.10 LIGAÇÃO DE PRODUTORES ÀS REDES

A legislação do sector eléctrico define 3 tipos de produtores:

- Produtores vinculados.
- Produtores não vinculados.
- Produtores em regime especial.

A ligação dos produtores vinculados às redes do SEP é tratada no RRC. Este regulamento dispõe que as ligações dos produtores vinculados às redes do SEP são estabelecidas nos termos do contrato de vinculação entre o produtor e a entidade concessionária da RNT, constituindo obrigação do produtor o pagamento dos respectivos encargos.

O RRC não estabelece qualquer norma específica sobre as condições comerciais de ligação deste tipo de produtores às redes, remetendo a sua definição para o contrato de vinculação a celebrar entre o produtor e a entidade concessionária da RNT.

Tendo em vista uma maior transparência do sector eléctrico, bem como assegurar aos agentes do sector a não-discriminação e igualdade de tratamento, considera-se que as condições comerciais de ligação de produtores vinculados às redes do SEP deverão constar do clausulado do RRC.

Qual o detalhe da regulamentação a publicar sobre ligação de produtores às redes?

Os produtores não vinculados têm direito ao acesso às redes do SEP, o que pressupõe a sua ligação física àquelas redes. As condições comerciais de estabelecimento das ligações destes produtores às redes do SEP devem ser explicitamente tratadas na regulamentação do sector eléctrico, parecendo justificar-se que sejam equivalentes às condições a observar na ligação de produtores vinculados às redes do SEP. Actualmente, o RARI trata apenas das necessidades de reforço, ou seja, dos elementos de rede de uso partilhado associados à ligação às redes do SEP dos produtores não vinculados.

As condições comerciais de ligação dos produtores não vinculados às redes do SEP devem ser equivalentes às estabelecidas para ligação dos produtores vinculados?

A ligação à rede dos produtores em regime especial que utilizem fontes renováveis ou resíduos é tratada no Decreto-Lei n.º 168/99. Este diploma estabelece que a ligação da instalação produtora às redes do SEP é feita através de um ramal cujos encargos de construção são suportados pela entidade proprietária da instalação de produção.

A ligação à rede dos produtores em regime especial com instalações de cogeração é objecto do Decreto-Lei n.º 538/99. Tal como no caso dos restantes produtores em regime especial anteriormente referidos, este diploma estabelece que a ligação da instalação de cogeração à rede

do SEP é feita a expensas da entidade proprietária dessa instalação nos casos em que é construída para seu uso exclusivo.

Ambos os diplomas anteriormente referidos estabelecem que no caso de um ramal ser originariamente de uso partilhado por mais de um produtor em regime especial, os encargos com a construção dos troços de linha comuns são repartidos na proporção da potência a contratar. Estabelecem, ainda que, nos casos em que os ramais passam a ser utilizados por um novo produtor em regime especial dentro do período da sua amortização, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos na parte ainda não amortizada.

O Decreto-Lei n.º 538/99 prevê ainda a possibilidade do operador da rede do SEP propor o sobredimensionamento do ramal de ligação, com o objectivo de obter uma solução globalmente mais económica para o conjunto das utilizações possíveis do ramal, participando nos respectivos encargos de constituição.

Como se pode verificar pela análise dos diplomas anteriormente referidos, a ligação dos diferentes tipos de produtores às redes do SEP não é tratada de forma uniforme. A revisão dos regulamentos poderá constituir uma oportunidade de uniformização do tratamento das ligações às redes do SEP dos produtores vinculados e não vinculados, promovendo a convergência das regulamentações aplicáveis aos diferentes tipos de produtores, incluindo os produtores em regime especial que não são abrangidos pelos regulamentos da ERSE.

Será vantajosa a existência de um quadro regulamentar único aplicável às ligações às redes do SEP dos diferentes tipos de produtores?

Tratando-se de relacionamentos em que existe algum equilíbrio em termos de capacidade técnica e no acesso à informação, será de admitir alguma flexibilidade na regulamentação, deixando às partes a negociação de alguns aspectos das condições comerciais de ligação às redes do SEP?

5.11 ENERGIA DE PERDAS

As perdas nas redes representam um consumo de mais de 10% da energia produzida nas centrais eléctricas.

Em teoria, o investimento das empresas em reforço de redes com o intuito de reduzir perdas justifica-se desde que o custo desses investimentos seja inferior à redução de custos de aquisição de energia eléctrica por efeito da diminuição de perdas. Na prática, a análise

custo/benefício das empresas depende da forma de regulação a que estejam sujeitas: caso esta permita que os custos incorridos em energia para perdas sejam passados para o agente económico “seguinte” da cadeia económica, as empresas não terão incentivos suficientes para investir na redução de perdas.

Uma abordagem possível seria aceitar apenas a parcela de custos de aquisição de energia eléctrica relativa à energia eléctrica entregue, suportando a empresa os custos da energia de perdas. Desta forma, as perdas passariam a constituir um factor de risco adicional da actividade da empresa, a compensar por aumento da rentabilidade base da actividade, de acordo com o princípio básico de mercado pelo qual uma alteração do risco deve ser traduzida numa alteração dos prémios no mesmo sentido.

Actualmente, a entidade concessionária da RNT tem incentivos aos investimentos, incluindo os de redução de perdas, pelo facto de ser regulada por taxa de remuneração dos activos. Na distribuição existe também um mecanismo de incentivo à redução das perdas, na forma de um prémio, ou penalidade, consoante as perdas sejam inferiores, ou superiores, a um valor de referência fixado no início do período de regulação, 8,8% no período em vigor.

O incentivo à redução de perdas, por via da remuneração dos investimentos, é adequado para a actividade de transporte?

O incentivo à redução de perdas, na forma de um prémio ou penalidade, consoante as perdas sejam inferiores ou superiores a um valor de referência (fixado no início do período de regulação), é adequado para a actividade de distribuição?

No caso afirmativo, como determinar o valor de referência fixado para as perdas da distribuição?

Que mecanismos poderiam ser criados em alternativa aos anteriormente descritos?

Outra questão que importa analisar é a repartição das perdas pelos agentes, clientes e produtores, do SEP e do SENV. Para efeitos tarifários, foram fixados coeficientes de perdas médias em cada nível de tensão, para cada período horário.

No SEP, o custo das perdas é incorporado nos custos de aquisição de energia eléctrica que, em última análise, é repercutido nos clientes do SEP.

No SENV, utiliza-se um mecanismo de ajustamento para perdas, pelo qual se determina a energia a produzir para o abastecimento de um cliente, incluindo as perdas nas redes. Neste mecanismo, considera-se que qualquer cliente é abastecido por centrais localizadas na MAT,

sendo aplicados os factores de perdas de transporte e de distribuição até ao nível de tensão a que está ligado, e que a energia injectada pelos produtores é consumida pelos clientes localizados na sua vizinhança. Exceptuam-se desta regra os casos em que produtor e cliente estejam ligados no mesmo barramento, aos quais não são aplicadas perdas.

A definição dos coeficientes de perdas por nível de tensão e período horário, é adequada?

O mecanismo de ajustamento para perdas utilizado no SENV, em que se considera que os clientes são abastecidos por centrais localizadas na MAT, sendo-lhes aplicados os factores de perdas de transporte e de distribuição até ao nível de tensão a que estão ligados, é adequado? Ou, em alternativa, deverá considerar-se a introdução de um mercado de perdas para todo o SEN?

5.12 OFERTA DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Para que seja possível operar o sistema eléctrico com adequados níveis de segurança e estabilidade, e para que se atinjam valores aceitáveis de qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, é necessário considerar certos serviços de sistema, cujo detalhe se apresenta no Anexo XIII.

5.12.1 MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A regulamentação actual prevê o fornecimento de serviços de sistema através de um mercado de ofertas de serviços de sistema à semelhança do mercado de energia eléctrica. No entanto, de acordo com o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, a introdução de um mercado de serviços de sistema será protelada até que o desenvolvimento do SENV o justifique. A razão apontada para o adiamento é o facto de o nível de capacidade actual das centrais do SEP para fornecimento de serviços de sistema ser suficiente de acordo com as necessidades do SEN.

Será que a introdução de um mercado de serviços de sistema seria benéfica para o SEN ou, pelo contrário, o fornecimento de serviços de sistema deverá ser objecto de uma gestão e planeamento centralizados no Gestor de Sistema e Agente Comercial do SEP?

Não deveria o Gestor de Sistema comunicar diariamente as necessidades de serviços de sistema para o dia seguinte?

Quais os serviços de sistema que devem ser obrigatórios?

Que serviços de sistema podem ser adquiridos através de mecanismos de mercado?

Como valorizar os serviços de sistema? Pelo valor do investimento necessário ou pelo valor do serviço que fornecem?

Dever-se-ia equacionar quais as vantagens e desvantagens que o fornecimento de serviços através de ofertas diárias apresenta em relação aos contratos bilaterais celebrados entre a entidade concessionária da RNT e as entidades que forneçam estes serviços.

Será que por motivos de segurança da exploração é preferível optar por contratos para o fornecimento de serviços de sistema?

Como reflectir nos consumidores o custo do fornecimento de serviços de sistema, numa lógica de mercado?

5.12.2 DESLASTRE DE CARGAS

Com o fim de se controlar a variação de frequência o mais rapidamente possível, o deslastre de cargas frequencimétrico é realizado automaticamente a partir do momento em que se atinge um limiar de frequência pré-definido.

Poderão ser equacionadas alternativas para o controlo de frequência e garantia da segurança do sistema através de mecanismos de mercado.

Será desejável a criação de um mercado em que cada cliente ou produtor estabelece um valor económico para a carga que se propõe desligar, estabelecendo-se uma ordem de mérito?

6 COMO MELHORAR A REGULAÇÃO DOS MONOPÓLIOS

6.1 A REGULAÇÃO ECONÓMICA

A existência de monopólios naturais, como é o caso do transporte e da distribuição de energia eléctrica, é frequentemente apontada como sendo a principal razão da necessidade de regulação. Também a introdução de concorrência no sector e a privatização das empresas que operam os monopólios justificam a instituição de mecanismos de regulação que garantam o funcionamento transparente do mercado e a não discriminação no relacionamento entre os agentes.

O monopólio natural não permite a actuação plena dos mecanismos de mercado. A regulação económica surge então como correcção ao funcionamento do mercado.

Um dos objectivos da regulação dos monopólios é contribuir para que a oferta se faça nas melhores condições de qualidade e preço. A construção de regras e mecanismos de regulação deve induzir a eficiência e garantir o equilíbrio geral de funcionamento do sector.

Refere-se aqui eficiência em sentido lato: eficiência na alocação e utilização de recursos, no relacionamento entre agentes e no relacionamento regulador/regulado. A promoção da participação dos agentes no processo de regulação, a transparência na concepção e discussão das regras de regulação e a previsibilidade introduzida pelo edifício regulamentar construído, são factores que contribuem para a eficiência global do sector.

A manutenção do equilíbrio geral de funcionamento do sector e, em particular, do equilíbrio entre os interesses dos diversos agentes que nele operam, sejam eles empresas ou consumidores, constitui um dos pilares de actuação da regulação. A regulação de um sector, que opera em regime de monopólio e que fornece um serviço fundamental para a economia e para a sociedade, deve ter em consideração, por um lado, o preço e a qualidade do serviço prestado e, por outro lado, uma adequada remuneração e a manutenção do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, de forma a conjugar os interesses destas com os interesses dos consumidores.

Os interesses dos consumidores não se limitam aos preços. Os consumidores exigem determinados padrões de qualidade de serviço, determinado grau de garantia de abastecimento e informação transparente (desejam compreender o que compram e por quanto compram), para além de que querem ter a possibilidade de escolher o seu fornecedor, não ficando sujeitos ao poder dominante de um só. Importa ter presente que os mecanismos de regulação instituídos

influenciam as decisões dos consumidores e conseqüentemente a utilização que fazem dos recursos disponíveis.

O nível de remuneração das actividades reguladas deve ser próximo daquele que o mercado atribuiria a estas actividades em ambiente concorrencial. Em concorrência perfeita, a rentabilidade da empresa iguala o custo de oportunidade do capital. Em sectores regulados, a remuneração estabelecida, de forma explícita ou implícita pela regulação económica, deve ter em consideração o risco da actividade regulada e a necessidade de atrair capitais suficientes, por forma a que o equilíbrio entre a oferta e a procura se mantenha.

O desempenho das empresas e a manutenção do seu equilíbrio económico-financeiro, por um lado, e o grau de satisfação dos clientes, por outro lado, são, para além de objectivos da regulação, instrumentos fundamentais de aferição da própria regulação instituída.

Numa primeira fase, a definição de mecanismos e procedimentos de regulação procura incentivar o bom desempenho das empresas; numa segunda fase, a aplicação dos mecanismos e a resposta das empresas reguladas aos incentivos estabelecidos permite avaliar o desempenho da própria actividade de regulação. O desempenho das empresas reguladas e o grau de satisfação dos consumidores são indicadores relevantes que devem orientar o debate em torno das principais questões associadas à regulação, na permanente busca da regulação perfeita para conduzir um sector onde a concorrência é imperfeita.

Temos vindo a advogar que a regulação dos monopólios deve procurar instituir os mecanismos que automaticamente surgiriam se as empresas operassem num sector em concorrência perfeita. Será assim? Será sempre possível?

Em concorrência perfeita as empresas são eficientes, o número de empresas no mercado é o adequado, a alocação dos recursos é óptima, as empresas não têm lucros excessivos, produzem a quantidade adequada a custo mínimo e os preços, estabelecidos pelo mercado, igualam o custo marginal de produção, transmitindo aos clientes os sinais adequados por forma a que estes também utilizem os recursos de forma ideal. O mercado em concorrência perfeita assegura a afectação óptima dos recursos e a distribuição justa da riqueza entre os agentes económicos.

Pretende a regulação estabelecer regras que induzam as empresas do sector eléctrico, detentoras de redes, a ter um comportamento que simule o mercado concorrencial?

Vejamos quais são as especificidades das actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica que condicionam a sua regulação.

As redes constituem um monopólio natural. A existência de mais do que uma rede para fornecer o mesmo serviço não conduz à optimização da utilização dos recursos. Em sectores onde há grandes economias de escala, a existência de várias empresas conduz inevitavelmente ao aumento dos custos e a uma ineficiente alocação de recursos.

No caso das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica, que apresentam normalmente economias de escala, os custos operacionais médios decrescem quando aumenta a quantidade de energia eléctrica fornecida, os custos marginais são inferiores aos custos médios e preços iguais a custos marginais não permitem recuperar a totalidade dos custos. Esta é uma situação em que, para que as empresas sejam economicamente viáveis, os preços estabelecidos têm de ser superiores aos preços que se estabeleceriam no mercado perfeito.

Haverá outras situações em que a regulação económica estabelecida conduza a preços diferentes dos preços de mercado?

No estabelecimento dos preços importa ter presente os sinais económicos neles implícitos que condicionam as decisões dos clientes. Num mercado perfeito, a longo prazo o preço iguala o custo marginal. No curto prazo, no entanto, podem ocorrer situações em que, se os preços igualarem os custos marginais, os sinais económicos transmitidos podem não ser os adequados. É o que acontece quando há escassez de um recurso, por exemplo se ocorrerem restrições de trânsito em determinadas linhas eléctricas num determinado período.

Será que, nos mercados concorrenciais, o custo do capital iguala sempre o custo de oportunidade? Será que deve igualar? Será que o monopólio regulado pode também, em determinadas situações, ter rentabilidades superiores às do mercado?

Na realidade, uma empresa de um sector que opere em regime de concorrência pode apresentar uma rentabilidade superior às restantes; diz-se então, em termos económicos, que a empresa tem uma renda económica. A renda económica surge quando uma empresa é capaz de fornecer um produto ou serviço de forma “superior” à concorrência, seja um preço mais baixo, seja melhor qualidade ou qualquer outra característica que a distinga dos seus concorrentes. A renda económica pode ser interpretada como o prémio que o mercado atribui às empresas por serem mais eficientes, ou por serem inovadoras. Estes ganhos são, no entanto, temporários. Com o passar do tempo a vantagem competitiva da empresa vai sendo diluída à medida que os concorrentes se vão tornando igualmente capazes.

A renda económica não deve ser confundida com o “lucro” do monopólio. Enquanto que o “lucro” do monopólio provém do exercício da sua posição dominante tendo origem na possibilidade de praticar um preço superior ao de mercado por restrição na quantidade

oferecida, a renda económica provém da capacidade da empresa de se distinguir das restantes e é a sua existência que incentiva a permanente busca de eficiência e de inovação no seio das empresas, sendo considerada o principal motor de desenvolvimento das economias de mercado.

A regulação dos monopólios será assim tão mais inovadora e eficiente quanto melhor for capaz de criar incentivos às empresas reguladas que, tal como nas empresas em mercados concorrenciais, as induzam à eficiência e à inovação, permitindo-lhes capturar temporariamente os ganhos obtidos.

6.2 FORMAS DE REGULAÇÃO

6.2.1 REGULAÇÃO BASEADA EM CUSTOS

A regulação baseada em custos estabelece, para todo o período de regulação, uma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade regulada e o nível de proveitos permitidos depende dos custos aceites pelo regulador para efeito de determinação das tarifas.

É uma forma de regulação que apresenta um nível de risco reduzido para a empresa, uma vez que, para além de assegurar uma determinada rentabilidade dos investimentos, permite também, a recuperação de todos os custos operacionais aceites. A discricionariedade do regulador no processo de aceitação dos custos representa contudo, algum risco.

Trata-se de uma forma de regulação que não transmite às empresas incentivos à redução de custos, nem incentivos a uma gestão eficiente dos recursos. Contém no entanto, incentivos implícitos ao investimento e induz estabilidade às empresas.

Caracterização da regulação baseada em custos	Riscos	Vantagens/Inconvenientes
<p>Na regulação baseada em custos, os proveitos permitidos cobrem os custos de exploração e ainda uma rendibilidade sobre o capital investido.</p> <p>Variações nos custos reflectem-se no mesmo sentido nas variações de preços, enquanto que aumentos de produtividade e aumentos de procura provocam reduções nos preços. Neste tipo de regulação existe uma ligação directa entre os preços e os custos.</p>	<p>As empresas são incentivadas a investir, dado que a sua margem deriva de uma remuneração sobre o investimento. Contudo, existem alguns riscos associados a este tipo de regulação, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O comportamento da procura. Se a procura crescer menos do que o previsto, a receita obtida é inferior à estimada e pode não ser suficiente para manter o nível de remuneração esperado. No entanto, este valor pode ser ajustado <i>a posteriori</i>. ▪ A evolução dos preços de variáveis exógenas. Se estes preços aumentarem muito num dado período, as empresas poderão ter necessidades esporádicas de tesouraria que podem pôr em risco o equilíbrio financeiro de curto prazo da empresa, sempre que a sua passagem para o consumidor não seja simultânea. 	<p>Algumas das vantagens associadas a esta forma de regulação sintetizam-se em:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Os accionistas recebem em função daquilo que investem. • Não são permitidos proveitos excessivos, qualquer redução nos custos passa para o consumidor. • O risco das empresas é mínimo, dado que qualquer aumento dos custos passa para o consumidor. <p>Em contrapartida, também existem algumas desvantagens na regulação por taxa de remuneração, como sejam:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A empresa regulada actua como se o custo do capital fosse inferior ao que é na realidade, pelo que a empresa tem incentivos a sobreutilizar o factor capital. • Se a taxa de remuneração permitida for superior ao custo do capital e inferior à taxa de remuneração pretendida pela empresa, então a empresa substitui capital por outro factor de produção e opera num nível de output onde os custos não são minimizados. • Este método não conduz à eficiência produtiva (não há incentivo à redução dos custos) e à eficiência de mercado.

6.2.2 REGULAÇÃO BASEADA EM PREÇOS

Na regulação baseada em preços, as empresas reguladas assumem maiores riscos, mas podem também obter maiores ganhos. É definido um preço máximo inicial e qual a sua evolução ao longo do período de regulação tendo em conta os ganhos de eficiência que se prevêm.

A regulação baseada em preços constitui uma das formas de regulação por incentivos, na qual o regulador institui prémios e penalizações visando motivar a empresa regulada a atingir determinados objectivos. O regulador define os objectivos e os incentivos, não prescrevendo as acções a executar.

Durante o período de regulação a empresa gere a sua actividade procurando reduzir custos, ser inovadora e operar de forma mais eficiente do que o estabelecido pela regulação, sendo-lhe permitido reter os ganhos de eficiência obtidos durante o período de regulação.

O objectivo deste método é criar incentivos à eficiência, pelo que o indicador de produtividade utilizado como indexante do preço deve ser exógeno e não influenciável pela actuação das empresas, caso contrário os incentivos atribuídos podem ser anulados.

Esta forma de regulação cria maior incerteza às empresas, mas dá-lhes maior liberdade e flexibilidade de gestão.

Regulação baseada em preços	Riscos	Vantagens /Inconvenientes
<p>Nesta forma de regulação, o regulador permite às empresas um determinado nível de proveitos unitários que vai decrescendo anualmente em termos reais em função dos ganhos de eficiência previstos.</p> <p>Existem algumas variantes desta forma de regulação:</p> <p>A regulação com restrição do nível total de proveitos - o total dos proveitos permitidos não pode crescer mais do que IPC - X.</p> <p>A regulação com ponderadores fixos – os preços médios unitários não podem crescer mais do que IPC - X.</p> <p>A regulação com restrição da receita média – o preço médio não pode crescer mais do que IPC - X.</p> <p>Com a regulação por preço máximo pretende-se incentivar a minimização dos custos, tendo em conta que um aumento na eficiência não se reflecte nos preços antes do fim do período regulatório, e incentivar o investimento em tecnologia que minimize os custos e conduza as empresas a uma operação eficiente.</p>	<p>O regulador "contratualiza" com as empresas reguladas o nível de custos globais para o período de regulação. As empresas têm a liberdade de gerir o seu negócio da melhor forma. Esta maior liberdade significa maiores ganhos potenciais e maiores riscos.</p> <p>Os consumidores enfrentam menos riscos porque "conhecem" os preços para todo o período de regulação.</p> <p>As empresas têm incentivos a reduzir custos e a reduzir os investimentos, o que induz um risco acrescido no que se refere à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço.</p> <p>As empresas enfrentam riscos relacionados com a variação de variáveis exógenas. Por exemplo, se o preço máximo for dependente da energia eléctrica fornecida, então a empresa retém o risco da procura.</p>	<p>Vantagens:</p> <p>A menor quantidade de informação exigida, o que minimiza a importância da assimetria de informação que existe entre a empresa regulada e o regulador.</p> <p>O decréscimo real de preços médios. Os ganhos das empresas são partilhados com os consumidores com enfoque nos preços, em vez dos custos, sendo assim mais fácil de monitorizar por parte dos consumidores.</p> <p>Inconvenientes:</p> <p>O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que existe uma tendência para definir preços superiores ao custo marginal o que poderá conduzir a resultados elevados.</p> <p>Os resultados não são garantidos <i>a priori</i>, podendo o controlo directo dos preços produzir efeitos incertos sobre a taxa de rentabilidade das empresas.</p> <p>Se os resultados forem reduzidos de forma significativa, pelo controlo directo dos preços, tal pode afectar o financiamento (interno e externo) dos programas de investimento, em épocas de rápido progresso tecnológico e de forte procura.</p> <p>A empresa pode conseguir maiores resultados não apenas através da minimização dos respectivos custos de exploração, mas também através da oferta de uma menor qualidade de serviço.</p> <p>O maior risco em que a empresa incorre implica um maior custo do capital exigido pelos accionistas.</p>

6.2.3 FORMAS DE REGULAÇÃO MISTAS E INTERMÉDIAS

Podem também ser aplicadas formas mistas de regulação, conjugando a regulação baseada em custos ou a regulação baseada em preços com determinados incentivos que se atribuem explicitamente às empresas.

Assim, para além dos incentivos implícitos na regulação baseada em custos ou na regulação por preço máximo, podem-se introduzir outros, que conduzam as empresas a investir, nomeadamente, em programas de URE, na redução dos impactes ambientais, na redução de perdas nas redes, na melhoria da qualidade de serviço técnica ou comercial, ou ainda outros incentivos que se afigurem importantes à prossecução do serviço público.

A escolha entre esquemas de incentivos depende da relação existente entre o nível das receitas que se pretende permitir e os custos das empresas.

Admitindo, como exercício explicativo, que a relação entre o nível das receitas e os custos é apresentada pela expressão,

$$\text{Receitas} = a + b \cdot \text{Custos}$$

a regulação pode apresentar um esquema de incentivos mais ou menos “forte” conforme o valor que se assumir para a e b .

Dissociando completamente o nível de receitas dos custos ($b = 0$) o nível de receitas permitido é fixo e independente dos custos. Esta forma de regulação incentiva a redução de custos na medida em que os ganhos daí decorrentes são retidos pela empresa e simula a existência de concorrência perfeita no que se refere aos preços, sendo a empresa um “tomador” de preço. O estabelecimento de um nível de receitas fixo minimiza a importância do conhecimento da estrutura de custos e consumos da empresa.

Um esquema de incentivos em que $b = 1$ não introduz qualquer incentivo à redução de custos já que estes são totalmente transferidos para os consumidores.

Entre os dois extremos ($0 < b < 1$) é possível calibrar diversamente o peso dos incentivos e das suas consequências, sendo a opção influenciada pelo nível de informação detido pelo regulador.

Há ainda formas intermédias de regulação. É o caso por exemplo da regulação baseada em custos, na qual alguns custos são “contratualizados” entre o regulador e a empresa, sendo estabelecidos em função de custos padrão. Também na regulação por preço máximo podem ser aceites, para ser recuperados pelas tarifas, alguns custos específicos, ou ainda ser introduzidos

mecanismos de partilha de lucros. Obtêm-se, assim, formas de regulação intermédias entre a regulação por custos e a regulação por preço máximo. Mais adiante abordamos estas questões com maior detalhe.

6.2.4 REGULAÇÃO *EX-ANTE* OU *EX-POST*

A regulação pode ainda tomar diversas formas, consoante se estabeleçam determinados objectivos ou incentivos *a priori* ou *a posteriori*.

Quando os incentivos são estabelecidos *a priori*, as empresas reguladas elaboram e enviam as suas perspectivas quanto à evolução das variáveis consideradas para efeito de determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas, sendo alguns dos valores previstos posteriormente corrigidos pelos valores reais.

Em alternativa, os incentivos podem ser estabelecidos de forma a que actuem apenas *a posteriori*, em função dos valores ocorridos, após ter decorrido o período para o qual se definiram os preços.

Qualquer das soluções apresenta vantagens e inconvenientes. Pode-se pensar que os incentivos atribuídos *a priori* funcionam melhor, pois condicionam as empresas a cumprir os compromissos que assumiram quando adiantaram as suas perspectivas. No entanto, verifica-se por vezes que os incentivos estabelecidos *ex-ante* podem, na medida em que permitem a antecipação de receitas, induzir as empresas a ser demasiado optimistas nas suas previsões e estabelecer objectivos que sabem não ser capazes de cumprir.

De entre os mecanismos de actuação *ex-post*, destacam-se:

Ajustamento

Os mecanismos de regulação económica desenhados para o cálculo dos proveitos que as tarifas devem proporcionar podem actuar com base em valores previsionais a ajustar *a posteriori* em função dos valores que entretanto se verificaram para algumas variáveis exógenas. Esta forma de ajuste permite corrigir diferenças que advenham de variações de variáveis exógenas, passando o risco associado a estas variações para os consumidores. É importante contudo, garantir que os mecanismos de ajuste apenas corrijam os efeitos com origem em factores exógenos; a correcção de desvios de variáveis “geríveis” pela empresa anula o efeito dos incentivos estabelecidos.

“off-ramps”

Em algumas formas de regulação prevê-se a possibilidade de, em determinadas situações, interromper o período de regulação, alterando regras e parâmetros. O conhecimento antecipado das condições que poderão determinar a interrupção do período regulatório permite às empresas planear a sua actuação, respondendo aos incentivos estabelecidos, sendo-lhes permitido reter parte dos ganhos e não ficando sujeitas à interrupção do período regulatório.

Partilha dos resultados

Existem também outros mecanismos funcionando *ex-post*, que permitem ao regulador ajustar, de forma quase automática e previsível, os incentivos atribuídos *ex-ante*. É o caso do mecanismo de partilha dos resultados, que funciona como uma “recontratação” entre a empresa e o regulador, pela qual o regulador redistribui os ganhos obtidos entre os clientes e a empresa.

O desequilíbrio forte entre a informação que a empresa regulada possui e a informação que fornece ao regulador, pode conduzir a que as empresas se apropriem indevidamente do excedente do consumidor, aumentando os seus resultados.

Este mecanismo permite às empresas reguladas gerir adequadamente o esforço de obtenção de ganhos de eficiência ao longo do período de regulação.

6.2.5 INCENTIVOS COMPLEMENTARES

Podem ser adicionados às formas tradicionais de regulação diversos incentivos complementares, designadamente nas seguintes áreas:

- Qualidade de serviço.
- Gestão ambiental.
- Gestão da procura.
- Redução de perdas.

Incentivos à qualidade de serviço

As formas de regulação adoptadas pretendem que as empresas reguladas operem o mais eficientemente possível, nomeadamente pela redução de custos. Contudo, esta redução de custos não deve ter como contrapartida uma diminuição do nível da qualidade de serviço prestada aos

consumidores de energia eléctrica. É portanto indispensável assegurar a coerência dos incentivos transmitidos pela regulação económica e pela regulação da qualidade de serviço.

A qualidade de serviço é, normalmente, analisada segundo as três vertentes seguintes:

- Qualidade da onda de tensão – Na avaliação desta vertente da qualidade de serviço consideram-se as características técnicas da onda de tensão (amplitude, frequência, harmónicas, simetria do sistema trifásico, etc).
- Continuidade de serviço – Na avaliação da continuidade de serviço consideram-se o número e a duração das interrupções de fornecimento.
- Qualidade comercial – Na avaliação da qualidade comercial são considerados aspectos relativos ao atendimento, informação, prestação de serviços e assistência técnica aos consumidores de energia eléctrica.

De acordo com diversos estudos publicados, a continuidade de serviço constitui, na perspectiva dos consumidores, o aspecto mais importante da qualidade de serviço.

O RQS, parcialmente em vigor desde o dia 1 de Janeiro de 2001, define os padrões de qualidade de serviço e as compensações a pagar aos consumidores, caso se verifique o seu incumprimento.

Nos termos previstos no RQS, a qualidade da onda de tensão, nas redes de BT e MT, deve observar o estabelecido na norma europeia CENELEC 50160. No que diz respeito à continuidade de serviço e qualidade comercial, o RQS define dois tipos de indicadores: indicadores gerais e indicadores individuais. Em caso de incumprimento dos padrões individuais, os clientes afectados pela falta de qualidade têm direito ao pagamento de uma compensação, calculada de acordo com a metodologia estabelecida no RQS. As compensações serão pagas após solicitação do cliente junto do seu distribuidor.

A definição de indicadores e respectivos padrões, bem como a exigência de realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão e a obrigatoriedade de publicação, com periodicidade anual, de um relatório com informação sobre o desempenho em matéria de qualidade de serviço, constituem incentivos a uma melhor qualidade de serviço introduzidos pelo RQS. Em termos económicos, as empresas de distribuição de energia eléctrica têm interesse em cumprir os padrões publicados no RQS, a fim de evitarem o pagamento das compensações nele previstas.

O RQS prevê a possibilidade de as empresas de distribuição apresentarem planos de melhoria da qualidade de serviço em áreas onde se considere a necessidade urgente de fazer investimentos tendo como objectivo melhorar o desempenho das redes. O RQS estabelece ainda

que os investimentos associados a estes planos de melhoria devem ser considerados para efeitos do cálculo das tarifas de uso das redes.

Na verdade, o nível da qualidade de serviço constitui uma importante “variável de saída” das empresas reguladas. Tal como sugerido na audição pública de 1998 e já praticado em vários países, essa variável pode também constituir uma importante forma de controlo dos proveitos permitidos.

Deverão ser instituídos incentivos complementares aos do RQS na regulação económica?

Que indicadores de qualidade de serviço utilizar na regulação económica?

De que forma o nível de proveitos permitidos deve ser ligado ao desempenho da empresa em termos de qualidade de serviço?

Dando como adquirida a ideia anteriormente transmitida de considerar a continuidade de serviço como sendo o aspecto da qualidade de serviço que mais preocupa os consumidores de energia eléctrica, considera-se oportuno recordar na tabela seguinte os indicadores gerais de continuidade de serviço previstos no RQS para as actividades de transporte e distribuição.

Transporte	Distribuição
TIE - Tempo de Interrupção Equivalente	TIEPI (MT) - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em MT
ENF - Energia Não Fornecida	
SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema	SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema – Publicação obrigatória somente a partir de 1 de Janeiro de 2002
SAIFI - Frequência Média de Interrupções de Serviço do Sistema	SAIFI - Frequência Média de Interrupções de Serviço do Sistema – Publicação obrigatória somente a partir de 1 de Janeiro de 2002
SARI - Tempo de Reposição de Serviço	

Para a rede de transporte existe actualmente informação relativa aos indicadores anteriormente apresentados para vários anos. No caso da rede de distribuição a informação é relativamente escassa e diz respeito sobretudo aos indicadores TIEPI (MT) e Energia Não Distribuída (END). Refira-se que, nos termos previstos no RQS, a determinação deste último indicador não é obrigatória.

Incentivos à gestão ambiental

Os estatutos da ERSE impõem que esta deve “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo da energia eléctrica”.

As medidas de gestão da oferta, denominadas de medidas de SSI (Supply Side Interface), têm como objectivo principal assegurar o fornecimento de energia ao menor custo, tendo em conta a preservação do ambiente.

No que se refere ao sector eléctrico, embora a electricidade (como produto final) seja uma energia não poluente, parte da sua produção conduz a níveis elevados de CO₂, pelo que a diversificação das fontes de energia utilizadas neste sector são um contributo para a melhoria do meio ambiente e para o crescimento económico sustentável.

Os custos associados a medidas de política energética, como sejam a utilização de recursos renováveis, são objecto de tratamento transparente e não discriminatório, sendo incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema que é aplicada aos clientes finais do SEP e aos clientes não vinculados.

Também na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a regulação em vigor permite a recuperação de custos incorridos na protecção do ambiente, associados a investimentos em equipamentos mais eficientes. Contudo, no primeiro período de regulação não foram enviados valores para esta parcela.

Deverão alterar-se os incentivos a uma adequada gestão ambiental, passando de um processo baseado na aceitação de custos para um processo baseado em indicadores de desempenho ambiental? Que indicadores utilizar?

Que incentivos podem conduzir as empresas a um melhor desempenho ambiental?

Incentivos à gestão da procura

As medidas de gestão da procura (DSM – Demand Side Management) integram todas as medidas que suscitem nos consumidores alterações de comportamento no que diz respeito à utilização racional de energia.

A introdução de metodologias de DSM trás potenciais vantagens aos consumidores e às próprias empresas.

De entre as acções que podem ser desenvolvidas, destacam-se as seguintes:

- Campanhas de incentivo à compra de equipamentos com baixos consumos energéticos – embora estes equipamentos sejam mais caros, no longo prazo são rentáveis porque consomem menos.
- A inclusão de informações adicionais nas facturas – informar os clientes sobre os vários tipos de tarifas, períodos horários, de forma a incentivá-los a transferir consumos para horas de vazio.
- A publicação de brochuras informativas sobre eficiência energética explicando os benefícios da URE, aos consumidores e à sociedade em geral. Os consumidores tendem a optar por soluções em que, no curto prazo, os benefícios superam os custos.
- Fomentar a criação de serviços de consultoria para as empresas permitindo que tenham disponível informação sobre equipamentos e processos mais eficientes.
- Facilitar o financiamento das acções de DSM.

Por forma a motivar as empresas de Distribuição Vinculada a realizar programas de DSM, é importante analisar os impactes derivados da aplicação destes programas, uma vez que as empresas só têm incentivos se as receitas forem superiores aos custos do programa, incluindo as receitas líquidas perdidas.

O RT, na determinação dos proveitos permitidos para a actividade de comercialização de energia eléctrica, inclui uma parcela que diz respeito a proveitos autorizados para aplicação em projectos de gestão da procura. No entanto, as empresas de Distribuição Vinculada não apresentaram qualquer valor para esta componente. Contudo as empresas têm desenvolvido algumas acções nesta área.

Que incentivos à gestão da procura devem ser adoptados no novo período regulatório?

Devem ser introduzidos mecanismos que compensem as empresas pela diminuição do volume de vendas decorrente da introdução de medidas de utilização racional de energia?

Deverão alterar-se os incentivos a uma adequada gestão de procura passando de um processo baseado na aceitação de custos para um processo baseado em indicadores de desempenho?

Incentivos à redução de perdas

O transporte e a distribuição de energia eléctrica acarretam perdas nas linhas e nos transformadores, obrigando a uma produção superior ao consumo. O custo de produção adicional associado às perdas é repartido entre os consumidores.

Neste primeiro período regulatório atribuiu-se às empresas um incentivo à redução de perdas incorporado na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de distribuição, segundo o qual, se a taxa de perdas⁴ prevista para o ano seguinte for inferior a um determinado nível de referência (8,8%) estipulado no início do período regulatório, as empresas receberiam antecipadamente uma verba relacionada com esse diferencial.

No entanto, não foi definida a metodologia de cálculo das perdas, nem foram previstos mecanismos de auditoria apropriados.

O incentivo deverá ser dado *a priori* com base em estimativas ou *a posteriori* com base em valores reais?

A valorização das perdas deverá ter em conta apenas os custos de produção e transporte, critério utilizado neste período regulatório, ou incluir também custos relacionados com a distribuição?

Que metodologia adoptar para o cálculo das perdas, e que mecanismos de auditoria prever?

6.2.6 CUSTOS PREVISTOS *VERSUS* CUSTOS PADRÃO

Na regulação baseada nos custos, o regulador tem de, anualmente, analisar as contas das empresas reguladas e ajuizar quanto aos valores dos custos, propostos pelas empresas, para serem recuperados através das tarifas de energia eléctrica.

Esta forma de regulação não só atribui um determinado grau de discricionariedade ao regulador como não cria incentivos às empresas a reduzirem os seus custos. Na regulação por preço máximo, o montante global de custos foi “contratualizado” entre a empresa e o regulador e os benefícios resultantes da redução de custos, para além dos valores acordados, são retidos pelas empresas, até ao limiar da partilha de benefícios quando esteja estabelecido um mecanismo de partilha.

⁴ Taxa de perdas = perdas / fornecimentos a clientes SEP e SENV (inclui clientes MAT)

Podem-se conceber formas de regulação intermédias, onde parte dos custos da empresa são aceites pelo regulador, reflectindo-se integralmente nos consumidores, sendo os restantes custos contratualizados entre a empresa e o regulador. Tem-se assim uma forma de regulação mista que, se correctamente concebida, pode conjugar as vantagens da regulação por custos e da regulação por preço máximo. Com efeito, a manutenção duma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade permite incentivar o investimento, enquanto que a padronização de determinados custos cria incentivos à redução desses custos.

Há no entanto outras razões para a possível introdução de custos padrão, particularmente no sector eléctrico nacional. As empresas reguladas do sector eléctrico resultam da separação da EDP, S.A. em várias empresas, feita em 1994, pelo que, sendo o seu histórico recente, as séries de dados existentes são curtas. A situação é agravada ainda pelo facto de não existir separação contabilística por actividades para as rubricas patrimoniais, excluindo o imobilizado específico de cada actividade, e para as rubricas de custos e proveitos. Reconhece-se ter sido feito um esforço no sentido de uma maior desagregação contabilística, embora as reestruturações que têm ocorrido nas empresas reguladas não tenham permitido ainda estabilizar a metodologia de afectação dos valores contabilísticos por actividade.

Os custos e proveitos por actividade têm sido enviados pelas empresas desde 1997, o que significa que até ao momento existem três anos de valores históricos (1997, 1998 e 1999). Para o novo período regulatório teremos mais um ano e um semestre, o que é insuficiente para utilizar modelos econométricos, principalmente porque os valores históricos têm apresentado grandes oscilações, devido às mudanças operadas nas empresas reguladas, como acima referido.

Por outro lado, as empresas reguladas por taxa de remuneração não têm incentivos à redução de custos e estão sujeitas ao poder discricionário do regulador no exercício de aceitação de custos.

Para ultrapassar estes problemas poder-se-à utilizar custos padrão no cálculo dos proveitos permitidos.

Outra solução possível é a comparação de custos com empresas congéneres de outros países. As comparações não podem ser feitas directamente. Em primeiro lugar é preciso obter informação de qualidade; seguidamente, é importante analisá-la e torná-la “comparável”. Com efeito, há características intrínsecas a cada empresa que se devem a factores externos, tais como a densidade populacional, o nível de vida, a situação geográfica e a própria economia, ou a factores internos como sejam os níveis de tensão afectos ao transporte e à distribuição de energia eléctrica.

Só devem ser padronizados os custos controláveis pela empresa, isto é, custos com materiais, serviços, pessoal e investimento. No entanto, podem-se padronizar algumas das rubricas de custos e aceitar outras em base anual. A escolha das variáveis a padronizar depende dos incentivos que se pretende atribuir mas também da maior ou menor facilidade de padronização de determinados custos ou investimentos.

Como calcular custos padrão quando as actividades reguladas são monopólios?

Que custos devem ser padronizados?

Deve ser utilizada a taxa de câmbio ou a paridade de poder de compra para a comparação de valores entre empresas de diferentes países?

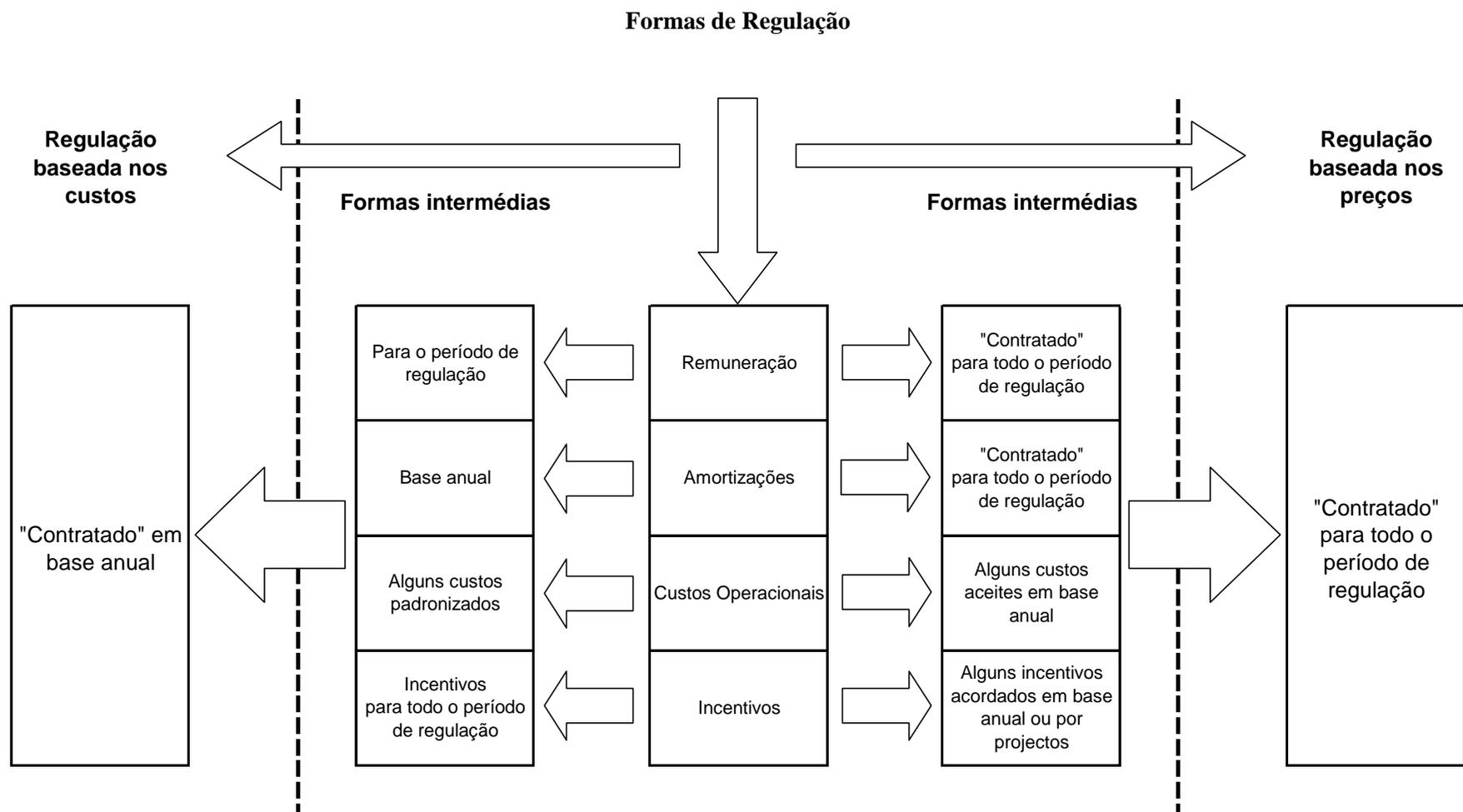


Figura 6-1

6.3 INFORMAÇÃO PARA EFEITOS DE REGULAÇÃO

A informação é fundamental para o exercício de regulação. A escolha da forma de regulação de cada actividade depende largamente da informação disponível. Quanto mais completa e de melhor qualidade for a informação, mais transparentes serão as decisões do regulador, e mais simples se torna manter o equilíbrio de interesses entre os diversos agentes económicos.

Uma das condições fundamentais para o estabelecimento de concorrência no mercado é a existência de informação com qualidade, de fácil acesso e disponível a todos os agentes económicos. O acesso à informação por parte de todos os agentes de mercado não deve ser discriminatório nem assimétrico, por forma a garantir que as tomadas de decisão possam ser efectuadas de um modo consciente, reduzindo, assim, a possibilidade do mercado registar distorções por falta de informação. É, pois, essencial que toda a informação necessária a qualquer interveniente, desde o produtor ao consumidor, seja disponibilizada e acessível em tempo oportuno.

Entende-se por informação necessária o conjunto de dados indispensáveis e suficientes para que, em cada situação, os agentes tomem as decisões mais adequadas a uma eficiente utilização de recursos.

A assimetria de informação existente entre o regulador e o regulado constitui uma “renda de informação”, que permite à empresa obter uma “renda de monopólio”, ou dito de outra forma, a detenção de informação relevante permite à empresa obter ganhos que são apenas devidos à sua posição de monopolista. Monopólio é também monopólio de informação.

O regulador desempenha, no domínio da informação, um papel de “mediador”, promovendo a fluidez da informação existente entre os agentes. Por outro lado, em mercados onde a concorrência é limitada, os agentes não disponibilizam informação voluntariamente. Ao recolhê-la e divulgá-la o regulador contribui para simular a existência de um mercado concorrencial.

Tratando-se de redes físicas, importa que a informação flua, sem custos, entre os seus detentores e os seus utilizadores. Se assim for, as redes podem deixar de ser um obstáculo à introdução de concorrência, tornando-se no seu principal promotor, uma vez que a possibilidade de utilização das redes permite aos clientes serem abastecidos pelo fornecedor que escolherem.

O quadro legislativo que configurou a reestruturação do sector eléctrico, publicado em 1995, tal como a Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, deixaram bem clara a

importância da informação, ao consagrar, em articulado específico, nos diplomas que definem os regimes jurídicos do exercício das actividades de produção, distribuição e transporte de energia eléctricas, a obrigatoriedade da sua disponibilização.

A publicação do RT, ao contemplar diversas actividades reguladas e o estabelecimento de preços (tarifas) diferenciados para cada uma delas, veio criar a necessidade de separação por actividade da informação contabilística.

O RT sistematizou os principais componentes que integram o cálculo dos proveitos a proporcionar por cada tarifa, assim como os procedimentos associados à obtenção da informação necessária.

A ERSE tem aceite, à excepção de poucas situações, as repartições dos custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios apresentados pelas empresas. No entanto, ao longo destes primeiros anos de regulação, tem-se sentido a necessidade de melhorar a qualidade da informação necessária para calcular quer os proveitos quer as tarifas. A prática tem demonstrado que, por não estarem devidamente especificadas algumas regras de separação contabilística pelas actividades, surgem algumas divergências de interpretação.

Durante o primeiro período regulatório deu-se início à publicação dos documentos complementares previstos no RT com vista à sistematização da informação. Estes “documentos complementares”, podem ser de dois tipos:

- Normas - cujo objectivo é definir e normalizar a forma e o conteúdo da informação, com carácter duradouro.
- Interpretações - cujo objectivo é orientar as empresas no tratamento de situações ou factos específicos e na interpretação das Normas complementares já emitidas cujo esclarecimento se considere pertinente.

Estas regras não se sobrepõem à normalização geral aplicada em Portugal, pretendendo-se apenas que definam, complementem e esclareçam aspectos específicos relacionados directamente com o cálculo dos proveitos a proporcionar.

A ERSE pretende que estas regras e metodologias complementares não se confinem exclusivamente a aspectos meramente contabilísticos, mas sim que possam abordar outros assuntos que estejam no âmbito do RT.

Deve-se manter o critério de repartição das contas estatutárias pelas actividades reguladas, ou deve-se criar um sistema de contabilidade autónomo para efeitos de regulação, como acontece noutros países?

Devem ser estabelecidas normas contabilísticas que imponham a forma de separação entre custos operacionais e custos capitalizáveis?

Devem-se estabelecer regras para atribuição de custos de estrutura às actividades?

Devem-se estabelecer normas que definam a separação do capital e da dívida por actividade?

Devem ser estabelecidos níveis de materialidade para os valores regulados?

Como garantir que não haja subsídição cruzada entre as actividades reguladas do sector eléctrico e outras actividades não reguladas pela ERSE?

Qual o nível de confidencialidade a que deve estar sujeita a informação recebida pela ERSE para efeitos de regulação?

As datas de envio de informação contempladas no RT devem ser revistas. Quais as datas mais adequadas para as diversas fases de envio das informações à ERSE?

6.4 DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO

A estabilidade regulatória concede às empresas tempo para reagir aos incentivos e desafios que lhes são colocados. A flexibilidade, por outro lado, permite uma rápida adaptação da regulação à evolução do sector.

O estabelecimento de um período longo de regulação para o qual os parâmetros de regulação são definidos *a priori* cria estabilidade e previsibilidade no sector, dando às empresas um conhecimento de mais longo prazo dos objectivos que lhes são sugeridos, permitindo-lhes a definição de estratégias de actuação mais graduais. Estes sinais de estabilidade são transmitidos ao mercado, aumentando a segurança dos clientes, que ficam a conhecer melhor e por um período de tempo mais alargado as características da oferta das empresas, e a confiança dos investidores. O círculo da estabilidade fecha-se através do reflexo das decisões dos clientes e accionistas na actuação das empresas e na sua estabilidade.

Por outro lado, o estabelecimento de um período longo de regulação retira às empresas flexibilidade de adaptação às mudanças que se vão operando na economia em geral e no sector

eléctrico em particular, sejam elas mudanças na estrutura da indústria, nas taxas de crescimento, mudanças tecnológicas, ou outras.

Com efeito, o ritmo das mudanças que se observam no sector eléctrico um pouco por todo o lado conduz à necessidade de uma adaptação constante da regulação à nova realidade. Se assim não for, a regulação pode, por um lado, constituir um entrave à própria evolução do sector, e por outro lado, criar incentivos perversos.

De um modo geral os períodos de regulação não excedem 5 anos. Em Portugal o primeiro período regulatório foi de 3 anos. Qual deve ser a duração do próximo período de regulação?

6.5 ESCOLHA DA FORMA DE REGULAÇÃO MAIS ADEQUADA A CADA ACTIVIDADE DAS EMPRESAS REGULADAS

A regulação económica dos monopólios naturais constitui um processo de gestão de interesses em que os consumidores se preocupam com o binómio preço/qualidade, os investidores com a rentabilidade/risco e o regulador com a eficiência/equilíbrio do sector.

A regulação das actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica deve procurar compatibilizar este conjunto de interesses, tendo que ponderar o conjunto de incentivos que pretende promover, de forma a manter o equilíbrio do sector.

A escolha da forma de regulação mais adequada a cada actividade depende também das especificidades de cada actividade e dos incentivos que se pretende atribuir às empresas. Com efeito, há actividades onde o incentivo ao investimento pode ser mais importante do que a redução de custos, outras onde se torna relevante, por exemplo, o incentivo a uma adequada qualidade de serviço.

No actual período regulatório, que teve início em 1999 e termina no final de 2001, as actividades da entidade concessionária da RNT, que incluem o transporte de energia eléctrica, a gestão global do sistema e a aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, são reguladas por uma taxa de rentabilidade sobre os activos. A regulação é ainda baseada na aceitação dos custos operacionais, complementada com incentivos explícitos que permitem a recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral. As actividades da entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT, que incluem a distribuição de energia eléctrica e a comercialização, são reguladas por preço máximo, existindo ainda incentivos explícitos à redução de perdas nas redes, à protecção do ambiente e ao investimento em projectos de URE e de gestão da procura.

Regular as actividades da entidade concessionária da RNT por taxa de rentabilidade sobre os activos continua a ser a forma mais adequada?

A regulação baseada em preços máximos é a que melhor se adequa às actividades da entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT?

Os incentivos explicitamente atribuídos a cada actividade são os mais apropriados? Ou, existirão outros que entretanto se revelou importante instituir? Algum incentivo se revelou “perverso”?

Que balanço fazer da regulação instituída neste primeiro período?

Que balanço fazer do desempenho das empresas reguladas? As empresas responderam positivamente aos incentivos que lhes foram atribuídos?

De seguida, faz-se uma análise das formas de regulação que foram estabelecidas neste período de regulação e de formas alternativas que podem vir a ser aplicadas no próximo período.

6.5.1 REGULAÇÃO DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Situação Actual	Alternativas
<p>No primeiro período regulatório optou-se por aplicar uma regulação baseada nos custos às actividades da entidade concessionária da RNT uma vez que:</p> <ul style="list-style-type: none"> Os custos fixos representam a maior parcela de custos. A aprovação dos investimentos pela entidade reguladora é uma tarefa possível de ser levada a cabo. <p>A taxa de remuneração dos activos fixos líquidos foi de 8,5%, em termos nominais, que pressupõe um custo do capital de 6% na actividade de Transporte.</p> <p>O activos a remunerar foram avaliados pelo seu valor contabilístico.</p>	<p>Para a determinação da taxa de remuneração existem diversos modelos alternativos que são descritos adiante.</p> <p>O processo de auditoria e aceitação de custos pode ser simplificado através da “contratualização” de alguns custos para todo o período de regulação.</p> <p>Os investimentos podem ser acordados por prazos superiores a um ano, ou ser contratados entre o regulador e a empresa, através de custos padrão.</p> <p>Existem diversos métodos para a avaliação dos activos a remunerar. Este é um tema que será abordado mais adiante.</p>

Situação Actual	Alternativas
<p>Os custos operacionais têm sido auditados e aceites em base anual.</p> <p>Tem sido atribuído à entidade concessionária da RNT um incentivo à aquisição e venda de energia eléctrica fora do SEP, que se traduz na possibilidade da entidade concessionária da RNT reter 50% dos ganhos obtidos.</p> <p>Os sobrecustos de produção com origem em energias renováveis têm sido transferidos da actividade de aquisição de energia eléctrica para a actividade de gestão global do sistema.</p>	

Que taxa se deve considerar para a remuneração dos activos da entidade concessionária da RNT?

Qual o processo de aceitação de custos mais adequado para o período de regulação?

Deve-se continuar a atribuir à REN o incentivo de otimizar as compras e vendas fora do SEP?

A aprovação dos investimentos deve ser feita em base anual ou para o período de regulação?

O valor dos investimentos aprovados deve ser baseado em custos padrão?

Como devem ser avaliados os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar?

Há razões para considerar taxas de remuneração diferentes para o imobilizado e para os novos investimentos da entidade concessionária da RNT?

A valorização dos sobrecustos de produção com origem em energias renováveis transferidos para a actividade de gestão global do sistema é a mais adequada?

6.5.2 REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO VINCULADA

A distribuição vinculada é regulada por preço máximo. Para este período de regulação definiram-se os seguintes parâmetros:

- a) P_0 – preço máximo para o primeiro ano do período regulatório.

- b) Índice de preços a utilizar nos anos seguintes, como indexante do preço máximo estabelecido.
- c) X – factor de eficiência.

a) Preço máximo para o primeiro ano do período regulatório:	
Situação Actual	Alternativas
<p>Os proveitos nas actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica incluem os custos de exploração, a amortização dos activos, a rentabilidade do investimento, o incentivo à redução de custos e à eficiência energética.</p> <p>No início do primeiro período regulatório, os dados contabilísticos existentes não permitiam a separação entre as actividades distribuição e comercialização, pelo que o cálculo dos parâmetros foi feito com base nos valores históricos para a empresa de distribuição e posteriormente repartido pelas actividades com base nas previsões enviadas pelas empresas.</p> <p><u>Na Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</u>, os parâmetros para o primeiro período regulatório foram estimados utilizando modelos econométricos que relacionavam a margem das vendas⁵ com a energia fornecida por nível de tensão (AT, MT e BT). Os resultados obtidos conduziram a uma parte fixa próxima de zero, pelo que foi adoptado um valor nulo para a componente fixa.</p> <p>Na <u>Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</u>, os parâmetros para o primeiro período regulatório foram estimados utilizando modelos econométricos que relacionavam a margem das vendas com a energia fornecida e com o número de clientes. Os resultados obtidos conduziram, à semelhança da actividade de</p>	<p>Podem ser consideradas outras metodologias de determinação do preço máximo, como seja por exemplo, a utilização de comparações de custos e rentabilidades com empresas congéneres.</p> <p>A adição de uma parcela relacionada com os investimentos por nível de tensão permitiria criar incentivos ao investimento relacionados nomeadamente, com a qualidade de serviço e com a eficiência energética.</p> <p>A adição de outras componentes que criem incentivos específicos em determinadas áreas.</p> <p>A aceitação numa base anual de determinados custos.</p>

⁵ Margem das vendas = Vendas de electricidade – Custos de aquisição de electricidade

a) Preço máximo para o primeiro ano do período regulatório:	
Situação Actual	Alternativas
<p>distribuição de energia eléctrica, a uma parte fixa próxima de zero, pelo que foi adoptado um valor nulo para a componente fixa. Por outro lado, verificou-se que a margem das vendas era mais afectada pelo número de clientes do que pela energia fornecida, isto é, uma variação de 1% nos fornecimentos ou no número de clientes implicava variações de, respectivamente, 0,47% ou 0,62% na margem das vendas.</p> <p>Ao longo do primeiro período de regulação, as empresas não apresentaram os custos relacionados com o ambiente ou com projectos de DSM.</p>	

Que metodologia de determinação dos preços máximos usar para as actividades de distribuição e de comercialização?

Deve-se continuar a calcular a parcela variável dos proveitos da actividade de distribuição com base no valor da energia fornecida?

Sabendo que por enquanto não há separação por nível de tensão de alguns custos operacionais da distribuição, deve-se calcular o preço máximo por nível de tensão?

Tendo em conta que a actividade de distribuição de energia eléctrica é uma actividade de capital intensivo, na qual um terço dos custos diz respeito a amortizações do imobilizado deve-se continuar a considerar a parcela fixa nula?

Deve-se continuar a calcular a parcela variável dos proveitos da actividade de comercialização com base no valor da energia fornecida e no número de clientes servidos?

Quais devem ser as rentabilidades implícitas para as actividades de distribuição e de comercialização?

Como assegurar que o nível de investimento garanta ou melhore a qualidade de serviço?

Devem ser aceites algumas componentes de custo, tais como os associados às questões ambientais, de DSM ou outras, em base anual? Quais?

Deve ser aprovado um plano de investimentos global para o período de regulação?

b) Índice de preços a utilizar nos anos seguintes	
Situação Actual	Alternativas
<p>No primeiro período regulatório, o índice de preços utilizado correspondeu à variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor no Continente em Junho do ano em curso, publicada pelo Instituto Nacional de Estatística no “Índice de Preços no Consumidor”.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Índice de preços implícito no PIB (Produto Interno Bruto). 2. Índice de preços implícito na FBCF (Formação Bruta de Capital Fixo) – este índice faz sentido se tivermos uma regulação baseada em proveitos máximos em que uma parcela diz respeito aos custos de investimento. 3. Índice de preços no consumidor com ou sem habitação – os custos das actividades de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica não dependem de variações nos preços da habitação, os quais, devido à especulação imobiliária, poderão ter grandes oscilações.

Qual o índice de preços que se deve utilizar no próximo período regulatório? Relacionado com os preços no consumidor ou relacionado com o investimento?

O valor a utilizar deve ser o do último mês disponível, o valor de um mês fixo ou um valor previsional?

c) Factor de eficiência	
Situação Actual	Alternativas
<p>O factor X representa os ganhos de eficiência que as empresas podem obter.</p> <p>No actual período regulatório, para além dos ganhos de eficiência que os titulares de licença vinculada de distribuição propuseram, o regulador incentivou uma maior redução dos</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tornqvist index (TI) – A taxa de crescimento do TI é definida pela diferença entre a taxa de crescimento dos <i>inputs</i> e a taxa de crescimento dos <i>outputs</i>. Num ambiente concorrencial, a evolução dos preços de um sector industrial face à evolução da inflação é similar à evolução da produtividade desse sector face à evolução da produtividade do país. A determinação do factor X com base no TI

<p>custos no primeiro ano, e aceitou as reduções propostas pelas empresas para os dois anos seguintes.</p> <p>No actual período de regulação, os ganhos de eficiência foram calculados com base nos valores históricos e em previsões.</p>	<p>reflecte o desempenho das empresas do sector, em termos de produtividade ao longo do tempo, contribuindo desta forma para que a regulação por preço máximo simule a existência de concorrência no sector.</p> <ol style="list-style-type: none">2. Fixar o valor de X como sendo a taxa de crescimento de longo prazo do factor produtivo do total do sector eléctrico. No caso de empresas monopolistas o factor de produtividade nas actividades do sector eléctrico deverá estar relacionado com o valor médio nacional do total dos factores produtivos da indústria.3. Estudos de benchmarking. Quando as empresas operam como monopólios a nível nacional, as comparações têm de ser feitas com empresas de outros países, o que por vezes, dada a falta de disponibilidade de dados, torna o exercício difícil.
--	--

Tendo em conta a informação disponível, como deve ser determinado o factor X?

Devem os ganhos de eficiência ser determinados pela ERSE por iniciativa própria ou mediante proposta das empresas?

Deve ser determinado um valor único para o factor X para todo o período de regulação, ou valores diferentes para cada ano?

Deve-se determinar um valor para o factor X por nível de tensão, ou um valor para toda a actividade de distribuição?

6.5.3 A PARTILHA DOS RESULTADOS NA DISTRIBUIÇÃO VINCULADA

Situação Actual	Alternativas
<p>No actual período de regulação o critério de partilha de resultados baseia-se numa percentagem dos proveitos, ou seja, a partilha de resultados dá-se quando o resultado, calculado pela diferença entre as vendas e os custos de exploração⁶, for superior a uma percentagem dos proveitos anuais de energia eléctrica. A partilha é tanto maior quanto maior for o resultado. Na actividade de distribuição foram definidos três limites ao resultado com três escalões de entrega e na actividade de comercialização dois limites ao resultado com dois escalões de entrega.</p>	<p>A partilha de resultados pode ser estabelecida com base em diversos critérios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Na rentabilidade dos activos, definida como: resultados operacionais • (1- taxa de IRC) / activos líquidos. 2. Na rentabilidade dos capitais empregues, definida como: resultados operacionais / capital investido. 3. Na rentabilidade dos capitais próprios, calculada como: resultados líquidos / capitais próprios. <p>A partilha de resultados pode ser feita entre as empresas e os consumidores ou entre as empresas, o investimento e os consumidores, sendo que, neste caso, o regulador permite que uma parte do excedente das empresas fique retido para aplicação em investimentos relacionados com qualidade de serviço, URE, protecção do ambiente, etc..</p>

No próximo período de regulação deve manter-se o mecanismo de partilha de resultados?

Que critérios de partilha utilizar no próximo período?

Como partilhar e por quem partilhar o excedente das empresas?

No cálculo dos resultados devem-se considerar os custos e proveitos extraordinários?

Deve o capital próprio reportar-se ao início do ano, ao final do ano ou a um valor médio? Deve-se incluir a reserva de reavaliação? Devem-se incluir os resultados líquidos do próprio ano?

⁶ Custos de exploração = Custos das existências vendidas e das matérias consumidas, fornecimentos e serviços externos, custos com o pessoal. Na actividade de distribuição os custos de exploração incluem, ainda, as rendas de concessão.

6.5.4 FRONTEIRAS ENTRE ACTIVIDADES

As formas de regulação utilizadas em cada actividade devem ser validadas na fronteira entre actividades.

Na fronteira entre a actividade de transporte e de distribuição é evidente a necessidade de adequar os incentivos. Presentemente, por força das formas de regulação utilizadas em cada, existem incentivos a que os investimentos de expansão da rede AT se façam no transporte e não na distribuição, dado que, desta forma, são sujeitos a remuneração.

Em que proporção devem ser comparticipados pela distribuição os investimentos da REN em equipamento para o fornecimento de energia eléctrica em AT?

Deve ser prevista a apresentação de um plano de investimento em rede de AT pela distribuição à ERSE, para aprovação?

6.6 CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

O conceito de «custo de capital» é normalmente associado ao retorno que determinado investimento deve proporcionar, sendo definido como a taxa de remuneração exigida pelos investidores, tendo em conta o risco do negócio. Particularizando ao nível das empresas, o conceito de custo do capital prende-se com as decisões dos investidores sobre os activos em que investir e a forma de os financiar tendo presente a maximização do valor da empresa.

Num mercado de capital intensivo, este problema é particularmente importante. Em mercados não regulados, só serão concretizados os projectos de investimento que à partida garantam, no mínimo, rentabilidades iguais às que são proporcionadas pelo mercado para investimentos de risco semelhante. A taxa adequada é o custo de capital.

Competindo ao regulador o estabelecimento dos preços, eles deverão ser fixados com um valor tal que permita ao mercado funcionar adequadamente, tanto quanto possível como se de um mercado em concorrência se tratasse, dando às empresas capacidade para financiar as suas actividades.

Ao pretender simular o funcionamento do mercado nesses moldes, o regulador obriga-se a proporcionar níveis de proveitos adequados, que possibilitam às empresas eficientes a recuperação dos seus custos, entre outros, os custos de financiamento. Dito de outro modo, para que as empresas (investidores ou accionistas) se sintam atraídas a investir é necessário que o retorno dos capitais investidos seja justo, tendo em conta o risco do negócio.

O custo de capital, designado por WACC⁷, traduz o custo médio ponderado das diversas fontes de financiamento, nomeadamente, capitais próprios (cp), empréstimos (emp), ou ainda quaisquer outros passivos (op) que, de algum modo, financiem os activos fixos:

$$WACC = K_{cp} \cdot cp / (cp + emp + op) + K_{emp} \cdot emp / (cp + emp + op) + K_{op} \cdot op / (cp + emp + op)$$

em que K_{cp} , K_{emp} , e K_{op} representam, respectivamente, o custo dos capitais próprios, o custo dos empréstimos e o custo de outros passivos.

Neste primeiro período de regulação, os subsídios ao investimento (si), porque compensam activos fixos, são uma fonte de financiamento e integram o custo de capital. Contudo, como não geram quaisquer custos, são considerados como financiamentos remunerados à taxa zero, pelo que o WACC fica reduzido às duas primeiras parcelas.

Devem-se continuar a considerar os subsídios ao investimento como fonte de financiamento?

Em caso afirmativo, o tratamento que lhes foi dado é o mais correcto?

É normal considerar para efeitos de financiamento dos activos fixos os empréstimos que se encontram associados aos investimentos estruturais de médio e longo prazo, possuindo, portanto, carácter de permanência na empresa superior ao de um exercício contabilístico. A dívida financeira de médio e longo prazo foi, assim, a componente do balanço utilizada para o efeito no cálculo do custo de capital deste período regulatório que agora termina. Por outro lado, há que ter em conta que os encargos financeiros são reconhecidos para efeitos fiscais, o que significa que para os accionistas interessa considerar o custo de capital calculado depois de impostos.

Devem ser considerados indiscriminadamente todos os empréstimos contabilizados em médio e longo prazo, ou devem ser considerados caso a caso?

Como valorizar os empréstimos considerados: a preços do contrato ou a preços correntes?

Que taxas de juro considerar: nominais ou reais?

No que respeita ao custo dos capitais próprios (k_{cp}), este deve ser igual à remuneração proporcionada por investimentos alternativos de risco semelhante. Para a determinação deste custo, existem vários métodos sendo os mais utilizados, os seguintes:

⁷ Weighted Average Cost of Capital.

- Modelo de Avaliação dos Activos Financeiros, normalmente, designado por CAPM⁸.
- Modelo de Gordon.

O modelo de cálculo CAPM postula que o custo de oportunidade dos capitais próprios é igual à remuneração que é possível obter em investimentos sem risco, acrescido de um prémio de risco. Este prémio de risco não é mais do que o prémio de risco de mercado (diferença entre a taxa de rendimento proporcionada pelo mercado e a taxa de rendimento proporcionada pelos investimentos sem risco), ajustado por um coeficiente, β , que reflecte o risco sistemático de um determinado sector de actividade relativamente ao risco de mercado, ou, dito de outro modo, reflecte a volatilidade da remuneração proporcionada pela empresa, face à remuneração do mercado no seu conjunto, assumindo que a empresa é totalmente financiada por capitais próprios.

O valor de β não inclui portanto os riscos intrínsecos à actividade que os investidores, ao investirem em sectores diferentes, podem diversificar. Ao definir o β reflectindo apenas os riscos não diversificáveis, o CAPM considera que os investidores só devem ser recompensados por este tipo de riscos, porque os restantes podem ser anulados através da diversificação do investimento.

Nos sectores regulados, existe alguma circularidade em torno do conceito do β . Com efeito, a regulação instituída, ao deixar a empresa assumir determinados riscos e ao passar outros para os consumidores, tem influência no risco da empresa, e conseqüentemente no valor do β , que por sua vez influencia o custo do capital e este a regulação.

O risco das empresas altera-se também ao longo do período de regulação. No início do período, o mercado conhece a regulação prevista para o período, à medida que este se aproxima do fim, vai crescendo a incerteza em torno da revisão regulatória.

Como determinar o prémio de risco de mercado?

Apesar de a utilização do CAPM estar largamente divulgada, não se devem esquecer os pressupostos da sua aplicação e que não são verificados na maioria das situações, entre eles:

- Os investidores têm um “portfolio” de activos totalmente diversificado.
- As rentabilidades dos títulos têm uma distribuição normal.
- Os investidores preocupam-se apenas com a rentabilidade média e a sua variância.

⁸ Capital Asset Pricing Model.

Por vezes as empresas ou as actividades a regular não estão cotadas no mercado bolsista, como é o caso da REN e da EDP Distribuição, não havendo por isso possibilidade de calcular directamente o β , sendo necessário recorrer a outras formas indirectas, como por exemplo o “benchmarking” com empresas congéneres.

O custo do capital próprio é dado pelas expressões:

$$k_{cp} = R_f + \beta_1 (R_m - R_f)$$

$$\beta_1 = \beta_u \cdot [1 + (1 - t) \cdot emp / (cp + si)]$$

onde:

R_f - taxa de remuneração de activos sem risco;

R_m - taxa de remuneração do mercado;

β_u - β da empresa se financiada totalmente por capitais próprios (“não alavancada”);

β_1 - β da empresa quando alavancada;

t - taxa de imposto sobre o rendimento.

O cálculo do valor do β é cada vez mais complexo, porque as empresas pertencem, cada vez mais, a grupos económicos altamente diversificados. Para calcular o valor do β das actividades reguladas importa desagregar o β da empresa cotada nos diversos β de cada actividade, de forma a que o β total seja uma média ponderada dos β parciais.

$$\beta = w_1 \beta_1 + w_2 \beta_2 + w_3 \beta_3$$

Os subsídios ao investimento foram integrados juntamente com os capitais próprios, na medida em que se considerou que, caso as empresas cessassem a sua actividade, os subsídios reverteriam a favor dos accionistas. Assim, o risco da empresa torna-se menor, visto depender também da estrutura de capital. Quanto mais elevada for a percentagem de capitais alheios face aos capitais próprios, maior será a taxa de remuneração pretendida pelos accionistas.

Assim sendo, assume relevância, não apenas o cálculo do custo do capital no momento da fixação de preços, como também a sua possível evolução, dependendo esta dos planos de desenvolvimento da empresa, nomeadamente se recorrer com maior intensidade a capitais alheios.

Será que todas as parcelas que compõem os capitais próprios devem ser consideradas para a determinação do custo de capital?

Os capitais próprios e os capitais alheios devem ser valorizados pelo seu valor contabilístico ou pelo valor de mercado?

No final do período de regulação, as empresas apresentam geralmente β mais elevados do que no início. Como calcular o valor do β ?

Quais os títulos do mercado que devem ser considerados como referência da taxa de remuneração sem risco?

Qual deve ser o período considerado para base de cálculo daquelas taxas? Taxas de curto, médio ou longo prazo? Actuais ou do mercado de futuros?

Não estando as empresas valorizadas nos mercados financeiros, como determinar o seu valor β ?

Pertencendo as empresas reguladas a grupos económicos, o β do grupo representa, em geral, um valor diversificado, porque o grupo investiu de forma diversificada. Será que o β do grupo assim calculado reflecte os riscos das empresas reguladas?

Que mercados/empresas considerar para “benchmarking”? Como determinar se são comparáveis?

É de manter o tratamento dado aos subsídios ao investimento no cálculo do β ?

O custo do capital deve ser calculado em termos nominais, isto é, incluindo a inflação, ou em termos reais?

O modelo de Gordon especifica que a taxa de capitalização do mercado é igual à remuneração proporcionada pelo dividendo a receber no final do ano sobre o valor de cada acção no início do ano, acrescida da taxa de crescimento esperada dos dividendos. A maior dificuldade deste modelo surge na determinação da taxa de crescimento dos dividendos, que pressupõe um comportamento constante ao longo de toda a vida da empresa. A determinação do rendimento do dividendo torna-se mais simples caso a empresa esteja cotada em bolsa. Este método tem vindo a ser utilizado pelos reguladores apenas como validação do custo do capital calculado através do CAPM.

Compete ao regulador zelar pelo equilíbrio financeiro das empresas, i.e., garantir que as empresas reguladas são capazes de financiar as suas actividades. Em que medida o regulador se deve preocupar com a estrutura de capital das empresas? Deve estabelecer valores máximos para o rácio capital alheio / capital próprio?

Admitindo que há uma estrutura de capital óptima, com a qual o custo de capital é mínimo, deve o regulador incentivar a empresa a ter esta estrutura de capital? Como o pode fazer?

Como garantir que a dívida contraída para financiar as actividades não reguladas não está a penalizar a actividade regulada? Deve-se exigir a separação completa das actividades financeiras das empresas reguladas das não reguladas?

Como deve ser determinada a estrutura de capital das empresas: com base em valores contabilísticos ou de mercado?

Como incentivar a eficiência na gestão financeira das empresas? Devem-se estabelecer limites para determinados indicadores financeiros? Quais?

É importante separar a propriedade e a operação nas redes de transporte e de distribuição? A sua separação permitiria distinguir os riscos associados às duas actividades, o custo de capital e a capacidade de financiamento?

6.7 DETERMINAÇÃO DOS ACTIVOS FIXOS A REMUNERAR

A avaliação dos activos fixos a considerar para efeitos de regulação e a sua remuneração são uma das principais preocupações da regulação na medida em que constituem elementos chave no cálculo do nível dos proveitos permitidos a serem recuperados pelas tarifas.

Da correcta avaliação dos activos fixos depende a justa retribuição dos investidores/accionistas pelos investimentos efectuados e o justo valor a pagar pelos consumidores pelos produtos e serviços adquiridos com adequados níveis de qualidade, segurança e satisfação.

Na determinação do valor base dos activos fixos a considerar para efeitos de remuneração é necessário ter em conta vários aspectos, nomeadamente:

- Imobilizado inicial.
- Investimentos.
- Valorização do imobilizado inicial e dos investimentos.
- Amortizações.
- Subsídios ao investimento e imobilizações afectas às concessões em BT.

De seguida, aborda-se cada um destes temas descrevendo brevemente a situação actual e alternativas possíveis a considerar no futuro.

Imobilizado inicial

O RT trata de forma diferente o imobilizado inicial no cálculo dos proveitos a proporcionar pelas tarifas a facturar pela REN e no cálculo dos proveitos a proporcionar pelas tarifas a facturar pela EDP Distribuição. Em relação à REN está prevista a remuneração de activos, embora de forma diferenciada para cada uma das actividades. No que se refere às actividades de Distribuição e Comercialização não é efectuada qualquer referência quanto à consideração dos activos no cálculo dos preços base.

Relativamente à REN estão considerados explicitamente os “terrenos destinados à instalação de centrais”, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (AEE), os activos associados às funções de gestão do sistema, ao acerto de contas e à gestão das relações comerciais, na actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) e os “activos afectos ao transporte”, na actividade de Transporte de Energia Eléctrica (TEE).

Quanto à situação de partida para o primeiro período tarifário (1999-2001), todo o património apresentado pelas empresas para cada uma das actividades reguladas foi reconhecido pela ERSE para efeitos de regulação.

Que activos fixos devem ser considerados no imobilizado inicial de cada uma das actividades?

Quando se fala em activos fixos somos imediatamente levados a associar ao conceito de bens patrimoniais em exploração, ou seja, bens utilizados, directa ou indirectamente, na produção dos bens ou serviços das actividades operacionais, ou, no caso presente, de cada uma das actividades reguladas. Este conceito pode, no entanto, não ser o mais consentâneo com a realidade uma vez que se admitirmos como definição de “fixo” um tempo de permanência na empresa superior ao do ciclo operacional anual, existem outros activos imobilizados, nomeadamente incorpóreos, em relação aos quais poderão existir razões para ser considerados, igualmente, como contribuintes para a formação dos proveitos de cada actividade regulada. São disto exemplo estudos prévios com investimentos previstos realizar mas que, por razões devidamente justificadas, não vieram a ser concretizados.

Em relação aos activos imobilizados corpóreos em exploração comuns a mais do que uma actividade, há ainda que ter em conta o modo como são afectos a cada uma delas.

É, pois, necessário precisar explicitamente que activos devem ser considerados na formação dos preços, ao nível de cada uma das actividades reguladas.

Refira-se a este propósito que foi aceite a afectação de todo o imobilizado corpóreo específico à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, inclusive contadores, ficando a actividade de

Comercialização, com os restantes bens e equipamentos não básicos, normalmente designados por “imobilizado não específico”.

Investimentos

Tão importantes como os activos fixos iniciais, os activos fixos que crescem anualmente ao património das empresas reguladas, independentemente de quem os constrói, constituem outra componente a que a ERSE tem dado particular atenção no estabelecimento das tarifas anuais. Neste primeiro período de regulação, e dado o tipo de regulação adoptada, a questão dos investimentos tem-se posto exclusivamente para as actividades da REN a qual, respeitando o estipulado no RT, tem vindo a enviar anualmente uma caracterização física das obras de investimento previstas para os períodos seguintes bem como as respectivas datas previstas de entrada em exploração. Não sendo as actividades de DEE e CEE remuneradas do mesmo modo, a EDP Distribuição só é obrigada a enviar o mesmo tipo de informação sobre as obras de investimento quando se inicia um novo período de regulação, muito embora, anualmente, tenha de enviar o orçamento de investimentos por actividade.

No que respeita à REN, a ERSE tem aceite a inclusão dos investimentos propostos pela empresa para efeitos de regulação.

A última avaliação de património das empresas reguladas, realizada por uma entidade externa, foi efectuada com referência a 31 de Dezembro de 1992. No entanto, anualmente, as demonstrações financeiras das empresas, quer enquanto empresa na sua globalidade, quer para cada uma das suas actividades, têm sido auditadas por empresas especializadas.

Há necessidade de efectuar uma avaliação do património das empresas reguladas?

Valorização do imobilizado inicial e dos investimentos

Para além da realização física dos activos fixos importa também abordar os critérios de valorização utilizados para registar contabilisticamente esses activos fixos.

As imobilizações corpóreas das empresas reguladas estão mostradas pelos valores que resultaram do processo de reestruturação da EDP, S.A., em referência a 1 de Janeiro de 1994, que deu origem às actuais empresas e que por sua vez resultou da avaliação efectuada em 1992 utilizando o método do custeio do valor actual de reposição ou “Valor dos Activos Actuais Equivalentes” (Modern Equivalent Asset Value), acrescidos dos bens adquiridos ou construídos posteriormente, valorizados ao custo de aquisição ou construção.

Avaliar activos significa avaliar a empresa. Importa decidir qual a metodologia de valorização que deve ser utilizada, i.e., se se deve usar o valor actual de reposição, ou o custo de substituição do equipamento ou o custo histórico, ou ainda se se deve calcular o valor do imobilizado com base no valor de mercado da empresa, quando cotada em bolsa. Coloca-se também a questão de saber se se devem valorizar os activos construídos e em exploração ou o serviço que esses mesmos activos fornecem.

A valorização dos activos de uma empresa regulada, para efeito de regulação, dá início a um fenómeno circular. Com efeito, valorizam-se os activos para determinar a base do que deve ser remunerado; de seguida, a remuneração estabelecida tem impacto no valor da empresa e no valor de base dos activos.

Os investimentos efectuados pela REN e pela EDP Distribuição que não tenham entrado ainda em exploração são mostrados contabilisticamente em imobilizações em curso e incorporam, para além dos custos externos com aquisição de bens e mão-de-obra, os custos internos com materiais diversos, mão-de-obra, encargos de estrutura e encargos financeiros capitalizados (e diferenças de câmbio, quando devidas) resultantes de empréstimos bancários contraídos para os financiar.

Relativamente aos valores dos investimentos a custos técnicos efectuados pela REN (valor dos investimentos efectuados pela empresa antes de encargos financeiros), a ERSE tem aceite os valores apresentados.

Os activos fixos para efeitos de remuneração deverão ser reavaliados ou não, uma vez que a última reavaliação ocorreu em 1992?

Que métodos de avaliação de activos utilizar?

Que taxas devem ser utilizadas para reavaliar os activos fixos?

A questão da reavaliação dos activos para efeitos de base de remuneração deve ser acompanhada da análise da taxa de remuneração a utilizar - se uma taxa de remuneração a preços reais ou a preços nominais.

Esta reflexão coloca-se, igualmente em relação à valorização dos activos fixos das actividades da distribuição, uma vez que se vai dar início à fase de cálculo dos novos preços base para o novo período regulatório a iniciar em 2002.

Os novos investimentos devem ser valorizados de forma diferente dos já existentes?

Como incentivar as empresas a investir no longo prazo, em vez de investir para ter resultados a curto prazo?

Amortizações

A política de amortizações seguida é, igualmente, um factor condicionante da estabilidade tarifária.

Existem duas perspectivas distintas sobre o conceito de amortização:

- A amortização enquanto retribuição adicional proporcionada por um activo fixo, durante o seu período de vida útil, que complementa o rendimento anual médio que se espera obter pelo investimento nele efectuado. Esta perspectiva trata a amortização como um “abate” anual do valor de aquisição por contrapartida dos proveitos, durante o seu período de vida útil.
- A amortização enquanto montante a recuperar anualmente de modo a que o activo fixo em causa se mantenha em condições óptimas de funcionamento. A amortização acumulada funciona, assim, como se de uma reserva de financiamento se tratasse.

Esta última definição, embora pareça simples e linear, coloca no entanto a questão de saber se o valor da amortização anual deve reflectir o valor actual de substituição, uma vez que se pretende que a amortização acumulada tenha um valor que permita substituir o bem em causa.

A abordagem assumida pelas empresas reguladas está de acordo com o primeiro conceito. O método utilizado para cálculo da parcela anual de amortização é o método das quotas constantes (valor anual igual em função do número de anos de vida útil), utilizando taxas específicas para a EDP, S.A., segundo tabela aprovada por despacho governamental, as quais, genericamente, não se afastam das utilizadas noutros sectores, à excepção das taxas referentes aos equipamentos básicos específicos afectos às actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica.

Podem-se, no entanto, amortizar os activos com perfis de amortização diferentes que, para além da estabilidade tarifária, assegurem, por exemplo, capacidade de autofinanciamento em alturas em que as empresas tenham de fazer investimentos avultados.

Importa ter presente que os montantes amortizados anualmente equivalem a um fluxo monetário liberto, que pode ser usado para o autofinanciamento das empresas reguladas, mas também pode ser usado para financiar outras actividades não reguladas, ou ainda, para distribuir pelos accionistas das empresas.

Apesar de, do ponto de vista económico, o perfil de amortização escolhido não ter impacte, os investidores, em geral, têm preferência por liquidez e estão interessados em processos de amortização rápidos. Os consumidores, por sua vez, também têm preferências por liquidez imediata, querendo portanto amortizações mais lentas, pois isso permite-lhes pagar menos hoje em detrimento de pagamentos futuros mais elevados.

Relativamente aos terrenos também eles têm sido amortizados, estando as taxas utilizadas e a prática suportadas por despacho legal. A ERSE, como já se referiu anteriormente, tendo aceite o valor dos terrenos dos centros electroprodutores para efeitos de regulação tem, igualmente, considerado o valor das amortizações anuais como fazendo parte dos proveitos permitidos a serem recuperados pela tarifa de Energia e Potência.

Qual é o método de cálculo das amortizações mais adequado para efeitos de regulação?

Os tempos de vida útil utilizados reflectem o que habitualmente se pratica em empresas congéneres?

Deve-se aceitar as amortizações praticadas actualmente ou há motivos para a regulação estabelecer níveis de amortizações com prazos e perfis diferentes?

Subsídios ao investimento e Imobilizações afectas às concessões em BT

Factor igualmente importante na formação do valor base final dos activos fixos para efeitos de remuneração é a existência de imobilizações participadas por terceiros, total ou parcialmente, em espécie ou financeiramente e, dentro destas, por fundos comunitários ou por clientes. Para além destas situações, existem ainda imobilizações afectas às concessões de distribuição de energia eléctrica em BT, patrimónios dos municípios concedentes que, por não terem sido alienados, continuam na sua posse, apesar da exploração se encontrar, neste momento, afecta à EDP Distribuição.

Estas duas situações configuram uma realidade semelhante: os activos fixos a que respeitam não envolveram quaisquer custos para as empresas pelo que estas mostram os correspondentes valores dos subsídios aos investimentos (REN e EDP Distribuição) e das imobilizações afectas às concessões (EDP Distribuição) em rubricas dos seus passivos, líquidos das respectivas amortizações acumuladas, uma vez que por aparecerem nos activos das empresas são amortizados às mesmas taxas que os imobilizados próprios das empresas havendo, por isso, necessidade de compensar anualmente tais custos por contrapartida de proveitos.

Este tratamento contabilístico que tem sido dado aos subsídios aos investimentos (participações) e aos imobilizados afectos às concessões em BT tem justificado a sua inclusão, a deduzir aos valor dos activos, no calculo do valor base de remuneração.

Todos os subsídios ao investimento deverão continuar a ter o mesmo tratamento na formação das tarifas de energia eléctrica?

As avaliações/reavaliações efectuadas nos activos tiveram as correspondentes contrapartidas nos valores dos respectivos subsídios?

Como tratar o valor remanescente dos subsídios ao investimento afectos a activos fixos que sejam alienados antes do final da vida útil?

Valor final base para efeito de remuneração

O valor final base para efeito de remuneração encontra-se previsto no RT em cada fórmula de cálculo do nível de proveitos anuais que cada uma das actividades reguladas deve proporcionar por aplicação das respectivas tarifas, configurando essas fórmulas que o valor seja calculado como a média simples dos valores líquidos do imobilizado corpóreo em exploração deduzidos dos valores líquidos dos subsídios para investimento no início e no final de cada ano, aceites pela ERSE.

O cálculo do valor final para efeitos de remuneração deve utilizar a média dos valores líquidos do início e do final do ano? Os valores líquidos no início do ano? Os valores líquidos no final do ano? A média ponderada dos valores líquidos mensais?

Um aspecto que pode assumir grande importância no cálculo do valor base dos activos para efeitos de remuneração é o que se prende com a possibilidade de, de tempos em tempos, alguns activos fixos poderem vir a tornar-se total ou parcialmente redundantes, por razões de inovação tecnológica ou por uma reconhecida necessidade de economia de escalas.

Perante a possibilidade de alguns activos poderem vir a tornar-se total ou parcialmente redundantes, quando se deve actuar? *A priori* ou *a posteriori*?

Que acções devem ser tomadas relativamente aos activos fixos, às amortizações, e se aplicável, aos subsídios ocorridos?

O Processo de Regulação

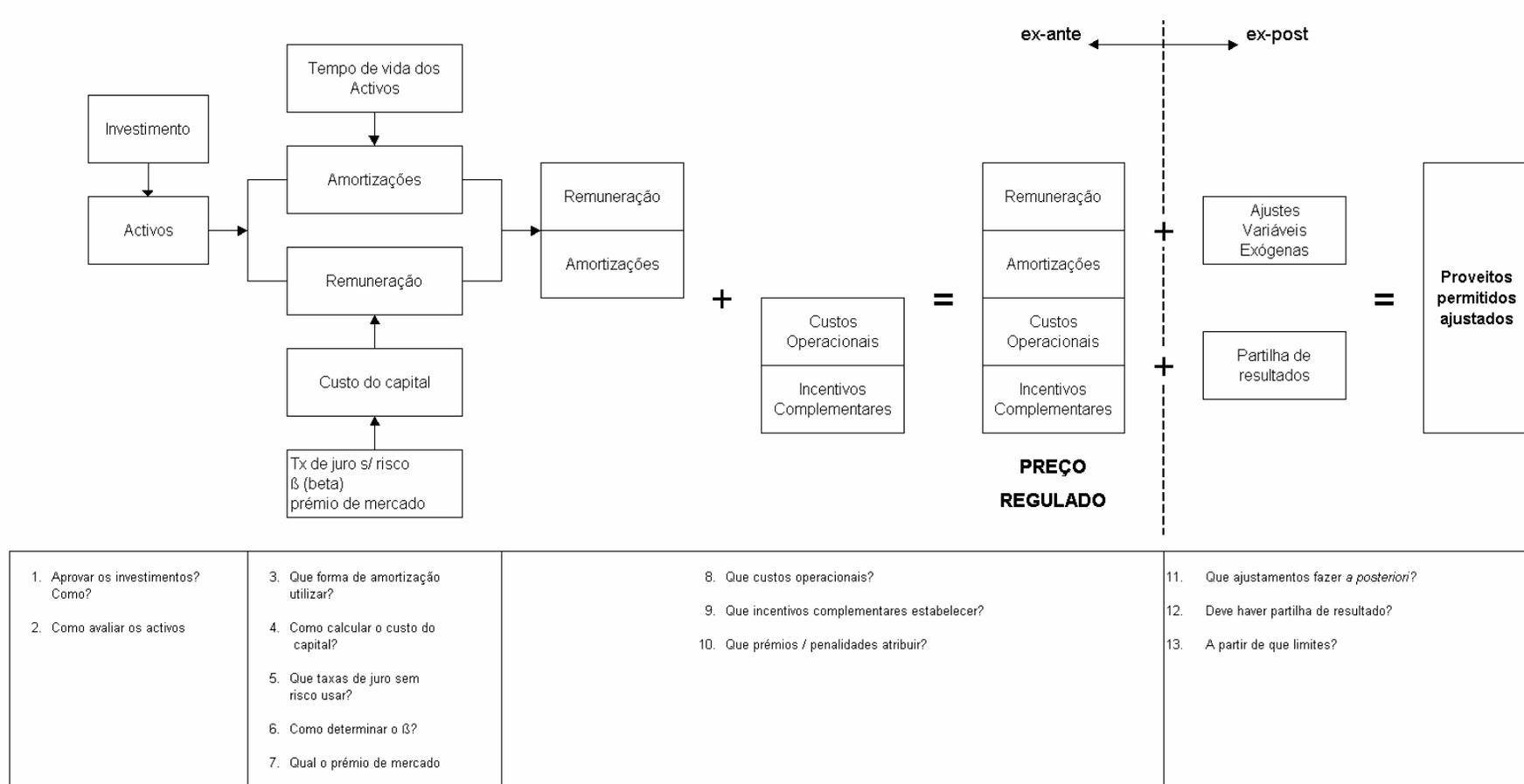


Figura 6-2

7 COMO MELHORAR O DESEMPENHO AMBIENTAL DO SECTOR ELÉCTRICO

O sector eléctrico é responsável por diversos e significativos impactes ambientais, pelo que o seu desenvolvimento deve incorporar preocupações de natureza ambiental. Aliás, é imperativo nacional e comunitário que as políticas de ambiente sejam consideradas na definição das políticas de desenvolvimento de outros sectores económicos.

7.1 CARACTERIZAÇÃO SUMÁRIA DOS IMPACTES AMBIENTAIS ASSOCIADOS AO SECTOR ELÉCTRICO

No que respeita à produção, destacam-se os seguintes impactes ambientais:

- Em termos de contribuição para a acidificação, em 1998, o sector eléctrico contribuiu com cerca de 50% das emissões de SO₂ e 20% das emissões de NO_x para o total nacional.
- Em termos de alterações climáticas, em 1998, o sector eléctrico foi responsável por cerca de 33% das emissões totais de CO₂.
- As centrais termoeléctricas são responsáveis pela produção de vários resíduos, alguns considerados perigosos.
- A produção hidroeléctrica, embora isenta de emissões atmosféricas na fase de operação, é responsável por outro tipo de impactes, também dependentes do tipo de aproveitamento. Em termos de impacto sobre a biodiversidade e ocupação de espaço, basta referir os cerca de 218 km² (área do espelho de água) alagados pelos actuais aproveitamentos, o que corresponde a quase três vezes a área do Concelho de Lisboa.

Relativamente ao transporte e distribuição, destacam-se:

- Utilização de equipamentos contendo substâncias perigosas (ex. PCB), cujo impacto se faz sentir em caso de acidente (derrames, etc.) bem como pelo tipo de resíduos que gera.
- Os impactes sobre a avifauna provocados pelas linhas aéreas.
- O potencial risco para a saúde humana, e restante ecossistema, da exposição a campos electromagnéticos.

7.2 RESTRIÇÕES AMBIENTAIS IMPOSTAS AO SECTOR

Para além da responsabilidade que o sector eléctrico tem na minimização dos impactes referidos, existem diversas normas legais ou regulamentares que enquadram o seu desenvolvimento. Não sendo objectivo deste Capítulo efectuar um levantamento exaustivo destas restrições, destacam-se as seguintes:

- Limites de emissões acordados para o sector no Programa Nacional de Redução de Emissões, nomeadamente para o SO₂ e o NO_x. De acordo com um estudo⁹ do Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, verifica-se que, apesar dos esforços que têm vindo a ser realizados, o limite máximo imposto às emissões anuais de NO_x tem sido ultrapassado em anos secos.
- Aguarda-se que seja aprovada, a breve prazo, uma política nacional sobre alterações climáticas. É também expectável que neste âmbito venham a ser estabelecidos tectos para as emissões de gases de efeito de estufa, em especial o CO₂. No estudo anteriormente referido foi efectuado um exercício em que se distribuiu a “folga” de 40%¹⁰ para as emissões de CO₂ de acordo com a estrutura de emissões em 1990, tendo-se verificado que o sector eléctrico já ultrapassou esta margem.
- A recente legislação de avaliação de impactes ambientais (AIA) alarga o leque de instalações sujeitas a AIA, nomeadamente a alguns parques eólicos¹¹ e a um maior número de instalações da rede de transporte¹². De salientar ainda que o parecer do Ministério do Ambiente e Ordenamento do Território sobre a AIA tem carácter vinculativo.
- Foi recentemente transposta para o ordenamento jurídico nacional a directiva sobre a prevenção e controlo integrado da poluição (IPPC), sendo criada a figura da licença ambiental. Nesta licença é estabelecido um conjunto de condições¹³ a observar na operação e funcionamento da instalação com o objectivo de prevenção e controlo da poluição. As

⁹ Este estudo está disponível na página da ERSE na internet (<http://www.erse.pt>) e foi elaborado no âmbito de um contrato de consultoria técnica celebrado entre a ERSE e a FCT/UNL.

¹⁰ O Protocolo de Quioto (Dez. 1997), assinado no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (<http://www.unfccc.org>), estabelece compromissos quantificados no que se refere às emissões de gases de efeito de estufa, onde se inclui o CO₂. Para a União Europeia foi acordada uma redução de 8% dos gases de efeito de estufa, relativamente ao ano de 1990. Posteriormente foi feita a distribuição pelos diversos Estados-membros da União Europeia, tendo sido atribuída a Portugal a possibilidade de aumentar as suas emissões de gases de efeito de estufa em 27%, relativamente ao ano de 1990. A nível nacional, tem sido assumido, nomeadamente por entidades oficiais, que este valor corresponde à possibilidade de aumentar em 40% as emissões de CO₂.

¹¹ Função das características do próprio parque e da sensibilidade do local.

¹² Linhas de tensão igual ou superior a 110 kV e com comprimento superior a 10 km, bem como as linhas de tensão igual ou superior a 110 kV localizadas em áreas sensíveis (ex. Rede Natura 2000).

¹³ Valores limite de emissão, medidas de monitorização, etc.

actuais instalações de produção detentoras de um contrato de aquisição de energia terão igualmente que obter, até Outubro de 2007, a licença ambiental anteriormente referida, havendo que analisar o impacte desta medida na economia dos contratos.

7.3 MEDIDAS PARA MELHORAR O DESEMPENHO AMBIENTAL DO SECTOR

São diversas as medidas que podem ser tomadas de modo a melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico. Destacam-se as seguintes:

- O planeamento integrado de recursos (IRP) permite que a escolha das formas de energia seja feita de modo a minimizar impactes ambientais. Utilizar gás ou electricidade para aquecimento? Cogeração ou a solução tradicional? Estes são exemplos de matérias que devem ser objecto de políticas claras.
- As medidas de gestão da procura (DSM) permitem diminuir o nível de consumo e alterar o respectivo diagrama de carga.
- Dentro das medidas de gestão da produção, destaca-se a escolha do tipo de produção (combustível, tecnologia) de modo a minimizar o impacte ambiental. Neste âmbito enquadra-se a escolha de combustíveis menos intensivos em carbono (sendo disso exemplo o gás natural), “combustíveis” renováveis e a selecção de tecnologias com rendimentos superiores (cogeração e ciclo combinado). Os incentivos dados à produção em regime especial (renováveis, resíduos e cogeração), desenvolvidos mais adiante, incluem-se neste tipo de medidas.
- A aplicação de medidas de “fim de linha”¹⁴ permite a redução de diversos impactes. Nesta área pode referir-se a instalação de precipitadores electrostáticos, queimadores de baixo NO_x e dessulfuradores.
- Relativamente ao transporte e distribuição, são de referir, ente outras medidas, a importância da correcta escolha de traçados, a utilização de dispositivos minimizadores do impacte sobre a avifauna (bóias, apoios para ninhos, etc.) e uma correcta gestão dos resíduos.

A ordem de aplicação das medidas não deve ser arbitrária. De um modo geral, quanto mais a montante (no sentido de mais próximo da origem do problema) se actuar melhores são os resultados, nomeadamente em termos de custos.

¹⁴ A denominação de “fim de linha” é utilizada no sentido de se tratarem de dispositivos que são, normalmente, aplicados no final do processo, o que não é inteiramente verdade no caso de queimadores de baixo NO_x.

Os custos com as medidas destinadas a melhorar o desempenho ambiental do sector são reflectidos nas tarifas de energia eléctrica.

Quais as soluções técnico-económicas que asseguram preços de energia eléctrica competitivos e promovem um melhor desempenho ambiental do sector?

7.4 COMPETÊNCIAS E ACTUAÇÃO DA ERSE

Existem diversas razões que justificam o acompanhamento atento, pela ERSE, do desempenho ambiental do sector eléctrico, designadamente:

- A ERSE dá parecer sobre o plano de expansão do sistema electroprodutor do SEP. Tendo em conta as políticas comunitárias e nacionais de apoio à produção em regime especial (renováveis, resíduos e cogeração) é de esperar que nos próximos anos se verifique um acréscimo significativo deste tipo de produção. Deste modo, este plano deve considerar a crescente importância deste tipo de produção que, embora não planeada, vende a sua produção ao SEP.
- A ERSE dá parecer sobre o plano de investimentos na RNT. Tal como referido anteriormente, é expectável um forte crescimento da produção em regime especial que obrigará a que o desenvolvimento e expansão da rede de transporte tenha em conta esta realidade. Actualmente, é já reconhecido¹⁵ que existem pontos da RNT em que se podem registar restrições à recepção de energia pelo que o plano de investimentos na RNT deverá considerar o desenvolvimento da produção a partir de fontes renováveis.
- A fixação das tarifas, responsabilidade da ERSE, deve induzir uma utilização racional da energia. A estrutura tarifária deve contribuir para atingir este objectivo, permitindo uma melhor utilização dos meios de produção, transporte e distribuição.

¹⁵ A ERSE celebrou um contrato de consultoria técnica com o INESC-Porto, ao abrigo do qual foi elaborado um estudo sobre este e outros assuntos cujo relatório final se encontra disponível na página da ERSE na internet (<http://www.erse.pt>).

- Os produtores em regime especial¹⁶ originam sobrecustos que se reflectem nas tarifas. O SEP é obrigado a adquirir este tipo de produção de acordo com um tarifário baseado na metodologia dos custos evitados que considera três parcelas (fixa¹⁷, variável¹⁸ e ambiental¹⁹).

Será a metodologia de remuneração dos produtores em regime especial baseada em custos evitados a mais adequada?

A diferença entre o valor pago aos produtores em regime especial e o custo em que o SEP incorreria para fornecer aquela mesma energia²⁰ define o sobrecusto da produção em regime especial.

Como calcular o sobrecusto resultante da aquisição a produtores em regime especial?

Que parcelas considerar?

Como calcular “o custo em que o SEP incorreria para produzir a mesma energia”?

De acordo com o RT, este sobrecusto é incluído na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os clientes (vinculados e não vinculados). Refira-se, a este propósito, que noutros países existem esquemas diferentes de incentivo a este tipo de produção, nomeadamente certificados verdes e esquemas competitivos para selecção de projectos.

- Para além do sobrecusto, o RT prevê a inclusão nas tarifas de outros custos relacionados com matérias ambientais, nomeadamente com medidas de minimização de impactes ambientais e com medidas de gestão da procura. Como é sabido, as actividades de distribuição e comercialização são reguladas por um mecanismo do tipo preço máximo (*price-cap*), pelo que a empresa terá tendência em reduzir os investimentos. Assim, há que evitar este efeito e permitir que o desempenho ambiental não seja prejudicado. Estes temas são tratados no Capítulo 6 deste documento, havendo necessidade de se definir em que tarifa incluir estes custos e que tipo de custos devem ser aceites pela ERSE.

Quais os custos relacionados com medidas para melhoria do desempenho ambiental que podem ser considerados para efeitos de cálculo das tarifas de energia eléctrica?

¹⁶ Lembra-se que a produção em regime especial compreende: cogeração e produtores que têm por base fontes de energia renováveis (potência limitada a 10 MW para a hídrica) ou resíduos.

¹⁷ Essencialmente relativa a custos de investimento na produção ou, para alguns casos, na rede.

¹⁸ Essencialmente relativa a custos de combustível.

¹⁹ Valorização da tonelada de CO₂ evitada.

²⁰ O Regulamento Tarifário define o método de cálculo (art.º 23.º, n.º 9).

Em que tarifas devem ser considerados?

A actuação da ERSE pode e deve induzir comportamentos, tanto do lado da procura como da oferta, que permitam a melhoria do desempenho ambiental do sector. Este objectivo é conseguido através de correctos sinais económicos, essencialmente transmitidos na regulação tarifária.

Que incentivos considerar para promover uma utilização eficiente da energia eléctrica que induza nos agentes do sector a implantação de medidas de gestão da procura?

Como pode o sector eléctrico contribuir para que Portugal cumpra os compromissos assumidos em Quioto?

Que incentivos considerar para melhorar o desempenho ambiental dos produtores de energia eléctrica?

Que incentivos considerar para melhorar o desempenho ambiental dos operadores de redes eléctricas?

Como podem a ERSE e os agentes do sector contribuir para melhorar a informação aos cidadãos sobre os impactes ambientais associados ao sector eléctrico?

Anexos

Anexo I PROJECTO DE CRIAÇÃO DO CENTRO DE ARBITRAGEM DO SECTOR ELÉCTRICO

A ERSE considera que a melhor forma de dar expressão ao dever legal e estatutário de promoção da arbitragem voluntária no sector eléctrico passa pela criação de um centro de arbitragem para o sector eléctrico. Neste sentido, em Dezembro de 1998, a ERSE, em colaboração com o Instituto do Consumidor, elaborou um documento destinado a analisar a viabilidade e interesse em avançar com a criação do referido centro, enviando-o a um conjunto alargado de entidades. Em 5 de Fevereiro de 1999, em reunião nas instalações da ERSE, as entidades consultadas foram convidadas a comentar o documento atrás mencionado. Na sequência da mesma reunião foram promovidas as seguintes actividades:

- Auscultação dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes.
- Elaboração dos projectos de regulamento do centro, dos estatutos da respectiva associação e de um protocolo de apoio técnico e financeiro.
- Recolha de elementos sobre a resolução de conflitos emergentes do sector eléctrico junto dos centros de arbitragem, das entidades vocacionadas para a defesa do consumidor e da actual EDP Distribuição.

O modelo proposto para o Centro de Arbitragem do Sector Eléctrico contempla uma competência alargada a todo o território continental português, sem limite de valor e para todos os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual estabelecido no âmbito do sector eléctrico. Além da arbitragem propriamente dita, o referido centro desenvolveria funções de informação permanente, mediação e conciliação. Apenas as fases de conciliação e arbitragem determinariam o pagamento do serviço prestado, proporcionalmente ao valor do litígio.

A arbitragem seria realizada por um juiz-árbitro residente. Por acordo das partes, este poderia ser substituído por outro (tribunal singular) ou cada parte nomearia um árbitro e estes designariam um terceiro que presidiria (tribunal colectivo). Este centro teria ainda a incumbência de preparar e disponibilizar uma lista de peritos que poderiam ser chamados nessa qualidade ou na de juiz-árbitro. O tribunal arbitral constituído para cada caso concreto teria capacidade para se deslocar e realizar a arbitragem no local mais próximo do conflito. O centro funcionaria em estreita colaboração com outras entidades e organismos com responsabilidades na resolução de conflitos, proporcionando uma cooperação recíproca nos assuntos relativos ao sector eléctrico.

Esta iniciativa recebeu o apoio e a disponibilidade de participação de uma parte significativa das entidades consultadas.

A EDP Distribuição considerou, na altura, não ser oportuna a criação de um centro de arbitragem específico para o sector eléctrico, autónomo dos demais serviços públicos essenciais, o que inviabilizou o desenvolvimento deste projecto.

Anexo II LIGAÇÃO ÀS REDES

O RRC estabelece a seguinte classificação para os elementos de rede necessários para proporcionar a ligação de uma instalação à rede:

- Elementos de rede para uso exclusivo – elementos de rede por onde esteja previsto transitar energia eléctrica consumida apenas na instalação em causa.
- Elementos de rede construídos exclusivamente para ligação de uma instalação – elementos de rede construídos para alimentação de uma instalação cuja construção não seria previsível pelo desenvolvimento dos consumos de outras instalações.
- Elementos de rede de uso partilhado – elementos de rede também necessários à ligação de outras instalações à rede cuja existência não seja consequência directa da instalação a ligar à rede.

O RRC estabelece que a responsabilidade pela cobertura dos encargos com a construção dos elementos de rede para uso exclusivo e com os elementos de rede construídos exclusivamente para ligação de uma instalação à rede constitui obrigação do requisitante. Uma vez construídos, estes elementos passam a ser propriedade dos operadores das redes.

A cobertura dos encargos relativos a elementos de rede de uso partilhado é tratada no RRC que estabelece as seguintes disposições:

- O distribuidor vinculado e a entidade concessionária da RNT poderão exigir, de uma forma não discriminatória, que o requisitante participe nos custos de reforço da rede.
- Para ligações em MAT e AT a participação será objecto de acordo entre o requisitante e a entidade concessionária da RNT ou o distribuidor vinculado.
- Para ligações em MT e em BT a participação é proporcional à potência requisitada.
- Os valores da participação para ligações em MT e em BT são aprovados pela ERSE com base em proposta fundamentada apresentada pelo distribuidor vinculado.

Dando cumprimento ao RRC, a ERSE publicou o Despacho n.º 14030-A/99 que aprovou os valores de participação nos custos de reforço da rede (elementos de rede de uso partilhado) para ligações em BT e MT. Actualmente estes valores estão fixados em 7 500\$/kVA e 17 700\$/kVA, respectivamente para as redes de MT e BT.

No quadro seguinte indicam-se os valores das potências de referência publicados no despacho anteriormente mencionado.

Valores de Potência de Referência (kVA)	
MT	2000
BT	
- Lisboa e Porto	80
- Restantes cidades e em 38 aglomerados populacionais (lista elaborada pelo DV)	50
- Restantes redes de distribuição	20

Estudos e orçamentos de ligação à rede

Os estudos e orçamentos para construção de ligações às redes do SEP de instalações consumidoras de energia eléctrica são objecto do RRC que estabelece as seguintes disposições:

- Na sequência da apresentação de uma requisição para ligação às redes do SEP que satisfaça as condições legais e técnicas para o efeito, o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT devem promover a apresentação ao requisitante de um orçamento para a construção dos elementos de rede necessários à ligação.
- Os orçamentos devem ser discriminados pelos tipos de elementos de rede necessários para proporcionar a ligação requisitada.
- Os orçamentos devem ser comunicados, por escrito, ao requisitante, nos prazos de 15 e 30 dias úteis para ligações em BT e MT, respectivamente. Para todas as ligações em AT e MAT e nas ligações em BT e MT em que a natureza dos estudos a realizar não possibilite o cumprimento dos prazos atrás referidos, a apresentação do orçamento deve ser efectuada em prazo a acordar com o requisitante.
- O distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT têm direito a ser compensados dos encargos que tenham suportado com os estudos de elaboração do orçamento.

Importa referir que o RARI estabelece prazos diferentes dos anteriormente indicados para a realização dos estudos relacionados com a ligação às redes do SEP por parte dos agentes do SENV, designadamente:

- 15 dias úteis nos casos em que não se verifique a necessidade de proceder à elaboração de estudos adicionais de avaliação da existência de capacidade de transporte ou de distribuição suficiente para proporcionar o acesso à rede.
- 60 dias úteis após a data de notificação no caso de se justificar a necessidade de efectuar estudos adicionais.

O Despacho n.º 17171-A/99 da ERSE fixou as regras aplicáveis ao cálculo dos valores a debitar pelo distribuidor vinculado ou pela entidade concessionária da RNT relativos aos encargos suportados com os estudos realizados para elaboração dos orçamentos para a construção dos elementos de rede necessários à ligação de instalações de utilização às redes do SEP.

De acordo com o disposto neste despacho, os estudos necessários à elaboração dos orçamentos podem ser dos seguintes dois tipos:

- Estudos preliminares expeditos, baseados nos elementos de cartografia disponíveis, para obtenção de uma estimativa orçamental do valor global da obra de construção da ligação. Os encargos com a realização dos estudos preliminares em BT e MT são suportados pelo distribuidor vinculado.
- Estudos definitivos necessários à elaboração do orçamento definitivo que podem compreender, designadamente, a realização de trabalhos de topografia e piquetagem, projecto de execução, negociação de eventuais indemnizações a terceiros, obtenção de autorizações de estabelecimento e exploração dos elementos de rede. Os encargos com os estudos definitivos são suportados pelos requisitantes, mesmo que venham a optar pela não concretização da ligação.

Para as ligações em BT e MT, o distribuidor vinculado apresenta aos requisitantes orçamentos elaborados com base em estudos preliminares expeditos, normalmente suficientes para o efeito. Há, no entanto, situações de complexidade técnica ou de localização da ligação em que só é possível elaborar o orçamento após a realização dos estudos definitivos.

Sempre que os orçamentos sejam apresentados com base em estudos preliminares, podem incluir uma cláusula de salvaguarda relativa à possibilidade de serem revistos quando ocorrerem factos supervenientes que inviabilizem o traçado em que se basearam.

O valor dos estudos preliminares e definitivos necessários à orçamentação de ligações à RNT, dada a especificidade e difícil previsibilidade da extensão e composição dos trabalhos e serviços necessários em cada caso, é acordado directamente entre o requisitante e a entidade concessionária da RNT.

As metodologias de valorização dos estudos para elaboração dos orçamentos para ligações à rede de distribuição estão consagradas no artigo 4.º do Despacho 17171-A/99. Para ligações em BT, nos casos em que a ligação à rede envolve unicamente a construção de elementos de rede de uso exclusivo, os valores dos estudos definitivos são tabelados de acordo com as metodologias a seguir indicadas:

- Para as ligações aéreas com comprimento até 100 metros, os valores são função do número de apoios necessários à ligação e do seu comprimento.
- Para ligações subterrâneas ou mistas, para potências requisitadas iguais ou inferiores a 207 kVA e comprimentos até 100 metros, os valores dos estudos são função do comprimento em metros e da potência requisitada em kVA.

No caso do estabelecimento ou modificação de canalizações subterrâneas, o valor dos estudos definitivos corresponde a 3% do valor da estimativa orçamental (ligações em BT e MT) ou do orçamento (ligações em AT).

Em todos os restantes casos, o valor dos estudos definitivos é calculado por aplicação da fórmula seguinte:

$$V = a \cdot O + b$$

em que:

V - Valor dos estudos definitivos (em milhares de escudos)

O - Valor dos custos da estimativa orçamental da obra (para BT e MT) ou do orçamento (para AT) (em milhares de escudos)

a e b - Coeficientes que assumem os valores indicados na tabela seguinte:

O (10 ³ PTE)	a	B (10 ³ PTE)
≤ 50 000	0,065	0
] 50 000; 100 000]	0,055	500
] 100 000; 250 000]	0,045	1 500
] 250 000; 1 000 000]	0,035	4 000
> 1 000 000	0,025	14 000

Anexo III RELACIONAMENTO COMERCIAL COM O DISTRIBUIDOR

Cálculo do valor da caução

O cálculo do valor das cauções é efectuado de acordo com o Despacho n.º 21496-A/99 da ERSE. Este despacho adoptou os critérios anteriormente estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 103-C/89 em relação aos clientes em MAT, AT, MT e BTE. O valor das cauções destes clientes é calculado por aplicação da fórmula seguinte:

$$V_c = 2 \cdot E_{pm} + P_c \cdot H_u \cdot P_e$$

Para os clientes em BTN, o valor das cauções é obtido por aplicação da fórmula seguinte:

$$V_c = 1,5 \cdot E_{pm} + P_c \cdot H_u \cdot P_e$$

Em que:

V_c – Valor da caução (em escudos);

E_{pm} – Encargo de potência mensal com os valores publicados anualmente pela ERSE (em escudos);

P_c – Potência contratada (em kVA ou kW);

H_u – Número de horas de utilização da potência contratada (em horas);

P_e – Preço da energia aplicável com os valores publicados anualmente pela ERSE (em escudos por kWh).

A correspondência do valor da caução a 2 meses de consumo para os clientes em MAT, AT, MT e BTE foi fundamentada no facto do prazo de pagamento previsto para estes clientes ser de 26 dias a contar da data de apresentação (recepção) da factura. Considerando 4 dias para o serviço postal e a possibilidade de ser accionada a caução no primeiro dia de incumprimento da obrigação de pagamento, os débitos a realizar nesta última data atingem 2 meses de consumo.

Para os clientes em BTN, seguindo o mesmo raciocínio (4 dias relativos ao serviço postal mais 10 dias de prazo de pagamento), o valor da caução deverá respeitar a 1,5 meses de consumo.

Equipamentos de medição de energia eléctrica

De acordo com o articulado do RRC, os equipamentos de medição de energia eléctrica devem observar, entre outras, as seguintes disposições regulamentares:

- Os equipamentos de medição devem permitir a visualização das variáveis utilizadas na facturação.

- As classes de precisão mínimas dos contadores de energia activa, por níveis de tensão de fornecimento, são as indicadas no quadro seguinte:

Níveis de tensão de fornecimento	Classes de precisão
BT	2
MT	1
AT	0,5
MAT	0,2

- Os contadores de energia reactiva devem ter uma classe de precisão mínima de 3, qualquer que seja o nível de tensão de fornecimento.
- Os aparelhos de medição e os circuitos que os alimentam devem ser selados.
- Os equipamentos de medição devem ser verificados de forma obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na regulamentação das condições específicas a observar no exercício do controlo metrológico relativo a contadores de energia eléctrica, em harmonia com as directivas comunitárias aplicáveis e o disposto no Regulamento do Controlo Metrológico dos Contadores de Energia Eléctrica Activa, em Corrente Alternada, de Uso Corrente.
- Quando existe duplo equipamento de medição é obrigatório o ajuste dos respectivos aparelhos, sempre que a diferença entre as medições dos dois equipamentos, num período de facturação, seja superior a:
 - 2% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em MT.
 - 1% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em AT.
 - 0,4% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em MAT.
 - 6% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia reactiva.
- Sem prejuízo das verificações obrigatórias dos aparelhos de medição, sempre que qualquer das partes, cliente ou distribuidor, suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento, os aparelhos de medição podem ser sujeitos a verificação extraordinária do seu funcionamento.
- As verificações extraordinárias, referidas no ponto anterior, deverão ser efectuadas em laboratórios acreditados para o efeito, nos termos da legislação em vigor sob controlo metrológico.

Tendo em vista a obtenção de informação actualizada sobre esta matéria, a ERSE promoveu a realização de um inquérito junto da EDP Distribuição e das cooperativas eléctricas. Seguidamente, apresenta-se um resumo da informação enviada pela EDP Distribuição relativa ao ano 2000:

- Número de equipamentos de medição por classe de precisão e nível de tensão.

Precisão	MAT	AT	MT	BTE	BTN	Total
0,2	4	12			820	836
0,5	36	107	113	1	14 430	14 687
1,0	3	59	14 163	6 831	33 038	54 094
2,0	2	56	16 434	17 953	5 308 218	5 342 663
3,0	6	66	17 938	23 616	3 835	45 461
*		4	6 194	1269		7 467
Total	51	304	54 842	49 670	5 360 341	5 465 208

* informação sobre classe de precisão não disponível

- Número de locais de consumo com dupla medição (duas equipas de contagem, uma do distribuidor e outra do cliente).

MAT	6
AT	7
MT	5

- Número de contadores sujeitos a verificação periódica obrigatória no âmbito do regulamento do controlo metrológico: 165 000.
- Número de contadores adquiridos.

1998	265 000
1999	230 000
2000	235 000

- Custo de aquisição de contadores (novos e reconicionados): 3,1 milhões de contos.
- Preço médio dos actuais contadores: 10 900\$00.
- Custo de montagem de contadores: cerca de 1 milhão de contos.
- Custo da inspecção nos locais de consumo e verificação dos contadores: 420 mil contos.

Leitura de equipamentos de medição

No que se refere aos fornecimentos de energia eléctrica aos clientes do SEP, a recolha de indicações dos equipamentos de medição é objecto do RRC, de que se apresenta a seguinte síntese:

- As indicações recolhidas por leitura directa dos aparelhos de medição prevalecem sobre quaisquer outras, em caso de dúvida.
- A leitura dos aparelhos de medição pelo distribuidor deve ser feita com a periodicidade a acordar entre as partes, tendo em conta as necessidades para efeitos de facturação e as características do fornecimento.
- Na falta de acordo com o cliente, a periodicidade de leituras é estabelecida pelo distribuidor, devendo dar conhecimento da mesma ao cliente. Nas instalações consumidoras de BTN, o distribuidor deve promover um mínimo de duas leituras do contador por ano.
- O distribuidor pode exigir a marcação de uma data para recolha extraordinária das indicações dos aparelhos de medição, sempre que, por facto imputável ao cliente, enquanto utilizador das instalações em que se situe o equipamento, ocorram as seguintes condições:
 - Nos fornecimentos em BTE, MT, AT e MAT se, após duas tentativas do distribuidor, não puder ser feita a leitura dos aparelhos de medição.
 - Nos fornecimentos em BTN se, durante 18 meses consecutivos, não puder ser feita a leitura dos aparelhos de medição.

Nas situações referidas, o distribuidor pode exigir o pagamento do encargo de leitura extraordinária. Os encargos de leitura extraordinária, para 2001, foram publicados, pela ERSE, através do Despacho n.º 24687-D/2000.

Na impossibilidade de acordar a marcação de uma data para leitura extraordinária, num prazo máximo de 30 dias após notificação, o distribuidor pode interromper o fornecimento de energia eléctrica, nos termos do regime de interrupções estabelecido no RRC.

Estimativas de consumo para efeitos de facturação

As estimativas de consumo para efeitos de facturação de fornecimentos de energia eléctrica de instalações consumidoras são objecto do RRC que estabelece, entre outras, as seguintes disposições:

- Se, no período a que a factura respeita, não tiver havido recolha de indicações do equipamento de medição, o consumo de energia eléctrica para efeitos de facturação pode ser estimado segundo princípios e fórmulas seleccionados pelo cliente, de entre as opções disponibilizadas, para o efeito, pelo distribuidor.
- Os acertos decorrentes da aplicação das estimativas de consumo serão repercutidos na primeira facturação subsequente que seja estabelecida a partir da recolha de indicações dos aparelhos de medição.

Dando cumprimento ao disposto no RRC, o distribuidor vinculado comunicou à ERSE as metodologias e critérios a seguir indicados para a determinação dos consumos estimados a aplicar na facturação de fornecimentos de energia eléctrica em BTN, sempre que não seja possível obter o consumo real da instalação consumidora:

a) *Facturação com base no consumo ocorrido no mesmo período do ano anterior*

O consumo estimado para efeito de elaboração da factura é calculado pela média mensal do consumo ocorrido nos três meses do ano anterior centrados no mês homólogo a que respeita a factura.

b) *Facturação pela média dos consumos dos últimos 12 meses*

O consumo estimado é calculado pela média mensal dos consumos ocorridos nos doze meses anteriores ao mês a que respeita a factura.

c) *Facturação com base em estimativa combinada*

A facturação dos meses em que não existe recolha de indicações dos aparelhos de medição é elaborada com base no consumo acordado previamente entre o cliente e o distribuidor. O valor acordado será objecto de ajustamento sempre que se verificarem desvios significativos relativamente ao consumo real da instalação.

d) *Facturação com base no consumo facturado no mesmo mês do ano anterior*

O valor do consumo estimado é igual ao do mesmo mês do ano anterior.

e) *Facturação com base em consumo “de referência”*

O consumo é estimado tomando em consideração os consumos médios mensais de instalações consumidoras com a mesma potência contratada e referentes a “clientes - tipo”.

Anexo IV INFORMAÇÃO AOS AGENTES

Um dos factores essenciais para melhorar a concorrência no sector eléctrico é a garantia de que todos os agentes intervenientes neste sector tenham acesso à informação necessária para tomarem as melhores decisões, independentemente do tipo e origem do agente, e para que a oferta de energia seja feita nas melhores condições, nomeadamente de preço e de qualidade. A informação a disponibilizar aos agentes é amplamente referida na regulamentação do sector eléctrico português, especialmente no RARI e no RD. Também o RRC e os manuais de procedimentos previstos no RD fazem menção a este tema.

No âmbito do RARI deve ser fornecida aos agentes a seguinte informação:

- Caracterização da RNT, que engloba informação sobre as diferentes alternativas de ligação a nós da rede, a capacidade de transporte disponível e outras características que permitam e facilitem o acesso, nomeadamente:
 - As principais características da rede, linhas e subestações, e as suas variações, de acordo com a época do ano.
 - Os congestionamentos e restrições da capacidade de transporte.
 - A situação típica de carga nas subestações.
 - Os indicadores da qualidade de serviço previstos no RQS.

Esta informação é aprovada pela ERSE e divulgada anualmente pela entidade concessionária da RNT (artigos 9.º e 19.º).

- Caracterização das Interligações, que reúne informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais, sendo divulgada anualmente pela entidade concessionária da RNT. Esta informação bem como o estudo que esteve na base da determinação do valor da referida capacidade são aprovados pela ERSE (artigos 10.º e 19.º).
- Caracterização das Redes de Distribuição em MT e AT, que engloba informação sobre a localização dos diferentes elementos, bem como a capacidade disponível e outras características técnicas que permitam e facilitem o acesso, nomeadamente:
 - A localização das subestações AT/MT, com indicação da potência aparente instalada.
 - A potência de curto circuito trifásica simétrica, máxima e mínima, nos barramentos MT e AT das subestações AT/MT.
 - O tipo de ligação do neutro à terra.

- Os indicadores da qualidade de serviço previstos no RQS.

Esta informação é aprovada pela ERSE e divulgada anualmente pelas entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT (artigos 11.º e 20.º).

- Especificação da informação que a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT pretendem obter dos candidatos a utilizadores das redes (informação inicial de acesso) e dos utilizadores das redes (informação sistemática de acesso), bem como os prazos que os referidos candidatos ou utilizadores devem respeitar para entregar essa informação. Note-se que a referida especificação faz parte do AAOR, sendo sujeita a parecer da Comissão de Utilizadores das Redes e aprovação da ERSE (artigos 13.º, 14.º, 19.º e 20.º).
- Plano de Investimentos na RNT e Plano de Necessidades de Serviços de Sistema (artigo 19.º).
- Notificação do candidato a utilizador das redes, por parte da entidade concessionária da RNT ou das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT, no caso de o pedido de acesso implicar a elaboração de estudos adicionais, devendo a notificação ser acompanhada da justificação da necessidade de efectuar os referidos estudos, do prazo de realização dos estudos (60 dias), do preço e das condições de pagamento dos estudos a efectuar. Após a conclusão dos estudos o candidato deverá ser novamente notificado sobre os resultados dos mesmos (artigo 22.º).
- Informação da necessidade de reforço e proposta de investimento, que pode incluir alternativas técnicas, prazos de execução, valor de comparticipação nos investimentos e formas de pagamento, por parte da entidade concessionária da RNT ou das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT, no caso de ser necessário proceder ao reforço das redes, para proporcionar o acesso à rede de transporte ou de interligação ou o acesso à rede de distribuição vinculada (artigo 23.º e 24.º).
- Proposta de minuta do AAOR, da qual constam as condições técnicas específicas do acesso e a especificação da informação inicial de acesso e da informação sistemática de acesso, por parte da entidade concessionária da RNT ou das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT (artigo 27.º).
- Aviso da suspensão do acordo, e da cessação da suspensão do acordo, decorrente da situação de excepção, por parte do Gestor de Sistema ou do responsável pela condução das redes em MT e AT (artigo 39.º).
- Informação prestada pelo Gestor de Ofertas aos agentes de ofertas das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e serviços de sistema nele recebidos (artigo 60.º).

- Justificação por escrito no caso de recusa do pedido de acesso, por parte da entidade concessionária da RNT ou das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT, indicando qual o seu fundamento e as acções a desenvolver pelo candidato para que o pedido seja diferido (artigo 89.º).

No que diz respeito ao RRC deve ser fornecida aos agentes a seguinte informação:

- Informação e aconselhamento ao requisitante de ligação às redes do SEP sobre o nível de tensão a que a ligação deve ser estabelecida nas melhores condições técnicas e económicas (artigo 12.º).
- Formulário da requisição de ligação a disponibilizar pelo distribuidor, da qual constam os elementos identificativos do requisitante e caracterizadores da instalação, a potência para a qual a ligação deve ser construída, bem como outros condicionalismos técnicos que o requisitante pretenda ver satisfeitos, designadamente a potência de curto-circuito e a necessidade de alimentação alternativa (artigo 13.º).
- Orçamento para a construção dos elementos de rede necessários à ligação do requisitante, podendo, para este efeito, o distribuidor publicar tabelas de preços, função da potência requisitada e do comprimento da ligação a construir (artigo 24.º).

No âmbito do RD deve ser fornecida aos agentes a seguinte informação:

- Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 11.º).
- Relatórios semanais e mensais caracterizadores da exploração ocorrida, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 33.º).
- Relato diário da exploração do sistema eléctrico, condicionamentos técnicos de exploração, incidentes na RNT e entradas em serviço de novas instalações de produção ou transporte, através de publicações periódicas ou meios de divulgação electrónica, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 34.º).
- Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 37.º).
- Plano de exploração diário e plano anual de manutenção programada, através de publicações periódicas ou meios de divulgação electrónica, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 48.º).
- Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 53.º).

- Confirmação da recepção das ofertas e inclusão das ofertas no programa de contratação de energia, transmitidas diariamente pelo Gestor de Ofertas, e o conteúdo das ofertas, divulgado periodicamente também pelo Gestor de Ofertas (artigo 63.º).
- Ofertas de compra e de venda, resultado do encontro de ofertas, preços de encontro do sistema de ofertas, programa de contratação de energia e restrições técnicas ou ambientais comunicadas pelo Gestor de Sistema, através de publicações periódicas ou meios de divulgação electrónica, por parte do Gestor de Ofertas, bem como os algoritmos de cálculo do preço de encontro (artigo 65.º).

No que respeita à informação referida no RD, o conteúdo das diferentes formas de divulgação, a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais estas devem ser enviadas devem obedecer às regras definidas nos manuais de procedimentos.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema prevê que este forneça aos agentes a seguinte informação:

- Lista de equipamentos e instalações não abrangidos pelas análises de segurança de falha simples (critério n-1) (2.1.3 e 7.3).
- Valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, valores estes calculados todas as quintas-feiras para os quinze dias subsequentes. Esta divulgação é da responsabilidade do Gestor de Sistema somente até à entrada em funcionamento do Sistema de Informação do Gestor de Ofertas, altura que passará a ser da responsabilidade do Gestor de Ofertas (2.4).
- Saldos nas interligações, através de página disponível para o efeito na Internet (7.1.6).
- Listas de informação sobre excepções aos níveis de tensão em regime normal de exploração, linhas de duplo circuito, capacidades máximas admissíveis dos transformadores e autotransformadores, grupos geradores que podem originar sobrecargas importantes na RNT, temporizações dos relés de mínimo de frequência e aplicações informáticas utilizadas pelo Gestor de Sistema (7.3 e 7.4).
- Folha diária de ocorrências de exploração, relato diário de ocorrências, diagrama de potências semi-horárias, elementos informativos diários e relatório diário da interligação. A divulgação desta informação é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT, devendo o Gestor de Sistema disponibiliza-la à referida entidade (7.4).

O Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas refere que deve ser fornecida aos agentes a seguinte informação:

- Minutas do Pedido de Adesão ao Sistema de Ofertas e do Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas (1.4.1).
- Notificação da entidade requerente do pedido de Adesão ao Sistema de Ofertas no caso de necessidade de esclarecimentos adicionais e informação à entidade requerente de que esta se encontra em condições de subscrever o Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas (1.4.4.1).
- Notificação do Agente de Ofertas no caso de que este se encontra em situação de não cumprimento, notificação do Agente de Ofertas no caso da sua suspensão do sistema de ofertas e notificação por escrito da rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas (1.4.5.1).
- Confirmação de aceitação da celebração de contratos bilaterais físicos (3.2.3.4).
- Resultado da verificação das comunicações de concretização de contratos bilaterais (3.3.3).
- Informação da recepção das comunicações de contratos bilaterais físicos e da quantidade de energia resultante do contrato bilateral físico admissível no sistema em função de eventuais restrições técnicas (3.3.8.1).
- Alterações efectuadas ao Programa Provisório Diário e o Programa Viável Diário, na parte que diz respeito a cada agente (3.5).
- Notificação do Agente de Ofertas no caso de este ter celebrado um contrato bilateral físico com entidades externas ao sistema eléctrico nacional e não existir confirmação da informação prestada pelo referido agente, o que implicará que o programa de execução do contrato não possa ser considerado (3.6).
- Informação dos Agentes de Ofertas afectados por alterações dos valores de medição de energia recebidos por telecontagem, alterações estas executadas pelo Acerto de Contas (4.7).

O Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP prevê que este forneça aos agentes a seguinte informação:

- Programa diário de exploração, com actualização semanal, e o programa anual de manutenção programada, através de publicações periódicas ou meios de divulgação electrónica (4.8).
- Quantidade de energia produzida ou consumida fora do SEP (5.6).

Anexo V ABERTURA DE MERCADO EM PORTUGAL

A Deliberação da ERSE n.º 92-A/99 definiu, para o triénio 1999-2001, as condições de concretização da abertura de mercado em Portugal, que se podem resumir da forma seguinte:

- A quantidade mínima de energia eléctrica consumida anualmente que permite a atribuição do estatuto de cliente não vinculado (cliente elegível) foi fixada em 9 GWh.
- O distribuidor vinculado em MT e AT pode adquirir até 8% das suas necessidades de energia e potência fora do SEP.

Refira-se ainda que, de acordo com o artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, somente as instalações consumidoras alimentadas em MT, AT ou MAT podem obter o estatuto de cliente não vinculado.

Consumidores por escalões de consumo

No quadro seguinte apresenta-se a distribuição do número de consumidores por escalões de consumo, bem como a distribuição percentual simples e acumulada do consumo, referente ao ano de 1999. Recorde-se que o cálculo da abertura de mercado em 2001 é efectuado com base nos dados referentes aos consumos registados em 1999.

Distribuição do número de consumidores por escalões de consumo

Dados globais 1999				
Escalão (GWh)	Nº consumidores	Consumo [GWh]	%	% acumulada
>100	21	4 695,2	12,81	12,81
90 a 100	3	283,1	0,77	13,58
80 a 90	0	0,0	0,00	13,58
70 a 80	5	350,8	0,95	
60 a 70				14,54
50 a 60	214	374,4	1,02	15,56
40 a 50	13	571,9	1,56	17,12
30 a 40	13	433,2	1,18	18,30
20 a 30	27	640,4	1,75	20,05
10 a 20	103	1 391,3	3,80	23,85
9 a 10	22	208,0	0,57	24,41
8 a 9	38	319,9	0,87	25,29
7 a 8	35	259,4	0,71	25,99
6 a 7	64	414,3	1,13	27,12
5 a 6	98	543,2	1,48	28,61
4 a 5	131	585,4	1,60	30,20
3 a 4	227	783,5	2,14	32,34
2 a 3	430	1 043,6	2,85	35,19
1 a 2	1 318	1 833,5	5,00	40,19
<1	5 454 784	21 923,3	59,81	100,00
Total	5 457 334	36 654,4	100,00	

Fonte: DGE

O número de consumidores potencialmente elegíveis é 214, aos quais correspondeu, em 1999, 24,4% do consumo total nacional.

Cientes não vinculados

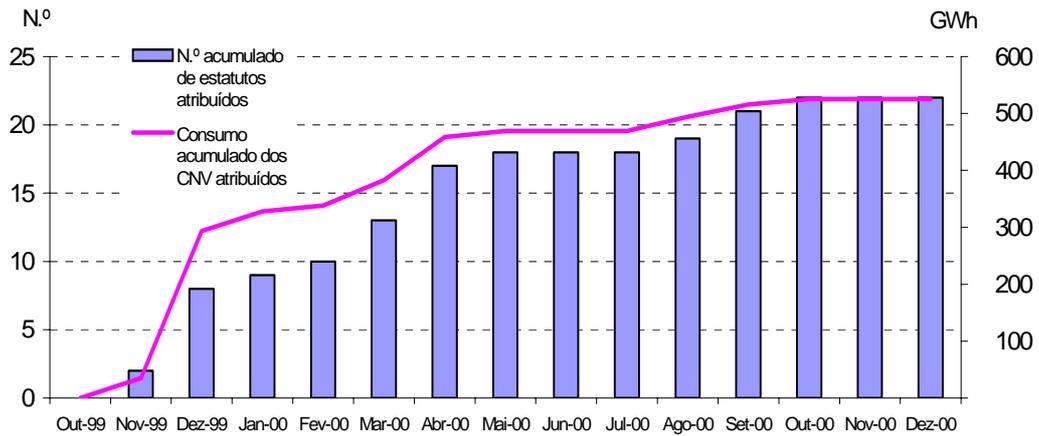
Apresentam-se seguidamente um conjunto de informações relativas aos clientes não vinculados existentes no final do ano 2000:

- Concedidos 22 estatutos de cliente não vinculado (8 em 1999 e 14 no ano 2000). Destes, 18 clientes estão fisicamente ligados à rede de MT e os restantes 4 ligados à rede de AT.
- Consumo total anual dos CNV, considerado para efeito da atribuição do estatuto de CNV, de 525,1 GWh.
- Consumo total anual dos CNV abastecido por auto-produção, considerado para efeito da atribuição do estatuto de CNV, de 199,8 GWh.
- Consumo médio dos CNV – 23,9 GWh.
- O consumo total dos CNV, considerado para efeito da atribuição do estatuto de CNV, representa aproximadamente 1,6% do consumo total nacional.

- O número de clientes não vinculados é de aproximadamente 11% do número total de clientes elegíveis (22 em 214).

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução do número de estatutos de clientes não vinculados atribuídos, bem como o consumo acumulado para atribuição dos respectivos estatutos.

Evolução do número de estatutos de clientes não vinculados



Anexo VI AS TARIFAS NO ACTUAL QUADRO REGULAMENTAR

O RT define as seguintes tarifas:

- Tarifa de Energia e Potência
- Tarifa de Uso Global do Sistema
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de MT
- Tarifa de Venda do distribuidor vinculado em MT e AT ao distribuidor vinculado em BT
- Tarifas de Venda a Clientes Finais.

A Figura 1 ilustra a relação entre as várias tarifas e os proveitos a proporcionar pelas várias actividades.

Tarifas e Actividades Reguladas

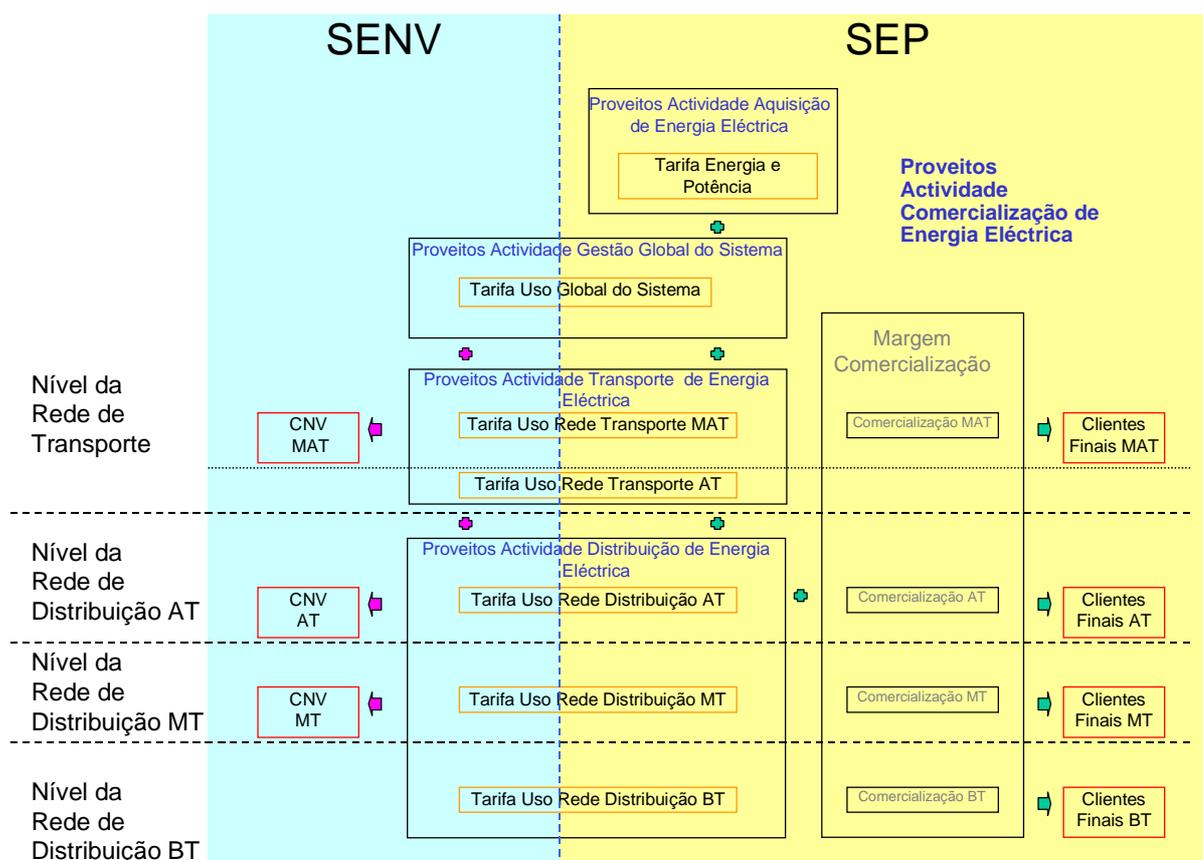


Figura 1

As actividades a considerar são as seguintes:

- Aquisição de Energia Eléctrica, que tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para o SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento de centros produtores (função de Agente Comercial do SEP).
- Gestão Global do Sistema, que inclui a coordenação técnica do sistema eléctrico (função de Gestor do Sistema), a coordenação comercial (função de Gestor de Ofertas), o sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV (função de Acerto de Contas), reflectindo ainda custos associados à regulação (ERSE) e a medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

- Transporte de Energia Eléctrica, que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de transporte e de interligação (função de Transporte de Energia Eléctrica).
- Distribuição de Energia Eléctrica, que corresponde à veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção da RNT, dos produtores em regime especial e das ligações transfronteiriças até aos clientes finais. O activo associado a esta actividade inclui também a aparelhagem de medição e de controlo.
- Comercialização de Energia Eléctrica, que inclui a compra e venda de energia eléctrica pelo distribuidor vinculado, bem como, designadamente, leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Os proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica realizada no âmbito do SEP são proporcionados pela tarifa de Energia e Potência. Os proveitos das actividades de Gestão Global do Sistema, Transporte de Energia Eléctrica e Distribuição de Energia Eléctrica são proporcionados por tarifas próprias, conforme se indica na Figura 1. Em contrapartida, os proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, realizada no âmbito do SEP, são proporcionados através das tarifas de Venda a Clientes Finais. Estas tarifas, discriminadas por nível de tensão, englobam, para além dos encargos com a comercialização propriamente dita, os encargos de montante.

As tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição aplicam-se também aos Clientes não Vinculados. Estes pagam, para além do preço da energia eléctrica que contratarem, as tarifas reguladas de Uso de Rede do nível de tensão a que estão ligados, de uso das redes a montante e de Uso Global do Sistema.

As tarifas de Venda a Clientes Finais englobam as tarifas de Energia e Potência, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, bem como os encargos de comercialização.

Os clientes finais do SEP em MAT pagam a tarifa de Venda a Clientes Finais em MAT que, para além dos custos de comercialização em MAT, engloba os custos associados às tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT, de Uso Global do Sistema e de Energia e Potência. Para os clientes não vinculados ligados em MAT, as tarifas reguladas a aplicar são unicamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT e a tarifa de Uso Global do Sistema.

Os clientes do SEP ligados em AT pagam a tarifa de Venda a Clientes Finais em AT que, para além dos custos de comercialização em AT, engloba os custos associados à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e os custos associados às tarifas de montante (TEP, UGS e

URT_{AT}). Para os clientes não vinculados nesse nível de tensão são aplicadas as tarifas UGS, URT_{AT} e URD_{AT}.

Note-se que, enquanto no SENV o cliente paga explicitamente estas quatro tarifas, no SEP paga directamente a tarifa de Venda a Clientes Finais que contém implicitamente as tarifas a montante.

Para os níveis de tensão a jusante o procedimento é semelhante ao acima descrito, sendo necessário adicionar os usos de rede do respectivo nível de tensão.

A tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT a aplicar nas relações comerciais entre esta entidade e o distribuidor vinculado em MT e AT corresponde à adição das tarifas de Energia e Potência, Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte em MAT ou AT.

A tarifa de Venda do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT é definida como sendo igual à tarifa de Venda a Clientes Finais em MT. Esta tarifa engloba os proveitos de comercialização em MT, os custos associados à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e às restantes tarifas a montante.

Deve ainda referir-se que o cliente não vinculado ou o produtor não vinculado que tenha celebrado um contrato de garantia de abastecimento deve pagar mensalmente à entidade concessionária da RNT uma contrapartida calculada tendo por base a opção de Curtas Utilizações da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT, nos termos definidos no RRC.

Estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP apresentam uma estrutura binómia ou trinómia, sendo compostas por um preço de potência (PTE/kW ou PTE/kVA por mês), por um preço de energia activa (PTE/kWh) e em alguns níveis de tensão por um preço de energia reactiva (PTE/kvarh). Estes preços podem ser diferenciados por nível de tensão, por opção tarifária, para utilização da potência e por período de entrega de energia eléctrica.

Nos níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE o preço da potência é aplicado à potência a facturar expressa em kW. A potência a facturar é calculada a partir da potência tomada e da potência contratada, em que a potência tomada é a máxima potência activa média em qualquer período ininterrupto de quinze minutos²¹ e a potência contratada é a potência que o distribuidor

²¹ Existe a possibilidade dos clientes de MAT, AT e MT disporem de dupla medição de ponta, sendo feita a medição separada da potência tomada, nas horas de vazio e nas horas fora de vazio. Considera-se como potência tomada a medida fora do período de vazio, embora para efeitos de actualização da potência contratada, se considere a potência tomada a qualquer momento.

coloca, em termos contratuais, à disposição do cliente. A potência contratada é automaticamente atualizada para o valor da potência tomada sempre que esta exceda a potência contratada. O cliente pode solicitar a redução da potência contratada decorridos doze meses sobre o último mês em que a potência tomada excedeu o valor da nova potência contratada²².

Em MAT, AT e MT os preços da energia activa são diferenciados por período tarifário: período de entrega sazonal (período seco e período húmido) e período horário (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio ou horas de vazio normal e horas de super vazio)²³. Em BTE os preços da energia activa são discriminados por período horário (horas de ponta, horas cheias e horas de vazio).

Os preços de energia reactiva são discriminados em preços da energia reactiva indutiva e preços da energia reactiva capacitiva. O preço da energia reactiva indutiva aplica-se à energia reactiva indutiva que, nas horas fora de vazio, exceda 40% da energia activa transitada no mesmo período. O preço da energia reactiva capacitiva aplica-se a toda a energia reactiva capacitiva transitada nas horas de vazio²⁴.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, com excepção da tarifa de Iluminação Pública, assentam numa estrutura binómia composta por um preço de potência contratada (PTE/kVA por mês) e por um preço de energia activa (PTE/kWh). O preço da potência é aplicado à potência contratada em kVA. Neste caso, o controlo de potência é feito através da potência aparente, não havendo facturação explícita da energia reactiva, uma vez que esta está implícita no preço em PTE/kVA por mês.

Os preços da energia activa dependem da opção tarifária. Nas opções tarifárias simples tem-se um único preço, enquanto na opção bi-horária ou tri-horária, os preços são diferenciados por dois ou três períodos horários.

Por último, a tarifa de Iluminação Pública em BT é uma tarifa monómia composta unicamente pelo preço da energia activa. O preço desta tarifa tem subjacente uma estrutura semelhante às tarifas de BTN mencionadas anteriormente. Este preço é calculado por aplicação das tarifas anteriores ao diagrama de carga típico da iluminação pública, representando uma forma simplificada de facturação.

No quadro seguinte apresenta-se a definição das variáveis de facturação.

²² Artigos 108.º e 119.º do Regulamento de Relações Comerciais.

²³ Despacho n.º 24 556-A/2000 (2.ª série).

²⁴ Artigo 75.º do Regulamento de Relações Comerciais.

Variáveis de facturação

Variáveis	Definição
Potência tomada	Máxima potência activa média em qualquer período ininterrupto de 15 minutos
Potência contratada	Potência que o distribuidor coloca em termos contratuais à disposição do cliente
Potência média em horas de ponta	Quociente entre a energia activa fornecida em horas de ponta e o respectivo número de horas de ponta
Potência média em horas cheias	Quociente entre a energia activa fornecida em horas cheias e o respectivo número de horas cheias
Potência média fora de vazio	Quociente entre a energia activa fornecida em horas fora de vazio e o respectivo número de horas fora de vazio
Energia de horas de ponta	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de ponta
Energia de horas cheias	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas cheias
Energia de horas de vazio	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de vazio
Energia reactiva indutiva	Energia reactiva indutiva que, nas horas fora de vazio, exceder 40% da energia activa transitada no mesmo período
Energia reactiva capacitiva	Energia reactiva capacitiva transitada nas horas de vazio

Interruptibilidade

Nas tarifas de 2001 considerou-se uma nova forma de valorização da interruptibilidade, a qual passou a ser definida através de um desconto aplicado ao valor da potência interruptível contratada.

Neste novo Regime de Interruptibilidade introduziu-se uma nova opção interruptível designada por “Si3”, mantendo-se a actual, definida na cláusula 5.^a do Regime de Interruptibilidade do Regulamento Tarifário, designada por “Si2”. Refira-se que o novo regime de interruptibilidade é criado como opção ao anterior. Continuando ambos em vigor, os clientes podem optar por um.

Na opção interruptível “Si2” contemplam-se 2 situações de interrupção, que são:

- Tipo 1: Caracterizada por uma duração de 16 horas e por um pré-aviso mínimo de 4 horas.
- Tipo 2: Caracterizada por uma duração de 4 horas e por um pré-aviso mínimo de 1 hora.

Na nova opção interruptível adicional “Si3” contemplam-se três situações de interrupção que são:

- Tipo 1: Caracterizada por uma duração de 16 horas e por um pré-aviso mínimo de 4 horas.
- Tipo 2: Caracterizada por uma duração de 4 horas e por um pré-aviso mínimo de 1 hora.

- Tipo 3: Caracterizada por uma duração de 2 horas e por um pré-aviso mínimo de meia hora.

Assim, nesta recente opção interruptível introduziu-se uma nova situação de interrupção com uma duração de duas horas e um pré-aviso mínimo de meia hora, para além das situações anteriormente contempladas.

O desconto a aplicar à situação de interrupção “Si2” é valorizado por:

$$db = 0,55 \cdot TGCS \cdot PI \text{ (Esc)}$$

e o desconto a aplicar à situação de interrupção “Si3” é valorizado por:

$$db = 0,72 \cdot TGCS \cdot PI \text{ (Esc)}$$

em que:

TGCS	Preço associado ao investimento em TGCS em 2000, correspondente a uma mensalidade de 870 Esc/kW. Este preço seria actualizado no início de cada período regulatório;
PI	Potência Interruptível contratada, valor que não pode exceder Pref;
Pref	Potência de referência (média das potências tomadas mensais fora de vazio, no ano civil anterior).

Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Transporte

A legislação do sector eléctrico e o RT prevêm que os encargos com o uso da rede de transporte sejam suportados pelos clientes do SEP e pelos clientes não vinculados. Nestas circunstâncias, as tarifas de Uso da Rede de Transporte, aplicam-se unicamente ao consumo.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte são diferenciadas por nível de tensão, sendo definidas duas tarifas: a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT. A tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT é aplicada pela entidade concessionária da RNT aos clientes não vinculados ligados ao nível de tensão de MAT. A tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT é aplicada pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT e aos clientes não vinculados ligados nos níveis de tensão de AT e MT.

Actualmente estas tarifas são compostas por um preço de potência (PTE/kW por mês) e dois preços de energia reactiva (PTE/kvarh) consoante se trate de energia reactiva fornecida ou recebida.

O preço de potência aplica-se ao valor da potência a facturar, calculada a partir da potência média em horas de ponta adicionada de 70% da potência média em horas cheias que exceda o valor da potência em horas de ponta em mais de 20%²⁵.

Para efeitos de determinação da potência a facturar na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, as energias transitadas nos pontos de entrega ao distribuidor vinculado ou a clientes não vinculados são ajustadas para perdas até ao nível de tensão de AT.

O preço da energia reactiva fornecida aplica-se à quantidade de energia reactiva indutiva que, nas horas fora de vazio, exceder 40% da energia activa transitada no mesmo período²⁶. O preço da energia reactiva recebida aplica-se a toda a energia reactiva capacitiva nas horas de vazio.

Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são suportadas por todos os clientes, quer sejam do SEP ou não, sendo definidas três tarifas de Uso da Rede de Distribuição diferenciadas por nível de tensão:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT (URD_{AT}), aplicada a todos os clientes ligados em AT e aos clientes ligados nos níveis de tensão inferiores.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de MT (URD_{MT}), aplicada a clientes finais do SEP alimentados em MT e BT e aos clientes não vinculados alimentados em MT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de BT (URD_{BT}), suportada pelos clientes finais do SEP alimentados em BT.

Existe ainda a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT que não é aplicável a clientes não vinculados, dado que a legislação em vigor apenas permite o acesso ao SENV de clientes em MAT, em AT e em MT. A ERSE define a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT de modo a permitir o cumprimento do consagrado no mesmo regulamento sobre a separação de actividades associadas à distribuição vinculada.

²⁵ Nos termos do estabelecido no artigo 78.º do Regulamento de Relações Comerciais e no artigo 47.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

²⁶ Artigo 75.º do Regulamento de Relações Comerciais.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por um preço de potência (PTE/kW por mês) e dois preços de energia reactiva (PTE/kvarh), consoante se trate de energia reactiva fornecida ou recebida. As condições de aplicação dos preços de potência e de energia reactiva são em tudo semelhantes às aplicáveis nas tarifas de Uso da Rede de Transporte.

Estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema

A tarifa de Uso Global do Sistema é suportada por todos os clientes. Esta tarifa apresenta uma estrutura monómia, sendo facturada em função da energia activa fornecida (PTE/kWh), ajustada para perdas.

Estrutura da tarifa de Energia e Potência

A tarifa de Energia e Potência é aplicada pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT, sendo reflectida nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.

Actualmente a tarifa de Energia e Potência assenta numa estrutura binómia, sendo composta por um preço de potência (PTE/kW por mês) e por um preço de energia (PTE/kWh).

O preço da potência é aplicado à potência a facturar em kW, calculada a partir da potência tomada e da potência contratada. A potência tomada corresponde ao máximo mensal das potências médias em cada período de quinze minutos e a potência contratada é a máxima potência tomada nos doze meses anteriores ao mês de facturação. A potência tomada é medida de forma síncrona, o que equivale a considerar um único ponto de entrega.

O preço da energia é diferenciado por dois períodos sazonais, seco e húmido, e por três períodos horários, horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. O preço da energia é aplicado à soma algébrica da energia activa medida nos pontos de entrega, em cada período horário.

Anexo VII CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

O mecanismo de correcção de hidraulicidade foi criado em 1991 através do Decreto-Lei n.º 338/91. Pretende-se com este mecanismo neutralizar a variação dos custos decorrentes da variação de produção de origem hídrica, por forma a promover a estabilidade tarifária e o equilíbrio dos resultados das empresas. O mecanismo consiste na conjugação de três parcelas:

1. Diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência.
2. Encargo financeiro associado ao saldo acumulado de Correcção de Hidraulicidade.
3. Parcela que torna o fundo igual a um adequado nível de referência, a prazo de 10 anos.

O valor destas parcelas é aprovado anualmente por despacho do Ministério da Economia. O mecanismo de correcção de hidraulicidade traduz-se em fluxos contabilísticos, sendo que alguns destes correspondem a fluxos financeiros.

O diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência é afecto às contas da REN. Este diferencial materializa-se num fluxo financeiro da REN para a EDP, S.A. ou num fluxo financeiro em sentido contrário consoante for negativo ou positivo, em contrapartida da conta de correcção de hidraulicidade afecta ao Balanço da EDP, S.A..

Os encargos ou os proveitos financeiros constituem custos ou proveitos da EDP, S.A.. A parcela de igualização do fundo ao nível de referência é contabilizada na EDP, S.A. como um proveito, quando corresponde a um débito à conta de correcção de hidraulicidade e é contabilizada na REN como custo, quando corresponde a um crédito à conta de correcção de hidraulicidade.

O modo de afectação das parcelas que constituem o mecanismo de correcção de hidraulicidade foi definido pelas portarias n.º 166/97 (2ª série) e n.º 987/2000.

Em 1999, o saldo final deste mecanismo, contabilizado na EDP, S.A., correspondia a cerca de 68 milhões de contos, sendo que o diferencial de custos, contabilizado na REN e incluído na tarifa de Energia e Potência, foi de quase 12 milhões de contos negativos. Como o ano de 1999 foi um ano seco, houve um agravamento de custos de produção de energia eléctrica, tendo o mecanismo da correcção de hidraulicidade actuado, diminuindo a tarifa de Energia e Potência em quase 12 milhões de contos.

Saliente-se que os movimentos associados a este mecanismo estão contemplados no RT, na tarifa de Energia e Potência, no que se refere às parcelas afectas à REN (artigo 21º n.º2), sendo que as restantes parcelas não são consideradas para cálculo das tarifas, nomeadamente o proveito contabilizado na EDP, S.A. decorrente da parcela de igualização do fundo ao nível de referência. Neste último caso, as tarifa de Venda aos Clientes Finais não são afectadas, contrariamente ao que sucede quando é contabilizado na REN um custo decorrente da mesma parcela.

Anexo VIII CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Os contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE) são contratos comerciais celebrados entre produtores vinculados de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT. Estes contratos definem, para um período alargado e geralmente igual à vida útil do centro electroprodutor, as condições de aquisição de energia em termos comerciais e técnicos, os procedimentos a seguir pelos outorgantes em casos de força maior, bem como as condições de rescisão dos respectivos contratos.

Em Portugal, os CAE determinam que os centros electroprodutores forneçam energia eléctrica em regime de exclusividade à entidade concessionária da RNT. A concessão da RNT está actualmente atribuída à REN. Os decretos-lei n.º 182/95 e n.º 183/95 traçam, em linhas gerais, a estrutura dos contratos de aquisição de energia eléctrica celebrados entre os diferentes produtores vinculados e a REN, bem como as condições necessárias à celebração destes contratos. Estes contratos são referidos na legislação como contratos de vinculação.

O processo de celebração dos contratos de vinculação inicia-se com a identificação das necessidades de expansão do sistema electroprodutor, constantes do plano de expansão elaborado pela DGE, ouvida a ERSE. Sempre que o plano de expansão apontar para a necessidade de integrar um novo centro produtor no SEP, a DGE é responsável pelo lançamento da consulta pública para a selecção da entidade que construirá e explorará o novo centro electroprodutor, cabendo à entidade concessionária da RNT a preparação deste processo de concurso. A integração do novo centro no SEP concretiza-se mediante a celebração de um contrato de vinculação entre a entidade seleccionada e a entidade concessionária da RNT.

O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT processa-se de acordo com o estabelecido nos contratos de vinculação. Os princípios fundamentais do relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT, são os seguintes:

- A cada centro electroprodutor corresponde um contrato de vinculação, que não pode ter uma duração inferior a 15 anos.
- Os produtores vinculados comprometem-se a abastecer o SEP em regime de exclusividade.
- O pagamento pela energia eléctrica entregue ao SEP resulta da aplicação de um sistema que reflecta os encargos de potência (relativos ao valor dos activos investidos) e os encargos de produção de energia.

A secção II do Decreto-Lei n.º 183/95 descreve as condições necessárias para a celebração, modificação, prorrogação ou extinção dos contratos de vinculação.

Os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores do SEP remuneram mensalmente os custos fixos dos centros produtores, tais como, o investimento inicial e as grandes obras de manutenção, através do Encargo de Potência. O Encargo de Potência depende da disponibilidade verificada do centro electroprodutor.

Nas centrais térmicas, os CAE também incluem uma parcela que cobre os custos decorrentes da produção de energia eléctrica e os custos de serviços de sistema.

Anexo IX AGENTE COMERCIAL MANDATÁRIO

Entende-se por agente comercial mandatário a pessoa com poderes de representação conferidos nos termos do artigo 1178.º do Código Civil, incumbida pelo agente de ofertas de actuar junto da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT e da entidade concessionária da RNT – nas suas diversas funções de Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas, Agente Comercial do SEP e Acerto de Contas – praticando todos os actos jurídicos destinados à contratação que tenha por objecto:

- a) A compra e a venda de energia eléctrica, incluindo a sua importação e exportação.
- b) O acesso às redes e às interligações do SEP, incluindo o fornecimento de serviços previstos no RARI.

Os poderes de representação previstos no parágrafo anterior só podem ser conferidos a entidades que incluam no seu objecto as actividades de compra e de venda de energia eléctrica e que, simultaneamente, estejam legalmente habilitadas a exercer essas actividades.

A extensão dos poderes do mandato deve, nomeadamente, envolver:

- a) O poder para acordar com a entidade concessionária da RNT a agregação dos desvios relacionados com o mandante com todos ou parte dos desvios dos demais representados do mesmo agente comercial mandatário.
- b) A determinação da repartição das prestações activas ou passivas dos desvios pelos diversos representados.
- c) A recepção e o pagamento das facturas emitidas pela entidade concessionária da RNT, quer sejam relacionadas com os aspectos específicos dos desvios, quer sejam relacionadas com os demais actos de compra e venda de energia.
- d) A recepção das comunicações e notificações feitas pelas entidades do SEP referidas no primeiro parágrafo, nomeadamente as que respeitem ao cumprimento dos contratos.

Quando, no âmbito de um contrato celebrado com o agente comercial mandatário, haja lugar à agregação de desvios, este agente deverá, para efeitos da individualização da facturação dos seus representados, indicar à entidade concessionária da RNT, dentro do prazo acordado, a forma de repartição das prestações activas ou passivas por cada um dos seus clientes.

Anexo X RELACIONAMENTO COMERCIAL NO SENV

A regulamentação publicada, nomeadamente o RD, o RARI, o RRC, os AAOR, e os manuais de procedimentos do Gestor de Ofertas, do Gestor de Sistema e do Agente Comercial do SEP, estabelecem as normas e regras de funcionamento do mercado.

No que diz respeito ao modelo de relacionamento comercial do SENV, identificam-se três formas de fornecimento de energia eléctrica e serviços de sistema:

- Sistema de Ofertas, processo através do qual o Gestor de Ofertas recebe ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e de serviços de sistema, e acerta um programa de contratação diário (art. 61.º RARI).
- Contratos Bilaterais Físicos (CBF), contratos livremente estabelecidos, pelos quais uma entidade se compromete a colocar na rede e outra a receber a energia eléctrica contratada, aos preços e condições estabelecidas no mesmo contrato (Art. 59.º RARI).
- Contratos de Curta Duração, CBF com duração limitada a um ano (Art. 60.º RARI).

Sistema de Ofertas

A regulamentação em vigor admite como candidatos ao estatuto de agentes de ofertas as seguintes entidades:

- Entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT, no âmbito da sua parcela livre.
- Entidades titulares de licença não vinculada de produção com aproveitamentos hidroeléctricos ou centrais térmicas, ligados à RNT ou à rede de distribuição de MT ou AT, com potência aparente instalada superior a 10 MVA.
- Clientes não vinculados ligados directamente à RNT ou ligados à rede de distribuição de MT ou AT.
- Agente Comercial do SEP, que detém automaticamente o estatuto de agente de ofertas.

As ofertas de venda apresentadas estão normalmente associadas a excedentes de energia. As ofertas de compra tanto se podem destinar a consumo próprio, no caso de clientes, como podem ter como fim a substituição de energia contratada, no caso dos produtores, do Agente Comercial do SEP e dos distribuidores no âmbito da sua parcela livre.

No que diz respeito às ofertas de venda, os produtores não vinculados com centrais de potência aparente superior a 10 MVA são obrigados a apresentar declarações anuais de venda de energia

eléctrica estabelecendo os valores pelos quais pretendem vender a sua energia. Para além destas ofertas, podem ainda efectuar declarações diárias oferecendo condições mais favoráveis de venda. Os restantes produtores não vinculados, assim como todos os outros agentes de ofertas, também podem apresentar declarações anuais de venda de energia eléctrica mas sem carácter obrigatório.

Os produtores não vinculados podem apresentar tanto declarações anuais como declarações diárias de compra de energia eléctrica para substituição da energia acordada em CBF. Os restantes agentes de ofertas e as entidades titulares de licenças de distribuição no âmbito da sua parcela livre também podem apresentar declarações anuais de compra, indicando ou não o preço pelo qual propõem adquirir a energia.

O Sistema de Ofertas não está ainda operacional, encontrando-se em fase transitória até que todas as funções do Sistema de Informação do Gestor de Ofertas se encontrem em funcionamento. Durante esta fase, entende-se como participação no Sistema de Ofertas a transacção de energia através da celebração de Contratos Bilaterais Físicos.

Relativamente aos serviços de sistema, não existe ainda a possibilidade de realizar transacções comerciais no Sistema de Ofertas, sendo a gestão dos serviços de sistema da responsabilidade do Gestor de Sistema e do Agente Comercial do SEP.

Contratos Bilaterais Físicos

Um CBF pode ser estabelecido entre dois agentes de ofertas ou entre um agente de ofertas e uma entidade externa ao SEN. Podem obter o estatuto de agente de ofertas o distribuidor vinculado no âmbito da sua parcela livre, os produtores não vinculados de potência aparente superior a 10 MVA ligados às redes do SEP e os clientes não vinculados ligados às redes do SEP. O estatuto de agente de ofertas é obtido mediante a celebração do Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas, o qual requer um AAOR com as entidades a cujas redes se pretende aceder. O Agente Comercial do SEP detém o estatuto de agente de ofertas.

Em qualquer das formas de relacionamento no SENV, cabe ao Gestor de Ofertas verificar e gerir a informação associada aos contratos e ofertas, comunicar os programas provisórios (de contratos bilaterais e encontro de ofertas diárias) ao Gestor de Sistema para verificação da exequibilidade técnica e comunicar os resultados a todos os agentes de ofertas envolvidos, na parte que lhes diz respeito.

As entidades do SENV envolvidas nos contratos bilaterais de fornecimento de energia eléctrica e serviços de sistema podem celebrar com a entidade concessionária da RNT um contrato de garantia de abastecimento.

Os agente de ofertas são obrigados a informar o Gestor de Ofertas dos CBF que celebrem, o qual verifica a informação de celebração nos seguintes aspectos:

- Momento da recepção da informação de celebração do CBF (ponto 3.2.3.1 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).
- Validade do Acordo de Acesso e Operação de Redes e do estatuto de agente de ofertas das entidades contraentes.
- Compatibilidade do CBF com as capacidades de produção e de consumo respectivamente nos pontos de origem e de destino (ponto 3.2.3.3 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).
- Garantias dos agentes de ofertas para fazerem face às obrigações do CBF, nomeadamente no que respeita a desvios e tarifas aplicáveis (ponto 3.2.3.4 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).

As comunicações de concretização dos CBF deverão ser enviadas ao Gestor de Ofertas para cada dia de vigência do contrato, até às 10:00 do dia útil anterior ao dia a que se referem. O Gestor de Ofertas verifica as comunicações de concretização nos seguintes aspectos:

- Momento da recepção da comunicação de concretização do CBF (ponto 3.3.5.1 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).
- Validade do Acordo de Acesso e Operação de Redes e do estatuto de agente de ofertas das entidades contraentes, assim como as garantias dos agentes de ofertas para fazerem face às obrigações do CBF (ponto 3.3.5.2 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).
- Compatibilidade da comunicação de concretização do CBF com a informação de celebração do mesmo (ponto 3.3.5.3 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).
- Compatibilidade da comunicação de concretização do CBF com as capacidades de produção e de consumo respectivamente nos pontos de origem e de destino (ponto 3.3.5.4 e 3.3.5.5 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).

As comunicações de concretização de CBF, após a validação do Gestor de Ofertas, são submetidas à verificação técnica do Gestor de Sistema, que comunica as alterações efectuadas aos agentes de ofertas, na parte que lhes diz respeito.

O processo de liquidação relativo à energia contratada através de CBF é da responsabilidade exclusiva dos agentes de ofertas envolvidos na transacção. A responsabilidade do pagamento das tarifas de Uso de Redes e Uso Global do Sistema é atribuída ao agente de ofertas que recebe a energia eléctrica. Cabe ao Acerto de Contas liquidar os desvios horários em que os agentes de

ofertas incorreram na realização dos CBF. Para cada agente de ofertas e para cada período horário, a energia de desvio é calculada pela diferença entre a energia entregue ou recebida e a energia contratada. Os desvios por excesso traduzem-se em pagamentos do Gestor de Ofertas ao agente de ofertas e os desvios por defeito em pagamentos do agente de ofertas ao Gestor de Ofertas. No caso dos agentes de ofertas pertencentes ao SEP as transacções são consideradas sem qualquer desvio, calculando-se o saldo exacto com a restante energia adquirida e vendida ao SEP (ponto 4.4.6 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).

Anexo XI PRAZOS E PROCEDIMENTOS DE ACESSO AO SENV E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP

Prazos e procedimentos de acesso ao SENV

A adesão de clientes ao SENV tem como pressuposto a obtenção do estatuto de cliente não vinculado e torna-se efectiva após a verificação das seguintes condições:

- Entrada em vigor do AAOR.
- Obtenção do estatuto de agente de ofertas.

Para obtenção do estatuto de cliente não vinculado, os interessados devem dirigir pedido à ERSE. Simultaneamente, devem enviar à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT cópia do pedido enviado à ERSE.

A ERSE dispõe de 30 dias úteis para decidir sobre os pedidos de adesão ao SENV. Neste período, a ERSE procede à consulta da entidade concessionária da RNT e do distribuidor vinculado em MT e AT. Pode ainda a ERSE, caso considere necessário, solicitar informações complementares à entidade interessada.

As condições, prazos e procedimentos a observar pelos clientes não vinculados que desejem aderir ao SENV encontram-se definidos na secção I do Capítulo IV do RRC e na Deliberação 92-A/99, de 15 de Fevereiro.

As instalações que consumam anualmente uma quantidade de energia eléctrica igual ou superior a 9 GWh são elegíveis para efeitos da atribuição do estatuto de cliente não vinculado. Esta quantidade mínima reporta-se ao consumo previsível para os 12 meses posteriores à data para a qual é solicitado o estatuto de cliente não vinculado. Para instalações já em exploração à data da formulação do pedido de atribuição do estatuto de cliente não vinculado, a demonstração dos consumos pode ser feita evidenciando a existência de um período de 12 meses consecutivos com um consumo acumulado superior à quantidade mínima anteriormente referida, nos últimos 2 anos.

Embora a obtenção do estatuto de cliente não vinculado seja uma condição necessária para a celebração do AAOR, o pedido de acesso às redes e a adesão ao sistema de ofertas podem ser solicitados antes da atribuição do estatuto de cliente não vinculado.

O RARI estabelece os procedimentos a observar para obtenção do acesso às redes. Para dar início a um processo de adesão às redes, os candidatos a utilizadores das redes devem submeter à entidade a que se pretendem ligar, ou estão ligados, um pedido de acesso. O AAOR é

celebrado entre o cliente não vinculado e o operador da rede ao qual está fisicamente ligado. No caso de clientes não vinculados ligados à rede de distribuição o acordo é celebrado entre o cliente não vinculado, o distribuidor e a entidade concessionária da RNT, assumindo a natureza de acordo tripartido.

Nos termos previstos no RARI, a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado devem oferecer a todos os candidatos a utilizadores das redes uma minuta de AAOR, da qual constam as condições técnicas específicas do acesso e a especificação da informação inicial de acesso e da informação sistemática de acesso.

As minutas dos AAOR são publicadas pela entidade concessionária da RNT e pelo distribuidor vinculado. Os textos das minutas encontram-se disponíveis na página da ERSE na Internet (<http://www.erse.pt>).

Os clientes não vinculados, quando ligados às redes do SEP, relacionam-se comercialmente com o operador das redes às quais estão fisicamente ligados e com o Gestor de Ofertas, uma das funções asseguradas pela entidade concessionária da RNT.

A formalização destes relacionamentos comerciais é efectuada através dos seguintes contratos:

- AAOR.
- Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas.

O AAOR, consubstanciando um conjunto de direitos e obrigações fundamentais do acesso e uso das redes, constituiu uma peça fundamental para o efectivo funcionamento do SENV. O AAOR integra os aspectos essenciais do relacionamento comercial associado ao acesso e utilização das redes, designadamente:

- Informação inicial de acesso.
- Acessibilidade à instalação.
- Sistema de medição e contagem.
- Verificação dos aparelhos de medição.
- Correção de erros de leitura.
- Facturação e pagamento.
- Caução.
- Cedência de energia a terceiros.

- Suspensão e cessação do AAOR.
- Reclamação e resolução de conflitos.

A participação no sistema de ofertas exige a obtenção do estatuto de agente de ofertas, através do correspondente Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas com a entidade concessionária da RNT, obrigando-se os agentes de ofertas a cumprir o estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas aprovado pela ERSE encontra-se disponível na página da ERSE na internet (<http://www.erse.pt>). Este Manual publica em anexo a Minuta do Pedido de Adesão ao Sistema de Ofertas e a Minuta do Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas e integra aspectos essenciais do relacionamento comercial a observar no sistema de ofertas (mercado de energia), designadamente:

- Condições de obtenção do estatuto de agentes de ofertas.
- Pedido de adesão ao Sistema de Ofertas.
- Procedimentos de verificação das condições de adesão ao Sistema de Ofertas.
- Contratos bilaterais físicos.
- Contratos de garantia de abastecimento.
- Gestão de desvios.
- Sistema de pagamentos, recebimentos e garantias.
- Resolução de conflitos.

Prazos e procedimentos de adesão de clientes não vinculados ao SEP

Os prazos e procedimentos a observar pelos clientes não vinculados que desejam aderir ao SEP encontram-se definidos na secção II do Capítulo IV do RRC e na Deliberação 92-A/99, de 15 de Fevereiro.

Os clientes não vinculados que desejem aderir ao SEP devem dirigir pedido à ERSE. Simultaneamente, o cliente não vinculado em causa deve enviar à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT cópia do pedido enviado à ERSE.

O pedido de adesão assume a forma de pré-aviso de adesão ao SEP, cuja antecedência mínima está actualmente fixada em 1 ano. A ERSE dispõe de 30 dias úteis para decidir sobre os pedidos de adesão ao SEP.

O RRC estabelece que o cliente não vinculado pode ser abastecido pelo SEP antes de se tornar cliente do SEP, caso a entidade concessionária da RNT confirme a existência de capacidade para fornecer a instalação consumidora.

De acordo com o RRC, os fornecimentos de energia no período de antecipação estão sujeitos a uma tarifa especial, constituída pela tarifa de Venda a Clientes Finais do SEP e por um adicional a definir pela ERSE.

Anexo XII RELACIONAMENTO COM O SISTEMA ELÉCTRICO ESPANHOL

Acesso às interligações

O acesso às interligações processa-se de acordo com os decretos-lei n.ºs 182/95, 184/95 e 185/95, todos de 27 de Julho, através da utilização de parcelas de capacidade das interligações para a realização de importações e de exportações de energia eléctrica, sendo remetidos os detalhes para o RARI.

O RARI estabelece as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes do SEP, nomeadamente às interligações. No que diz respeito à garantia de concorrência no acesso às interligações este regulamento estabelece:

- Garantia de prestação de informação anual sobre a capacidade disponível nas interligações para fins comerciais, por parte da entidade concessionária da RNT, aos utilizadores ou candidatos a utilizadores das redes que pretendam importar ou exportar energia eléctrica, sendo esta informação cruzada com a informação da entidade responsável pela operação da rede com que a RNT está interligada e aprovada pela ERSE (artigo 10.º).
- Obrigatoriedade de proporcionar o acesso à RNT, nomeadamente às interligações, por parte da entidade concessionária da RNT, desde que possua capacidade disponível na rede sem afectar os níveis regulamentares da qualidade de serviço e de segurança de abastecimento do SEP, aos produtores e clientes não vinculados (artigo 35.º e 36.º). No caso de falta de capacidade disponível, a recusa do pedido de acesso deve ser justificada por escrito, indicando qual o seu fundamento, bem como as acções a desenvolver pelo candidato para que o pedido seja diferido, havendo a possibilidade para formular novo pedido (artigo 89.º).
- Carácter não discriminatório ao proporcionar o acesso e o uso da RNT, nomeadamente das interligações, por parte da entidade concessionária da RNT (artigo 43.º).
- O acesso às interligações processa-se através da colocação de ofertas de compra e de venda de energia eléctrica junto do Gestor de Ofertas, que se encarrega de proceder à sua divulgação, quer para a celebração de contratos de curta duração quer para o estabelecimento do programa de contratação diário, e do estabelecimento de contratos bilaterais com entidades ligadas às redes com que a RNT está interligada (artigos 77.º e 79.º).
- O mecanismo de acerto de contas a aplicar às transacções nas interligações, da responsabilidade da entidade concessionária da RNT, está sujeito a aprovação da ERSE (artigo 82.º).

O aspecto concorrencial do acesso às interligações é ainda salvaguardado no RD, ao referir que as ofertas de compra e de venda nas interligações são estabelecidas por acordo entre a entidade concessionária da RNT e os operadores do sistema eléctrico com o qual a RNT está interligada, estando o referido acordo sujeito a aprovação da ERSE.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema refere ainda que é da responsabilidade deste último e do seu homólogo em Espanha a determinação dos valores máximos admissíveis de energia que poderão transitar na interligação em cada hora, devendo ser calculados todas as quintas-feiras, para os quinze dias subsequentes e corrigidos sempre que ocorram alterações aos pressupostos iniciais, de acordo com metodologia previamente acordada. Até à entrada em funcionamento do Sistema de Informação do Gestor de Ofertas, compete ao Gestor de Sistema divulgar os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, posteriormente tal será da responsabilidade do Gestor de Ofertas, sendo-lhe comunicado pelo Gestor de Sistema.

Relacionamento entre os agentes de ofertas através de CBF

Numa fase temporária, até à entrada em funcionamento de todas as funções do Sistema de Informação do Gesto de Ofertas, enquanto os mercados diários de energia eléctrica e de serviços de sistema não estiverem em funcionamento (pontos 1.1.2, 1.1.3 e 2 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas), o fornecimento de energia eléctrica numa lógica de mercado será efectuado apenas através da celebração de Contratos Bilaterais Físicos (CBF) e Contratos de Curta Duração.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas prevê um conjunto de regras relativas ao relacionamento comercial com o mercado espanhol no que diz respeito a CBF.

Para efeitos de celebração de CBF entre um agente de ofertas e uma entidade externa ao SEN, o Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas (ponto 3.2.2) define que:

- Deve ser sempre o agente de ofertas a informar o Gestor de Ofertas do CBF celebrado, sendo também responsável por todas as comunicações com o Gestor de Ofertas ou com o Gestor de Sistema.
- Os prazos limites para informação de celebração do CBF são idênticos aos estabelecidos para CBF entre dois agentes de ofertas.

Para efeitos de verificação de informação, o ponto 3.2.3 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas define o seguinte:

- O Gestor de Ofertas deve verificar se o agente de ofertas é detentor de um Acordo de Acesso e Operação das redes válido e se detém o estatuto de agente de ofertas.
- Deve verificar também se o operador do sistema do país de origem da entidade externa ao SEN e de países afectados pelo trânsito têm conhecimento do contrato.
- Deve verificar se o operador do sistema do país de origem da entidade externa ao SEN se responsabiliza pelos desvios em que incorra essa entidade, assegurando na interligação a potência contratada.
- Aquando da submissão da informação, o Gestor de Ofertas deve verificar se a energia máxima declarada para efeitos de celebração do CBF é inferior ou igual à máxima capacidade teórica disponível na interligação declarada pelo Gestor de Sistema.

Os prazos e regras para as comunicações de concretização de CBF são idênticos ao estabelecido para CBF celebrados entre dois agentes de ofertas, com a particularidade que deve ser o agente de ofertas a efectuar as comunicações com o Gestor de Ofertas (ponto 3.3 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas).

O relacionamento entre Gestor de Ofertas e Gestor de Sistema relativo a programas de exploração é idêntico ao estabelecido para CBF celebrados entre entidades do SEN.

No que diz respeito a troca de informação entre o Gestor de Ofertas e o operador homólogo espanhol, o ponto 3.6 do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas estabelece que:

- O Gestor de Ofertas deve confirmar que existe conhecimento e autorização do operador de mercado espanhol da celebração do CBF, assim como da sua execução diária.
- Confirmação através do Gestor de Sistema que o operador do sistema eléctrico espanhol tem conhecimento do CBF e autoriza a concretização do mesmo.
- O Gestor de Ofertas deve enviar aos operadores espanhóis, por meio que permita registo, a informação relativa à quantificação do contrato apresentada pelo agente de ofertas.
- Caso os operadores espanhóis não confirmem as informações prestadas pelo agente de ofertas, o programa de execução do contrato não poderá ser considerado, devendo o Gestor de Ofertas notificar o agente de ofertas desse facto.

Ao contrário do que sucede num CBF celebrado entre duas entidades do SEN, em que cabe ao agente de ofertas que recebe a energia a responsabilidade pela liquidação das várias componentes associadas ao fornecimento de energia eléctrica, num CBF celebrado com uma entidade externa ao SEN, a responsabilidade pela liquidação das várias componentes pertence ao agente de ofertas.

Anexo XIII OFERTA DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Para que seja possível operar o sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, de estabilidade e de qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, é necessário incluir serviços de sistema.

O modo como estes serviços devem ser fornecidos e a quem cabe essa tarefa está previsto na regulamentação aplicável ao sector eléctrico. Destacam-se o RARI e o RD, que constituem a base regulamentar no que diz respeito a serviços de sistema. Estes regulamentos remetem, por sua vez, o tratamento mais detalhado para os manuais de procedimentos do Gestor de Sistema, do Gestor de Ofertas e do Agente Comercial do SEP. Finalmente, destaca-se o AAOR, sem o qual não é possível operar no Sistema Eléctrico numa lógica de mercado.

A regulamentação em vigor separa estes serviços em serviços obrigatórios e serviços voluntários, com tratamento específico para cada um dos casos (art.º 69.º do RARI e ponto 5 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema).

Os primeiros são serviços básicos indispensáveis ao funcionamento do sistema e incluem o serviço de regulação de tensão e de frequência. Estes serviços são de disponibilização obrigatória, não sendo passíveis de qualquer remuneração específica (art.º 72.º do RARI).

O serviço de regulação primária de frequência e de regulação de tensão devem ser fornecidos obrigatoriamente por todos os produtores vinculados e por todos os produtores não vinculados com potência aparente superior a 10 MVA, ligados às redes do SEP (art.º 73.º do RARI e pontos 5.3 e 5.6 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema).

Estão previstas penalizações, quer no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, quer nos Contratos de Aquisição de Energia, quer ainda no AAOR, para os produtores que não disponibilizem os serviços obrigatórios.

Os serviços de sistema de disponibilização voluntária são serviços complementares e úteis para a regulação de tensão e regulação de frequência secundária e terciária. Estes serviços englobam a compensação síncrona/estática, a telerregulação, o funcionamento em reserva quente, o telearranque e o arranque autónomo (Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema 5.4, 5.5, 5.7 e 5.8).

O serviços de sistema voluntários são fornecidos actualmente pelas centrais do SEP, podendo também ser fornecidos por produtores não vinculados através de acordo estabelecido para o efeito com a entidade concessionária da RNT. Adicionalmente, a entidade titular de licença

vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT, assim como as associações de consumidores, também podem fornecer estes serviços (RARI e ponto 5.2 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema).

O modo como é efectuada a remuneração dos serviços varia consoante são contratados por contrato específico ou por encontro de ofertas diárias.

De acordo com o quadro legal e regulamentar em vigor, cabe à entidade concessionária da RNT, na função do Gestor de Sistema, a responsabilidade pela gestão técnica global do sistema, garantindo a existência de serviços de sistema suficientes para a correcta manutenção da operação do sistema com adequados níveis de segurança, de estabilidade e de qualidade de serviço.

Para o efeito, o Gestor de Sistema deve elaborar, de dois em dois anos, o Plano de Necessidades de Serviços de Sistema, no qual é quantificada, para um horizonte de dois anos, a situação de disponibilidade de serviços de sistema e identificados possíveis casos de insuficiência (RARI e ponto 5 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema).

Na sequência do plano de necessidades, a contratação de serviços de sistema, por parte do Gestor de Sistema, tanto pode assumir um carácter contratual com horizonte temporal mais prolongado, como pode resultar de contratação a curto prazo (artigos 70.º e 73.º do RARI e ponto 5.2 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema).

Todos os agentes de ofertas com autorização para actuar no Sistema de Ofertas e que disponham de instalações de produção podem fornecer serviços de sistema, mediante acordo com a entidade concessionária da RNT.

Estão previstas as seguintes formas de fornecimento:

- Contratos específicos de fornecimento de serviços de sistema, celebrados entre as entidades fornecedoras destes serviços e a entidade concessionária da RNT, na função de Gestor de Sistema ou de Agente Comercial do SEP, para substituição das suas centrais por motivos técnico-economicos.
- Contratação de ofertas de energia apresentadas por agentes de ofertas com meios de produção, as quais também podem incluir serviços de sistema com discriminação das quantidades e preços.

Os produtores vinculados são remunerados com base nos Contratos de Aquisição de Energia, recebendo especificamente pelos serviços voluntários e não sendo remunerados pelos serviços

obrigatórios. Já os produtores não vinculados recebem pelos serviços (voluntários) em função dos contratos estabelecidos.

Os clientes pagam os serviços de sistema através de uma parcela incluída nas tarifas que lhes são aplicadas, associada à Gestão Global do Sistema.

SIGLAS E UNIDADES

Siglas

AAOR	Acordo de Acesso e Operação das Redes
ACS	Agente Comercial do SEP
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW
BTN	Baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CBF	Contrato Bilateral Físico
CCD	Contrato de Curta Duração
CGA	Contrato de Garantia de Abastecimento
CNV	Cliente Não Vinculado
DGE	Direcção-Geral de Energia
DSM	Demand Side Management (Gestão da Procura)
DV	Distribuidor Vinculado
END	Energia Não Distribuída
ENF	Energia Não Fornecida
ERSE	Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
GO	Gestor de Ofertas
GS	Gestor de Sistema

MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MPGO	Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas
MPGS	Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
PIB	Produto Interno Bruto
PRE	Produção em Regime Especial
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RD	Regulamento do Despacho
REN	REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RRD	Regulamento da Rede de Distribuição
RRT	Regulamento da Rede de Transporte
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Duração Média das Interrupções de Serviço do Sistema)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Frequência Média das Interrupções de Serviço do Sistema)
SARI	System Average Restoration Index (Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema)
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
TGCS	Turbina a Gás de Ciclo Simples
UE	União Europeia
URE	Utilização Racional de Energia

Unidades

GWh	gigawatt hora
km	quilómetro
km ²	quilómetro quadrado
kV	quilovolt
kVA	quilovolt-ampere
kvarh	quilovolt-ampere reactivo hora
kWh	quilowatt hora
MVA	megavolt-ampere
MW	megawatt