

Comentários à Proposta da ERSE de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico

Índice

| | | |
|---------|---|----|
| 1 - | INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 - | ENQUADRAMENTO GERAL | 1 |
| 3 - | PLANEAMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO | 2 |
| 3.1 - | Metodologia do planeamento..... | 2 |
| 3.2 - | Orçamento de investimentos..... | 4 |
| 3.3 - | Caracterização das redes..... | 5 |
| 4 - | TELECONTAGEM | 6 |
| 5 - | REDUÇÃO DE PERDAS | 10 |
| 6 - | PROCESSO DE LETURA/FACTURAÇÃO | 12 |
| 6.1 - | Periodicidade da leitura..... | 12 |
| 6.2 - | Indicação prévia da data de leitura..... | 15 |
| 7 - | REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS | 15 |
| 7.1 - | Relacionamento comercial. Prazo de pagamento..... | 15 |
| 7.2 - | Operadores das redes de distribuição | 16 |
| 7.2.1 - | Actividades..... | 16 |
| 7.2.2 - | Interrupção do fornecimento de energia..... | 16 |
| 7.3 - | Ligações às redes | 17 |
| 7.4 - | Medição, leitura e disponibilização de dados | 19 |
| 7.4.1 - | Equipamentos de medição – Fornecimento..... | 19 |
| 7.4.2 - | Clientes – Medição..... | 19 |
| 7.5 - | Mudança de fornecedor | 20 |
| 7.6 - | Comercialização – Procedimentos fraudulentos | 20 |
| 7.7 - | Comercialização regulada de energia eléctrica | 21 |
| 7.7.1 - | Periodicidade da facturação. Prazos de pagamento..... | 21 |
| 7.7.2 - | Cauções – Alteração de valor..... | 21 |
| 7.7.3 - | Pagamento de acertos de facturação..... | 22 |
| 7.7.4 - | Facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário..... | 22 |
| 7.7.5 - | Interrupção do fornecimento de energia..... | 23 |
| 8 - | REGULAMENTO TARIFÁRIO | 23 |
| 8.1 - | Opções tarifárias | 23 |
| 8.2 - | Fórmula de regulação da actividade de distribuição | 23 |
| 8.3 - | Plano de promoção do desempenho ambiental | 24 |
| 8.4 - | Metodologia de cálculo - ajustamentos | 25 |
| 8.5 - | Tarifas de referência | 25 |

1 - INTRODUÇÃO

O objectivo deste documento é o de apresentar os principais comentários e sugestões da EDP Distribuição às propostas de novos Regulamentos do Sector Eléctrico – Regulamento Tarifário (RT), Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) – procurando contribuir, desta forma, para “... uma maior clareza e eficácia dos regulamentos, logo a eficiência da regulação”.

Ao longo deste documento é dado destaque a um conjunto de temas que mereceu particular atenção: é o caso do planeamento das redes de distribuição, da telecontagem, da redução de perdas e do processo de leitura/facturação. Nos últimos capítulos é apresentado um conjunto de questões que decorrem do restante clausulado constante do RRC e do RT.

2 - ENQUADRAMENTO GERAL

- Tal como consta dos documentos da ERSE que enquadram este processo de revisão, ele resulta do facto de ter sido considerado necessário adequar a legislação aplicável ao sector eléctrico na sequência da publicação da Directiva n.º 2003/54/CE e de diversa legislação nacional publicada em 2003 e 2004.

Contudo, é de realçar o facto destas alterações surgirem num contexto em que ainda não foi publicada a Lei de Bases para o Sector nem foi transporta a referida Directiva, o que poderá vir a condicionar a aplicabilidade de disposições constantes dos documentos agora em discussão e a implicar a realização de um novo processo de revisão, a ocorrer provavelmente ainda no decurso de 2005.

- A EDP Distribuição reconhece que nos últimos anos as condições envolventes ao sector eléctrico mudaram significativamente e que essas mudanças implicaram a introdução de alterações regulamentares, que por vezes têm ultrapassado o que estritamente resulta da evolução legislativa. Para a Empresa é claro que as

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

disposições mais estáveis são as que assentam no consenso, o mais alargado possível, entre todos agentes envolvidos.

- As alterações aos regulamentos agora propostas pela ERSE não comportam, num conjunto significativo de matérias, as normas, os procedimentos e os critérios a implementar, anunciando que constarão de documentos posteriores, cuja elaboração endossa, em muitos casos, aos distribuidores ou à concessionária da RNT, ficando a sua concretização condicionada à aprovação pela ERSE. A EDP Distribuição manifesta a sua total disposição para colaborar com a ERSE na preparação dos documentos complementares aos regulamentos que agora venham a ser publicados, como o fez no passado, muitas vezes de forma proactiva, colocando à disposição do sector o conhecimento e a experiência de que dispõe, tanto como distribuidor, como na qualidade de comercializador. Alerta, no entanto, para o volume de documentos a elaborar e para a necessidade de adequar os respectivos prazos à efectiva capacidade de realização. Salienta, também que a opção agora proposta poderá conduzir a que esses documentos não venham a ser discutidos publicamente.

3 - PLANEAMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O conjunto de prescrições referentes ao processo de planeamento das redes e mesmo à aprovação e à forma de adjudicação de obras concretas levanta dúvidas sobre se se situa no âmbito da competência da ERSE.

3.1 - Metodologia do planeamento

De acordo com a proposta apresentada, a ERSE passará a aprovar a metodologia de planeamento. Tal pode ser entendido como “aprovar um conjunto de regras básicas” a que deve obedecer o processo de planeamento ou “aprovar o próprio processo criativo” pelo qual cada técnico define e analisa as soluções alternativas, recorrendo aos seus conhecimentos científicos e experiência. Esta última alternativa não parece ser razoável.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

Da proposta consta que deverão ser presentes à ERSE cenários de evolução da capacidade de produção, por tecnologia de produção, designadamente a partir de fontes de energia renováveis. Tratando-se de equipamentos de produção, com momento de construção e características definidos por outros agentes de mercado, que não os operadores das redes, julga-se que essa tarefa deve ser cometida aos próprios produtores.

No documento em análise preconiza-se ainda um conjunto de realizações (consultas e audições públicas, reuniões sempre que solicitado) prévias à apresentação do plano para aprovação.

No entanto, um plano de investimentos é um plano técnico que visa a prestação de um serviço público de cariz universal, não é um plano de cariz político ou legislativo. O plano deve ter em conta não só as necessidades do mercado mas também a disponibilidade de recursos internos, designadamente de cariz financeiro, e externos (capacidade de realização por parte de fornecedores de materiais e serviços), além do retorno financeiro proporcionado.

Está-se certo de que uma eventual discussão pública colocará a apreciação do plano de investimentos em moldes políticos e desajustados à questão, procurando orientá-lo para interesses sectoriais e regionais, eventualmente conduzindo, não a um entendimento entre os participantes no processo, mas a uma fricção entre eles, podendo mesmo conduzir a soluções não económicas de desenvolvimento das redes.

A qualidade dos planos deve ser medida avaliando se estão a ser satisfeitas as necessidades do mercado, com a qualidade especificada, a preço razoável, assegurando à empresa que o realiza um retorno compatível com o esforço de investimento realizado (também deveria haver garantias de que os parâmetros e opções regulamentares são estáveis).

Sob esse ponto de vista, é de salientar que, a nível da distribuição de energia eléctrica, tem sido possível alimentar todos os consumos, com um nível de investimento que reconhecidamente não tem sido excessivo, isto é,

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

sem induzir amortizações exageradas, pagas pelos consumidores, e sem pôr em causa os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no respectivo regulamento.

3.2 - Orçamento de investimentos

É proposto que a EDP Distribuição apresente à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, uma lista exaustiva dos investimentos a realizar no ano seguinte, para aprovação.

Merece uma especial referência pretender-se estipular a aprovação, pela ERSE, dos investimentos a realizar. Coloca-se a questão de saber qual será a situação da Empresa no caso de a ERSE não se pronunciar atempadamente sobre a proposta de investimentos. Os dispêndios, na forma proposta ou noutra alternativa, poderão ter de se realizar sob pena de outros regulamentos (Regulamento da Qualidade de Serviço, por ex.) não serem cumpridos e, se forem realizados, poderão não ser remunerados. Por outro lado, a aprovação das obras propostas ficará sujeita a uma decisão discricionária, a menos que sejam previamente conhecidos os critérios de avaliação. Salienta-se que a rede de distribuição participa na segurança de abastecimento, vertente sob a qual também os planos devem ser analisados.

Uma grande parte do investimento na distribuição é consequência directa e imediata do interesse de ligação de clientes e produtores. São esses agentes de mercado que definem o local, a data e através da potência requisitada, componentes fundamentais das características da ligação. Não é assim possível listar antecipadamente essas obras.

Uma outra parte do investimento é constituída por obras e iniciativas cuja forma e momento são definidas pela EDP Distribuição tendo em conta as necessidades do mercado. Dessas, algumas são de grande dimensão (basicamente as obras de AT) e outras são de pequena dimensão (algumas pequeníssima, como no caso da BT). Não parece possível listar, em consciência, todas as obras que virão a ser realizadas e considera-se certo que, mesmo para algumas daquelas já decididas (e que podem ser

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

listadas) poderá haver significativas diferenças entre a solução inicial e a que finalmente será implementada.

As diferenças ocorrem fundamentalmente pela dificuldade de estabelecimento de traçados e de obtenção de espaços e autorizações de construção, da previsão de novos consumos, além de factos supervenientes de origem interna e externa. São as consequências do dinamismo da economia e da ocupação territorial.

As obras de investimento não têm forçosamente um término coincidente com o fim do ano, podendo iniciar-se num ano e finalizar-se noutra, mesmo sendo obras de pequena dimensão e execução rápida.

Historicamente, não tem sido possível em Junho estabelecer, com um mínimo de segurança, quais das obras em curso estarão completas e em serviço em 31 de Dezembro, não sendo pois possível prever quais destas devem constar do plano do ano seguinte.

Prescrevendo-se algo que poderá ser impossível de concretizar, a ocorrência das seguintes situações deverá ser acautelada:

- obras previstas no plano e que são alteradas, em data, em especificações técnicas ou em orçamento;
- realização de obras não previstas no plano.

De facto, a concepção que pareceu presidir à elaboração das propostas de alteração regulamentar relativas ao planeamento é a de um planeamento estático, com um estabelecimento de realizações inalterável, de concretização obrigatória. Admite-se como mais conveniente uma concepção mais moderna, de um planeamento dinâmico, capaz de se adaptar e absorver as mudanças, vivendo em cenários de incerteza com flexibilidade de aproveitamento de oportunidades se enquadradas nos objectivos e nas concepções das redes que se prefiguram para o futuro.

3.3 - Caracterização das redes

É proposto que cada operador elabore um documento de caracterização das redes que opera.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

Preconiza-se que nesse documento a informação relativa às redes MT e AT inclua, para além de um conjunto de informação em tudo idêntico à que é solicitada para o caso das redes MAT, igualmente informação relativa às potências de curto-circuito nos barramentos das subestações AT/MT e ao tipo de ligação do neutro à terra.

A EDP Distribuição poderá ser levada a concluir que a ERSE considera que essa informação adicional não é relevante para os utilizadores das redes MAT. Por outro lado não é possível à EDP Distribuição calcular as potências de curto-circuito nas suas redes desconhecendo os valores homólogos na rede de transporte.

A proposta estabelece que deverão ser divulgadas as principais características das linhas e das subestações e a sua variação de acordo com a época do ano, não sendo claro a que características, designadamente as variáveis, tal se aplica.

Na caracterização das redes é proposto que se inclua a identificação dos principais desenvolvimentos futuros, não sendo evidente em que medida essa informação deve ser ou pode ser distinta da do plano de investimentos que deverá ser objecto de aprovação pela ERSE.

No referido documento de caracterização das redes deverão ser incluídas "perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano". Tal como tem sido diversas vezes referido pela EDP Distribuição, nomeadamente à ERSE, trata-se de uma informação não disponível, nem passível de ser obtido com um mínimo de rigor, não se compreendendo em que medida essa informação é relevante para os utilizadores ou candidatos a utilizadores das redes.

4 - TELECONTAGEM

A proposta de novo Regulamento de Relações Comerciais prevê a alteração na atribuição de responsabilidade pelos custos de instalação e manutenção de comunicações para telecontagem, referindo que¹ "Salvo acordo em

¹ – Artigo 120.º da proposta de RRC

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

contrário, os custos com a instalação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:

- Do operador da rede de distribuição MT e AT, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte.
- Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes".

No documento justificativo do Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE refere que "...estando já em fase de conclusão o programa de substituição de contadores em Portugal continental, verifica-se que em muitos dos pontos de medição não foi instalada a infra-estrutura de telecomunicação (da responsabilidade do cliente), não estando a ser efectuada a leitura remota...". Refere ainda a ERSE que "...a discriminação horária de leitura conseguida pelo equipamento não é aproveitada dados os custos que resultariam da sua recolha local..." e conclui que "...parte do investimento realizado com o programa de substituição de contadores não está a ser rentabilizado, perdendo-se, assim, parte dos benefícios associados à instalação destes equipamentos".

a) Impacto da tecnologia

A atribuição de responsabilidade à EDP Distribuição pelos custos com a instalação e manutenção de infra-estruturas de telecomunicações para telecontagem aconselha uma opção generalizada por comunicação por rede móvel GSM em detrimento de rede fixa PSTN.

No âmbito dessa responsabilidade, a comunicação PSTN tem desvantagens técnicas importantes para a EDP Distribuição, uma vez que:

- Exige contratualização com o operador de rede fixa de uma ligação física ao contador localizado numa instalação particular (cliente);
- Tem associada uma renda fixa mensal por ligação;

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

- Tem uma manutenção complexa, porque a maior probabilidade de avaria ocorre na ligação individual a cada contador;
- É muito exposta a sobretensões, nomeadamente de origem atmosférica, apesar das protecções instaladas.

A comunicação GSM não tem estas desvantagens, já que:

- É feita sem qualquer ligação fixa, dependendo de uma antena colocada junto do módulo de comunicação;
- Não tem qualquer renda fixa mensal por cartão de comunicação de dados;
- As avarias ocorrem ao nível das centrais de transmissão de sinal e não têm carácter ponto a ponto;
- Não está sujeita a sobretensões.

A análise económica das duas soluções também favorece a comunicação GSM, uma vez que:

- o custo médio mensal de comunicação para recolha de dados de um contador é da ordem de 1 para 4 GSM e PSTN, considerando custos variáveis e fixos (chamadas telefónicas diárias mais renda fixa mensal);
- o investimento no módulo de comunicação GSM tem vindo a decrescer sendo já da ordem de grandeza do módulo PSTN.

Importa referir que a comparação das vantagens técnicas e económicas dos dois tipos de comunicação não obedeceu sempre aos parâmetros acima descritos. Na realidade, tem havido uma forte variação desses parâmetros, nomeadamente ao nível dos valores de investimento. Os custos dos equipamentos adquiridos em concurso público realizado em 2003 evidenciaram, à data, uma diferença muito significativa entre módulos GSM e PSTN sendo o custo dos primeiros cerca de três vezes superior aos dos segundos (em termos médios ponderados).

Assim, os clientes foram sendo conduzidos à utilização de comunicação PSTN, embora se verifique nos pedidos mais recentes de passagem ao mercado que esta prática tem vindo a ser alterada. De facto, no âmbito do

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

switching, no último mês, houve já mais pedidos de ligações com recurso a comunicação GSM do que por recurso à rede fixa.

Importa ainda referir que a tendência que se verifica nas outras *utilities* europeias vai no sentido de utilização generalizada da tecnologia GSM.

b) Impacto nos processos

A instalação de equipamentos de telecontagem incide em três grupos de clientes:

- clientes que pretendem passar ao mercado;
- novas ligações;
- clientes intervencionados na campanha de substituição de contadores ao abrigo da campanha de instalação de telecontagem.

Com a alteração regulamentar agora proposta, os comercializadores dos clientes que pretendam passar ao mercado vão ser informados de que deixam de ter que suportar os custos relativos a comunicações associadas à telecontagem, sendo de esperar dois tipos de reacção:

- um aumento dos pedidos (actualmente cerca de 300/mês);
- uma solicitação de que a EDP assuma os custos das comunicações fixas dos actuais clientes das suas carteiras.

Não parece aceitável que a EDP Distribuição assuma os custos de linhas telefónicas para instalações de clientes, pelo que deverá ficar estabelecido um prazo, nunca inferior a um ano, para a passagem dessas comunicações de PTSN para GSM, prazo esse durante o qual os clientes continuam a assumir os respectivos encargos com comunicações.

Em todo o caso, poderá ser necessário, negociar condições contratuais com o operador de rede fixa, para avaliar a resposta a dar a situações residuais que se mantenham para além daquele prazo, normalmente aquelas situações em que não seja possível, tecnicamente, instalar comunicação GSM.

Nas novas ligações, existem situações em que alguns clientes disponibilizam linha telefónica para a telecontagem embora esta não seja uma prática

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

generalizada. Com a passagem desta responsabilidade para a EDP Distribuição, poderá passar a ser instalada comunicação GSM com o equipamento de medição.

Para os clientes intervencionados no âmbito da campanha ainda em curso de instalação de telecontagem, a colocação nessa oportunidade de comunicação GSM evitará uma nova intervenção.

A implementação destes procedimentos fará com que no final de 2005 existam cerca de 10 000 clientes em telecontagem, ou seja cerca de duas vezes a quantidade actual.

A EDP Distribuição concorda com a proposta de que os custos com a instalação e a manutenção das infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes MT e AT constituam encargo do operador da rede de distribuição MT e AT, mas para tal propõe que seja estabelecido o final de 2008 (final do próximo período de regulação) como prazo para que se torne efectiva a generalização da telecontagem a todos os clientes MT.

A EDP Distribuição estima que o investimento total associado à instalação das infra-estruturas de comunicação necessárias à leitura remota de equipamentos de medição seja da ordem de 4,4 milhões de euros, e que haja lugar, em 2005, a um acréscimo de custos de funcionamento da ordem de 211 mil euros, custos estes que deverão permanecer estáveis nos anos seguintes.

5 - REDUÇÃO DE PERDAS

Tendo sido estabelecido a nível do Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) um objectivo nacional de redução de perdas a ERSE apresenta uma proposta de metodologia para a repartição desse objectivo pelos diversos operadores.

A proposta de metodologia tem apenas em conta Portugal Continental, sem que para tal se apresente justificação. Por outro lado, na repartição dos objectivos aplicou-se uma regra proporcional entre o que se verificou num

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

dado ano e o que se pretende para 2010. Obviamente que a repartição do objectivo pelas empresas depende do ano inicial que for escolhido. A consideração do ano 2000 leva a que todo o esforço de redução de perdas seja suportado pela rede de distribuição, podendo inclusive as perdas no transporte aumentar, em relação aos níveis, já atingidos, de 2004.

A metodologia proposta leva a que a definição do objectivo de redução de perdas não tenha minimamente em conta a situação do mercado, com a energia consumida em BT a crescer (historicamente) a um ritmo superior à de MT. As perdas técnicas para um fornecimento em BT serão forçosamente superiores às perdas que ocorreriam se a alimentação fosse em MT.

Não tem também em conta o provável grande acréscimo de entregas de energia por parte de Produtores em Regime Especial (PRE) (medida também constante no PNAC). As entregas em AT (que deverão constituir a maioria), em zonas de consumos baixos, vão fazer aumentar as perdas na rede do distribuidor.

As perdas técnicas na rede verificam-se em todos os equipamentos em serviço nessa rede. Uma alteração significativa nas perdas técnicas só será possível actuando sobre um número também significativo de instalações e defronta-se com as dificuldades decorrentes de um volume de obras, potencialmente elevado, que não podem ser executadas em prazo curto. Pode até afirmar-se que o nível de perdas em 2006 será praticamente independente do que venha ser estabelecido nos regulamentos e da actuação técnica, em 2006, dos operadores de rede, mas que será sensível aos consumos e sua distribuição por nível de tensão e às obras que já estão em execução e que ficarão concluídas em 2005 e inícios de 2006.

A assunção pela EDP Distribuição da realização de investimentos com o objectivo de se atingir em 2010 um nível global de perdas de 8,6% (transporte mais distribuição), horizonte claramente fora do próximo período de regulação, sem que se conheça o parâmetro de regulação – nível de perdas de referência – e aparentemente sem que seja possível ao longo de referido período alterar o activo que venha a ser fixado para o mesmo período de

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

regulação, poderá vir a colocar questões com forte impacto ao nível da remuneração da actividade de distribuição².

Assim, a EDP Distribuição propõe que na fórmula de apuramento dos proveitos da actividade de distribuição seja explicitado um termo adicional que, à semelhança do que sucede, por exemplo, com a *Promoção do Desenvolvimento Ambiental*, sirva para a recuperação dos investimentos que venham a ser realizados no âmbito do PNAC, visando o efectivo cumprimento do objectivo de redução de perdas.

Por outro lado, tal como já foi referido em anterior momento pela EDP Distribuição³, a actuação sobre o "quantitativo de energia reactiva compreendida no fornecimento de energia activa (tg)" faz parte de um conjunto de acções que poderão conduzir à consecução do objectivo global de redução de perdas no âmbito do PNAC.

Convém recordar que o actual limiar de facturação de energia reactiva foi estabelecido em Janeiro 1989, altura em que se modificou o limiar de $\text{tg}\phi=0,6$ para $\text{tg}\phi = 0,4$. A fixação de um novo limiar de compensação de energia reactiva, mais exigente, implica investimentos quer por parte dos clientes quer por parte do operador de rede, na actividade de compra do acesso à rede de transporte.

Por se julgar que se trata de um assunto complexo, que exige estudos cujo tempo de realização será seguramente significativo, propõe-se que pelo menos no primeiro ano deste novo período de regulação seja mantido o actual limiar de compensação.

6 - PROCESSO DE LEITURA/FACTURAÇÃO

6.1 - Periodicidade da leitura

Na sua proposta a ERSE estabelece para a BTN a alteração, de 18 para 6 meses, do período ao fim do qual o operador da rede pode exigir a

² – No documento *Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento justificativo* (pág.81) consta " ...na definição do *price-cap* das actividades de distribuição ... (quer o preço no primeiro período de regulação quer no factor X, de evolução anual desse preços) não são levados em consideração os investimentos em redução de perdas que não tenham sido previstos e atempadamente enviados à ERSE. ..."

³ – Carta ref. 71/05/CA de 28 de Fevereiro.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

marcação de uma leitura extraordinária, de modo a harmonizar a leitura extraordinária com o prazo máximo previsto para os acertos de facturação efectuados com base em estimativas de consumo (não superior a seis meses). Assim no RRC preconiza-se, para a BTN:

- realização de pelo menos 2 leituras por ano (art. 126.º, n.º 6);
- se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador de rede, realizadas com um intervalo mínimo de 30 dias, não for possível a leitura do equipamento de medição durante 6 meses consecutivos, o operador da rede pode exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária (art. 127.º, n.º1). A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as partes (art. 127.º, n.º4). Na impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária dos equipamentos de medição, num prazo máximo de 30 dias após notificação, os operadores de rede podem interromper o fornecimento (art. 127.º, n.º5);
- os acertos de facturação subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem ter lugar num prazo não superior a seis meses, utilizando, para o efeito, os dados disponibilizados pelo distribuidor, recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição (art. 168.º, n.º1 e n.º6).

A conjugação destas disposições levará à introdução de alterações profundas nos processos de leitura e facturação, com acréscimos significativos de custos.

Aparentemente, subjacente a esta proposta poderá estar a consideração de uma de duas hipóteses:

- Alteração da periodicidade de leitura para 3 meses (4 leituras no ano), correspondendo aproximadamente à duplicação dos custos actuais com leituras de clientes BTN;
- Manutenção da periodicidade de 6 meses, com a realização, nos casos em que não é conseguida a leitura, de uma nova tentativa fora de ciclo ao fim de 30 dias. Neste caso, o acréscimo de custos com a

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

realização, duas vezes por ano, de cerca de 20% de visitas adicionais para leituras fora do roteiro normal de leitura (trata-se do universo de clientes em relação aos quais a taxa de sucesso na recolha de leituras dentro dos roteiros usuais é praticamente nula) é da ordem dos 4,2 milhões de euros/ano (valor estimado considerando que é possível obter um preço de 1,8 euros por visita).

É de salientar que, em qualquer das duas alternativas, se após as duas tentativas de recolha de leituras for necessário agendar uma leitura "extraordinária" por iniciativa da Empresa, o custo de cada leitura extraordinária será de cerca de 10,8 euros, considerando os custos administrativos associados à respectiva marcação.

Ora, apesar destes acréscimos de custos, o problema de acerto de facturação não ficará resolvido, uma vez que o mesmo seria sempre efectuado para além dos seis meses o que, nos termos do estabelecido no artigo 168.º, não é possível.

Conclui-se, assim, que a solução proposta, e de forma a que os valores facturados correspondam ao realmente consumido, só é realizável com a passagem da leitura para seis vezes no ano, com acréscimos de custos expressivos que deverão ser repercutidos nas tarifas, não se sabendo se os clientes estão disponíveis para os suportar.

Em alternativa, poder-se-ia considerar a realização de leituras quadrimestrais com leituras fora de ciclo para o caso dos clientes não lidos, solução ainda mais cara do que a anterior.

A EDP Distribuição propõe, como alternativa, a manutenção da periodicidade de leitura de 6 meses com a possibilidade de, após duas tentativas frustradas para obtenção de leituras (12 meses), ser exigida a marcação de uma leitura extraordinária

A EDP Distribuição entende, dado que nos meses em que não é promovida a leitura ou não é facultado o acesso aos equipamentos de contagem são feitas facturações com base em estimativas, de acordo com regras pré-estabelecidas, que os casos em que ocorrem acertos de facturação

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

não configuram qualquer situação de prescrição nos termos do Decreto-Lei 23/96, nomeadamente porque o cliente tem sempre conhecimento dos valores dos consumos facturados e dos meios que pode utilizar para, em cada momento, corrigir esses valores.

No sentido de contribuir para uma maior esclarecimento destas matérias a EDP Distribuição enviará à ERSE parecer relativo aos acertos de facturação referentes ao fornecimento de energia eléctrica e seu enquadramento em termos do direito de prescrição.

Tratando-se de matéria que necessita de melhor aprofundamento, sugere-se que, nesta fase, as alterações a introduzir sejam as acima propostas, deixando-se, no entanto, a possibilidade de posterior modificação.

6.2 - Indicação prévia da data de leitura

No RRC é proposto que, no caso dos clientes BTN, os operadores de redes de distribuição devam avisar previamente os clientes da data de realização da leitura (art. 126.º, nº7).

A EDP Distribuição considera que não é fácil a operacionalização desta medida, uma vez que se entende que o meio mais adequado para efectuar o aviso é a factura mais próxima da data de leitura que poderá ser emitida a dois meses de distância. Contudo, entre a data de emissão da factura e a data prevista para a leitura, podem ocorrer operações de optimização de roteiros que podem alterar a data inicialmente prevista.

No entanto, a EDP Distribuição reconhece a vantagem deste tipo de medidas, e procurará acordar, com as entidades prestadoras de serviços de leitura, soluções adequadas às realidades locais que permitam uma aproximação à solução proposta.

7 - REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

7.1 - Relacionamento comercial. Prazo de pagamento

Como consequência da alteração do prazo de pagamento de 10 para 15 dias que é proposto para o caso dos clientes BTN (incluindo IP), a EDP

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

Distribuição considera que tal deverá conduzir a um ajustamento do prazo de pagamento das facturas entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, actualmente fixado em 20 dias (art. 34.º do RRC).

7.2 - Operadores das redes de distribuição

7.2.1 - Actividades

De acordo com as propostas em discussão, as actividades dos operadores das redes de distribuição passarão ser desdobradas em três actividades – Distribuição de Energia Eléctrica, Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Comercialização de Redes. Segundo a proposta em discussão a separação das actividades deve ser realizada em termos "contabilísticos" e "organizativos"⁴. A EDP Distribuição considera não ser sequer exequível esta separação em termos de organização, nem tal ser exigível em termos da Directiva 2003/54/CE.

7.2.2 - Interrupção do fornecimento de energia

Por vezes as Direcções Regionais do Ministério da Economia, solicitam a interrupção do fornecimento de energia eléctrica de determinada instalação, condicionando ainda a religação a uma sua autorização prévia. Assim, nestas situações concretas propõe-se que na caracterização das "razões de interesse público"⁵, fiquem previstas estas situações, nomeadamente estabelecendo que: "Consideram-se interrupções por razões de interesse público, nomeadamente, as que decorram de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, bem como aquelas que ocorram a pedido da entidade administrativa competente, sendo que o restabelecimento do fornecimento só poderá ser efectuado mediante autorização prévia da referida entidade".

⁴ – Artigo 36.º da proposta de RRC.

⁵ – Artigo 46.º da proposta de RRC.

7.3 - Ligações às redes

As propostas de alteração relativas ao estabelecimento das ligações às redes se por um lado apontam para uma maior simplificação e clarificação de conceitos, por outro dão lugar a uma maior intromissão em áreas previstas na Portaria 454/2001, que regulamenta os contratos de concessão

A EDP Distribuição está de acordo com a introdução de alterações que nesta matéria possam vir a facilitar a aplicação dos princípios consagrados na regulamentação, nomeadamente o princípio da igualdade de tratamento e oportunidade.

No entanto, não quer deixar de salientar que a introdução do princípio de que qualquer ligação é efectuada à rede mais próxima, quer esta tenha ou não capacidade técnica para se proceda à ligação, irá implicar uma redução nos encargos actualmente suportados pelos requisitantes, transferindo esses encargos para os custos com o reforço das redes. Por outro lado, julga-se que o entendimento sobre "rede mais próxima" seja o da rede do mesmo nível de tensão, o que deverá ser clarificado.

Já no que diz respeito aos eventuais conflitos com os contratos de concessão, são propostas duas alterações:

- isenção pelo requisitante do pagamento dos elementos de expansão da rede BT;
- eliminação do conceito de "potência de referência", obrigando todos os requisitantes a pagar participação nos reforços das redes qualquer que seja o valor de potência requisitada, apenas admitindo uma diferenciação em função da especificidade do local e do tipo de rede.

A EDP Distribuição reconhece a dificuldade de definição das potências de referência e da sua aplicabilidade, reconhece, ainda, que a proposta da ERSE pode vir a reduzir os conflitos com os requisitantes, contudo, crê que deverá ser avaliado o potencial de conflito que pode vir a ser criado entre a EDP Distribuição e os municípios concedentes. Acresce ainda o facto de

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

se ter de manter o conceito de potência de referência, uma vez que continua a ser ela a fronteira para o operador de rede poder exigir espaço para o estabelecimento de um posto de transformação.

Relativamente à metodologia utilizada para cálculo dos encargos médios e custos médios de uma ligação, constantes do *Documento Justificativo do Regulamento de Relações Comerciais*⁶ de referir que uma coisa são os encargos e custos médios associados aos elementos de rede de uso exclusivo e de uso partilhado e outra coisa é a comparticipação nos custos com o reforço das redes.

Assim, e admitindo que, no caso dos elementos de uso exclusivo e de uso partilhado, os custos são cobertos na totalidade pelos encargos suportados pelos requisitantes, obtém-se, com base nos elementos relativos ao período 2 de Janeiro a 15 de Fevereiro de 2005⁶, valores médios da ordem dos 15,8€/m e dos 38€/m, respectivamente para a BT e a MT.

| | | Uso Exclusivo | Uso Partilhado | Expansão | Total |
|-----------|-----------|---------------|----------------|----------|-----------|
| BT | Valor (€) | 3 261 378 | 627 056 | 200 942 | 4 089 376 |
| | Número | 8 083 | 436 | 336 | 8 979 |
| | Média (€) | 403 | 1 438 | 598 | 455 |
| MT | Valor (€) | 158 694 | 1 060 409 | - | 1 219 103 |
| | Número | 35 | 86 | - | 116 |
| | Média (€) | 4 534 | 12 330 | - | 10 510 |

| | Distância Total (m) | Número de Orçamentos | Distância média (m) | Encargo Total (mil €) | €/m médio |
|-----------|---------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|-----------|
| BT | 258 572 | 8 979 | 28,80 | 4 089,4 | 15,81 |
| MT | 32 120 | 116 | 276,90 | 1 219,1 | 37,95 |

No que se refere às comparticipações relativas ao reforço das redes, elas destinam-se à realização de obras de reforço de rede que não estão incluídas nos elementos de ligação de uso exclusivo ou de uso partilhado.

⁶ – Informação disponibilizada pela EDP Distribuição e relativa à orçamentação de ligações às redes de distribuição (orçamentos efectuados entre 2 de Janeiro a 15 de Fevereiro de 2005) (páginas 50 a 52 do referido documento).

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

Assim, os valores dos encargos médios suportados, com base no mesmo conjunto de dados, são os seguintes:

| | Potência Total (kVA) | Número de Orçamentos | Potência a média (kVA) | Encargo Total (mil €) | €/kVA médio |
|-----------|----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-------------|
| BT | 176 984 | 8 979 | 19,71 | 3 107,2 | 17,55 |
| MT | 45 605 | 116 | 393,14 | 108,6 | 2,38 |

Já no que diz respeito a custos médios os cálculos têm que ser efectuadas com base no conjunto de obras a efectuar a montante, obras essas necessárias para que se possam efectivar as ligações.

7.4 - Medição, leitura e disponibilização de dados

7.4.1 - Equipamentos de medição – Fornecimento

A proposta agora em discussão estabelece que os equipamentos de medição nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à Rede Nacional de Transporte passem a ser fornecidos, instalados e mantidos pelo operador da rede de distribuição em MT e AT⁷. A EDP Distribuição discorda desta solução, na medida em que, os respectivos transformadores de medição têm características diversas do material utilizado nos outros níveis de tensão, não dispondo a Empresa de equipamento de reserva adequado. No entanto, considera que deve ter acesso às contagens uma vez que é a entidade responsável pelo fornecimento dos respectivos dados ao mercado.

A EDP Distribuição propõe que no caso dos produtores ligados à rede de distribuição o fornecimento e instalação de equipamentos de medição possa também vir a ser instalado pelo operador de rede, mediante acordo celebrado entre as partes.

7.4.2 - Clientes – Medição

Apesar do programa de instalação de equipamentos de medição que disponham de características técnicas que permitam a integração em sistemas de telecontagem esteja em vias de conclusão, existem ainda muitos clientes em que, pelo facto de não terem instalada linha telefónica,

⁷ – Artigo 102.º da proposta de RRC.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

ainda não é possível proceder à recolha remota dos dados relativos aos seus consumos de energia, sendo por isso necessário proceder localmente à recolha dos respectivos dados de consumo. Assim, propõe-se que a periodicidade para a leitura dos contadores de clientes BTE⁸ seja também aplicada aos clientes em MT e AT.

7.5 - Mudança de fornecedor

Em princípio, a passagem de um cliente para o mercado só se poderá verificar, se não existir dívida vencida para com o operador de rede. Sabe-se, no entanto, que nesse momento da passagem poderá existir dívida que, não só não está vencida porque a facturação corrente tem um prazo de 30 dias nos clientes MAT/AT/MT/BTE e de 14 dias nos clientes BTN, como também estará por facturar, dado que a última factura apenas é processada com a cessação contratual.

Para obviar a acumulação de dívidas associadas com a última factura, propõe-se⁹ que a passagem ao mercado só se torne efectiva 90 dias a contar da data da concretização da mudança inicial podendo o comercializador regulado accionar uma cláusula de anulação dessa mudança, caso não tenha sido paga pelo cliente a dívida final gerada. Em alternativa, o novo comercializador deverá responsabilizar-se, perante o comercializador regulado, pela dívida do seu novo cliente.

7.6 - Comercialização – Procedimentos fraudulentos

Para as situações em que se detecte uma fraude tendo já o cliente passado para o mercado e podendo essa fraude abranger períodos de facturação em que:

- o cliente esteve a ser fornecido pelo comercializador regulado;
- o cliente esteve a ser fornecido pelo comercializador regulado e por um comercializador ou agente externo;

⁸ – Artigo 120.º da proposta de RRC.

⁹ – Princípios gerais para a mudança de fornecedor (art. 141.º da proposta de RRC).

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

- o cliente esteve a ser fornecido só por comercializadores ou agentes externos,

não são claros os procedimentos definidos na proposta de novo Regulamento de Relações Comerciais. Assim, no sentido de uma maior clarificação propõe-se¹⁰ que o comercializador seja responsável pela facturação respectiva junto do operador de rede, no caso de um seu “cliente estar envolvido/responsável no processo de fraude”.

7.7 - Comercialização regulada de energia eléctrica

7.7.1 - Periodicidade da facturação. Prazos de pagamento

Com a passagem da facturação de mensal a bimestral¹¹ deve ser acautelado que não só os ganhos da operação, mas também os respectivos custos (financeiros) sejam considerados aquando da fixação das tarifas. De facto, com a mudança da facturação de mensal para bimestral estima-se que haja lugar a uma poupança anual de cerca de 12,6 milhões de euros relativos à facturação e à cobrança e um custo financeiro de 4,7 milhões de euros.

Por outro lado, o aumento do prazo de pagamento para os clientes BTN¹² em cinco dias corresponderá a um custo financeiro da ordem dos 1,5 milhões de euros.

7.7.2 - Cauções – Alteração de valor

A proposta de RRC estabelece que o comercializador regulado nas situações em que existe caução pode exigir a actualização do seu valor quando se verifique um aumento de potência contratada ou a alteração da opção tarifária. Nas situações em que não há caução prestada pode haver lugar a duas interpretações distintas – exigir a constituição de uma caução pelo valor total ou apenas pelo valor que resulta da actualização. Assim, propõe-se o artigo 161.º da proposta de RRC passe a ter a seguinte redacção “Prestada a caução os comercializadores regulados possam exigir a prestação de caução a seu favor ou a alteração do seu valor, se

¹⁰ – Art. 150.º da proposta de RRC.

¹¹ – Art. 167.º da proposta de RRC.

¹² – Art. 175.º da proposta de RRC.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

já prestada, quando se verifique um aumento de potência contratada ou a alteração da opção tarifária...”.

7.7.3 - Pagamento de acertos de facturação

Na proposta apresentada prevê-se que o pagamento dos acertos de facturação, incluindo os resultantes de facturações baseadas em estimativas, quando a favor do comercializador regulado, possa ser fraccionada.

Ora, não parece razoável que nas disposições deste tipo não se estabeleça um limite inferior de acerto a que se aplique, deixando a possibilidade de tal ser exigido pelos clientes para valores muito pequenos.

Assim, sugere-se para o ponto 4 do artigo 168.º a seguinte redacção – “Nos casos previstos nas alíneas a), c) e d) do ponto 1, quando o valor apurado no âmbito do acerto de facturação seja superior a duas vezes o valor da factura mais recente e for a favor do comercializador regulado....”.

7.7.4 - Facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário

No sentido de tentar tornar mais claras as regras de facturação quando a entrada em vigor de um tarifário não coincida com a data de leitura dos equipamentos de medição, propõe-se a seguinte redacção para o artigo 169.º da proposta de RRC

1. Quando da entrada em vigor de um novo tarifário, a aplicação das novas tarifas obedece aos princípios constantes dos pontos seguintes.
2. Para efeitos de aplicação dos respectivos preços, os consumos ocorridos entre leituras consecutivas são distribuídos pelos períodos anterior e posterior à data de entrada em vigor do novo tarifário, de forma diária uniforme.
3. Nos casos em que, nos termos do Artigo 168º, sejam efectuadas facturações por estimativa, a distribuição dos consumos facturados é feita nos termos do ponto anterior.
4. Nos casos previstos no ponto anterior, quando seja efectuada uma leitura, os correspondentes acertos de facturação são efectuados tendo em conta o disposto no ponto 2.
5. A facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta é efectuada por aplicação dos preços vigentes no mês ou em cada um dos meses a que a factura respeita.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

7.7.5 - Interrupção do fornecimento de energia

No sentido de tentar tornar mais claras as condições em que por razões imputáveis ao cliente do comercializador regulado pode haver lugar à interrupção do fornecimento de energia, propõe-se que o ponto 1 do artigo 50.º seja alterado para: “Para além das condições previstas no artigo 177.º deste regulamento, o fornecimento de energia eléctrica pode...”. O enquadramento deste tipo de interrupções ficará completo com a inclusão no artigo 50.º da explicitação das condições para a realização da interrupção.

8 - REGULAMENTO TARIFÁRIO

8.1 - Opções tarifárias

Na proposta agora em discussão é estabelecido que¹³ “A opção tarifária simples dos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA apresenta carácter transitório, sendo extinta no decurso do novo período de regulação...”. Trata-se de um universo de mais de 55 mil clientes em relação aos quais será necessário proceder à adequação do equipamento de contagem. À semelhança do que sucedeu no período de regulação 2002-2004 com a telecontagem, os custos relativos à concretização desta operação deverão ser reconhecidos na totalidade.

8.2 - Fórmula de regulação da actividade de distribuição

Continua a não ser dado qualquer sinal sobre que valor irá assumir o termo fixo da fórmula de estabelecimento dos proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica¹⁴. Em anteriores períodos de regulação este termo tem assumido um valor igual a zero. Atendendo à estrutura de custos da actividade de distribuição, caracterizada por custos fixos elevados, considera-se, por um lado, necessário que o termo fixo assuma um peso superior a 50% do total dos proveitos e, por outro, que não seja afectado pelo factor de eficiência X, pelo facto de reflectir a recuperação de investimentos já realizados.

¹³ – Artigo 38.º da proposta de RT.

¹⁴ – Artigo 88.º da proposta de RT.

Comentários às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

Este termo fixo atenuaria também o efeito de perda de proveitos resultante da diminuição de consumo provocada pelas acções no domínio da eficiência energética.

8.3 - Plano de promoção do desempenho ambiental

Na secção VII do capítulo IV Regulamento Tarifário consta um conjunto de novo articulado que enquadra o mecanismo de incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental. Relativamente ao referido articulado a referência a "indicadores de eficiência" parece ser pouco precisa e não traduzir com eficácia a ideia que se julga subjacente. Sugere-se que o ponto 3 do artigo 107.º passe a ter a seguinte redacção " ... incluir indicadores de desempenho, tais como custos unitários associados a quantidades físicas de realização, para determinadas acções".

A proposta da data de 15 de Junho, como sendo a data em que os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental devem ser apresentados à ERSE antecede em muito o período a que respeita e por outro lado há uma clara sobreposição entre as tarefas de elaboração do Relatório de Execução do anterior Plano (entrega 1 de Maio) e a selecção/eleição de medidas a inscrever no novo Plano. Propõe-se que a data para a apresentação dos Planos de Promoção Ambiental seja alterada de 15 de Junho para 1 de Setembro, tal como estabelecido para os Planos de Promoção de Eficiência do Consumo.

Aquando do estabelecimento da fórmula de apuramento dos proveitos da actividade de distribuição¹⁵ aparece a referência aos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente incorridos no âmbito do "Plano de Promoção do Desempenho da Qualidade Ambiental", enquanto na secção VII aparece a referência a "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental". Sugere-se que se proceda a uma uniformização da designação.

¹⁵ – Art. 88.º da proposta de RT.

8.4 - Metodologia de cálculo - ajustamentos

Na proposta da ERSE mantêm-se os ajustamentos trimestrais a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT e MT e inter-anuais no caso dos fornecimentos em BT¹⁶. Julga-se que, a metodologia de ajustamento dos preços poderia agora ser alargada à BT, eventualmente assumindo um carácter semestral, no sentido de conduzir a uma maior aderência entre os custos e os preços de “venda”. A aplicação desta metodologia não abrangeria os clientes com tarifa social.

8.5 - Tarifas de referência

A proposta regulamentar prevê a existência de tarifas de referência de venda a clientes finais¹⁷. Estas tarifas não incluem os custos com medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral como os CMEC, os sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE) e os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas.

A ERSE refere¹⁸ que estas tarifas de referência, “a publicar”, permitirão analisar, por um lado, o efeito dos custos intrínsecos ao sector eléctrico e, por outro, o efeito dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, na factura dos clientes. A EDP Distribuição é de parecer que também deveriam ser excluídos do cálculo destas tarifas de referência os encargos com as rendas de concessão da baixa tensão.

Contudo, a EDP Distribuição considera de primordial importância que seja feita uma avaliação ponderada das eventuais consequências da publicação destas tarifas, em termos dos sistemas de facturação da Empresa. De facto, a publicação de tarifas de referência poderá originar a formulação de pedidos no sentido de que sejam evidenciados, em termos de facturação, os custos não intrínsecos do sector.

¹⁶ – Art. 133.º da proposta de RT.

¹⁷ – Art. 146.º da proposta de RT.

¹⁸ – Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento Justificativo (pág. 30).