



Comentários EEM

61.^a Consulta Pública

“Proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural”

Índice

1.	Introdução	3
2.	Regulamento Tarifário	3
2.1	Aperfeiçoamento da estrutura tarifária	3
2.2	Introdução de sazonalidade nas TVCF em BTE das Regiões Autónomas.....	3
2.3	Introdução de sazonalidade nas TVCF em BTN das Regiões Autónomas	4
2.4	Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF nas Regiões Autónomas.....	5
2.5	Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais	6
2.6	Disponibilização do ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas	6
2.7	Alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos	7
2.8	Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas	8
3.	Regulamento de Relações Comerciais	8
4.	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações	9
5.	Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural/ Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço	9
6.	Regulamento da Operação das Redes	10

1. Introdução

No seguimento da Proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural em consulta pública, que abrange o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Operação das Redes (ROR) do sector elétrico, bem como, o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS) e respetivo Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço (MPQS), a EEM apresenta, no presente documento, os comentários e sugestões às propostas de alteração regulamentar submetidas a consulta pública pela ERSE.

De uma forma geral, considera-se que a revisão regulamentar proposta de todos os regulamentos do setor elétrico é positiva, na medida em que procura responder a diversos objetivos, nomeadamente ao nível: da adaptação de legislação nacional decorrente de legislação europeia, da clarificação e da simplificação dos regulamentos, traduzindo-se, globalmente, num aperfeiçoamento da regulação.

2. Regulamento Tarifário

2.1 Aperfeiçoamento da estrutura tarifária

Na sequência da realização dos 4 projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal, prevista para o ano de 2018 e, caso os resultados da avaliação final dos projetos-piloto, venham a indicar benefícios líquidos para o sistema elétrico nacional, existe a intenção do Regulador passar da fase piloto para a implementação generalizada, sob a forma de novas opções tarifárias a introduzir no ano de 2020, que representa o último ano do próximo período regulatório.

Neste sentido, a proposta de alteração regulamentar apresentada, propõe rever o RT por forma a contemplar a possibilidade de serem introduzidos os aperfeiçoamentos testados, pelo que a EEM concorda, globalmente, com a mesma.

2.2 Introdução de sazonalidade nas TVCF em BTE das Regiões Autónomas

Pretendendo promover a harmonização tarifária entre as opções tarifárias em BTE e as opções tarifárias em MAT, AT e MT, a proposta apresentada, visa introduzir uma diferenciação trimestral de preços para os clientes em BTE, à semelhança do que já acontece nos níveis de tensão superiores.

Considerando que a proposta da ERSE, além de promover uma maior harmonização tarifária:

- se destina a um grupo de consumidores muito específico, informado e habituado a adequar os seus perfis de consumos a alterações tarifárias;
- poderá proporcionar poupanças na fatura dos consumidores que adaptarem os seus comportamentos e hábitos de consumo;
- permite uma melhor adequação dos preços das tarifas aos custos causados, promovendo a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia elétrica.

a EEM concorda com a proposta.

2.3 Introdução de sazonalidade nas TVCF em BTN das Regiões Autónomas

Já relativamente à introdução de sazonalidade na BTN, onde a proposta propõe introduzir nas opções tarifárias bi-horária e tri-horária alterações equivalentes às alterações propostas para os clientes em BTE, e ao contrário da opinião favorável expressa no ponto anterior relativo à BTE, a EEM receia que os seguintes fatores:

- grupo de consumidores menos informados;
- grupo de consumidores com menor flexibilidade para alterar os hábitos de consumo em conformidade;
- complexidade das opções tarifárias propostas;
- que a diferenciação trimestral de preços para os clientes em BTN trarão novos obstáculos aos consumidores que atualmente usufruem destas tarifas.

possam dificultar a tomada de decisão por parte dos consumidores, que se poderá materializar numa menor adesão a estas opções tarifárias ou mesmo afastar os atuais clientes destas tarifas.

Neste sentido, a EEM considera que eventualmente seria mais apropriado um maior incentivo à adesão dos consumidores às atuais opções bi-horária e tri-horária, as quais têm revelado até à data fraca adesão.

Desta forma, julgamos que também se poderiam obter ganhos para o sistema, uma vez que, uma maior adesão às atuais opções tarifárias permitiria, simultaneamente, uma maior aproximação à função custo associada a estas opções tarifárias.

No que respeita às tarifas simples e, considerando que a maioria dos consumidores em BTN prefere essa opção, a EEM concorda com a proposta da ERSE, que opta pela não introdução desta diferenciação trimestral, preservando assim a sua simplicidade.

2.4 Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF nas Regiões Autónomas

A partir de 2003, as TVCF das regiões autónomas dos Açores e da Madeira passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o continente.

À luz da legislação do setor elétrico, o princípio da convergência tarifária deve assegurar que nas regiões autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos consumidores no continente. Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada região autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

Assim, o atual mecanismo de convergência tarifária, previsto no RT em vigor, estabelece as tarifas aditivas em Portugal continental (tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis no mercado retalhista) como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos. Estabelece ainda que o valor a recuperar pela aplicação das TVCF de cada região autónoma, não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental às quantidades previstas em cada região autónoma.

Atendendo a que as estruturas de consumos do continente (quer estejam os consumidores em mercado livre ou em mercado regulado) e as estruturas de consumos de cada região autónoma são distintas, podem obter-se preços médios por tipo de fornecimento e preços médios globais em cada região diferentes, justificados quer pela existência de diferentes preços por termo tarifário quer pela existência de diferentes estruturas de consumo, condicionando assim, a compreensão por parte dos consumidores do processo de convergência tarifária.

Neste sentido, a proposta de revisão regulamentar em discussão pública, de modo a garantir uma maior harmonização entre as variações tarifárias das RA e de Portugal continental, propõe introduzir no atual mecanismo de convergência tarifária, uma disposição que estabeleça que a determinação das TVFC das RA passem a garantir em simultâneo: (i) que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na região autónoma em causa não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental, às quantidades previstas para a respetiva região autónoma; e (ii) uma variação tarifária harmonizada com a variação tarifária observada em Portugal continental.

A EEM entende a preocupação da ERSE relativamente a este tema que, atendendo à sua complexidade técnica, não é de fácil compreensão. Não obstante a EEM, embora continue a defender o princípio da convergência tarifária e apoiando sempre qualquer processo de aperfeiçoamento que se pretenda introduzir, vê com alguma preocupação esta alteração, receando que a incorporação de esta nova norma possa vir a constituir um constrangimento no processo de uniformização tarifária que se pretende alcançar em todo o território nacional.

Saliente-se, como refere o parecer do CT à presente consulta pública, “a dicotomia entre a convergência tarifária e a convergência na variação média dos preços finais é de difícil conjugação, pelas características que cada região tem ao nível da base dos seus consumos.”.

2.5 Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais

Com o objetivo de mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais, a ERSE propõe aplicar o mecanismo de mitigação das variações tarifárias já existente no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CUR, ao cálculo das tarifas sociais. Propõe ainda, que o referido desconto seja aplicado preferencialmente nos preços de potência contratada, em €/kVA.

A EEM, na globalidade, concorda com a sugestão de alteração apresentada, até porque esta proposta de alteração regulamentar já tem sido prática do Regulador, nomeadamente, no processo de definição de tarifas para o ano de 2017.

Não obstante, na opinião da EEM e de modo a promover-se uma utilização racional da energia, julgamos que seria mais adequado que este desconto social fosse na sua totalidade aplicado nos preços de potência contratada.

2.6 Disponibilização do ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas

Relativamente a esta matéria, a proposta de alteração regulamentar apresentada pela ERSE propõe a introdução do ciclo semanal em BTN nas regiões autónomas.

Conforme evidenciado pela EEM, no âmbito da consulta pública relativa aos “Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas”, existe na RAM uma diferenciação semanal dos perfis de consumo em BTN, nomeadamente, uma preponderância dos consumos em BTN nos dias úteis.

A proposta apresentada pela ERSE traduz-se na adição de um ciclo de contagem opcional, não acarretando desta forma impactes significativos para os consumidores. Acresce que, como a refere própria entidade reguladora, os clientes em BTN nas regiões autónomas são atualmente os únicos consumidores em Portugal que não dispõem de dois ciclos de contagem.

Neste sentido, a proposta da ERSE vai de encontro às solicitações da EEM e recomendações do CT nestes últimos anos, aguardando-se com expectativa a conclusão dos estudos da ERSE relativamente aos outros níveis de tensão.

2.7 Alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos

Com o objetivo de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, a ERSE propõe que os períodos regulatórios do Setor Elétrico passem a ter a duração de quatro anos. A principal motivação apresentada prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas.

No entanto, a proposta apresentada considera que este alargamento dos períodos regulatórios não pode ser transferido para o período de vigência dos parâmetros em todas as situações, nomeadamente nas atividades de DEE em BT e CEE, onde é proposta uma revisão de parâmetros ao fim de dois anos.

A revisão dos parâmetros ao final de dois anos é justificada da seguinte forma:

(i) No caso da atividade de DEE:

- Introdução do TOTEX na BT no continente que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros; e
- Renovação das concessões em BT no continente.

(ii) No caso da atividade de CEE:

- Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do “phasing out” da atividade de comercialização de energia elétrica no continente.

A EEM concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos, considerando que a proposta da ERSE aproxima-se assim das melhores práticas europeias.

No entanto, considera que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos destes objetivos aumentando assim, desnecessariamente, o risco regulatório.

A este propósito, importa ainda referir que as motivações apresentadas pela ERSE não têm aplicabilidade nas regiões autónomas e que o atual RT em vigor já prevê no artigo 192.º a possibilidade de uma revisão excecional de parâmetros sempre que o Regulador entenda que tal situação se justifica.

Neste sentido, e tendo em conta os argumentos acima aduzidos, é nossa opinião que a proposta da ERSE de possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação ao fim de 2 anos, acrescentará um risco regulatório que importa evitar.

2.8 Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas

No âmbito da presente consulta pública, a ERSE propõe retirar o mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade e, em paralelo, substituí-lo pela introdução no RT de um princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência do primeiro ano dos períodos regulatórios são definidos tendo em conta o desempenho verificado pelas empresas reguladas face às metas definidas pelo Regulador para diversos objetivos regulatórios, assente numa partilha justa entre empresas reguladas e consumidores dos resultados alcançados.

Com efeito e, como refere a própria Entidade Reguladora no documento justificativo à proposta apresentada, o princípio proposto tem já sido uma prática do Regulador, que no início de cada período regulatório e com o objetivo de definir a base de custos das atividades sujeitas a regulação por incentivos analisa o desempenho operacional registado pela empresa regulada no passado, e estabelece um “ponto de partida” que represente uma partilha de ganhos (ou perdas) entre a empresa e o consumidor.

Neste sentido, concordando a EEM com as sugestões de alterações apresentadas, não pode deixar de registar que este processo de maior e mais transparente responsabilização das empresas reguladas beneficiaria se a partilha de ganhos/perdas entre empresas e consumidores fosse mais bem definida, designadamente, quanto aos critérios de repartição e seu modo de aplicação.

3. Regulamento de Relações Comerciais

Relativamente a este Regulamento, a EEM, na globalidade, concorda com as sugestões de alterações apresentadas. Não obstante, destaca-se os seguintes aspetos:

Ligações às redes: As alterações propostas para ligação à rede de distribuição de instalações consumidoras AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, apontam para que sejam os requisitantes a suportar os encargos quer com os elementos de ligação quer com os reforços da rede existente, que sejam necessários para viabilizar a ligação.

No que se refere aos elementos de ligação nada temos a referir. Já no que tange ao eventual reforço da rede existente, considerando que os mesmos podem assumir valores elevados e que terão que ser executados necessariamente pelo ORD, sugere-se a aplicação de uma metodologia semelhante à atualmente utilizada para ligações em MT, com potência até 2 MVA, com a aplicação de um valor em €/kVA requisitado, a aprovar pela ERSE.

4. Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

Quanto a este Regulamento, a EEM apresenta as seguintes considerações:

Realização de investimentos nas redes e nas interligações e consideração de investimentos entrados em exploração para efeito do cálculo de tarifas:

A proposta de revisão propõe que seja a ERSE a aprovar quais dos ativos entrados em exploração podem ser aceites para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos do Regulamento Tarifário, devendo cada operador enviar ao regulador a lista dos projetos de investimento e ativos entrados em exploração, acompanhada da respetiva licença de exploração, emitida pela DGEG ou pelas Direções Regionais no caso das Regiões Autónomas.

Ora, considerando que as decisões de investimento são sujeitas previamente a aprovação dos Planos anuais ou plurianuais, e que os projetos são executados na expectativa de que os mesmos venham a ser devidamente remunerados, com base em regras claras e definidas previamente, considera a EEM não ser razoável que no final do processo de construção, não seja aceite a sua transferência para exploração.

Por outro lado, assinala-se que nem todos os projetos de investimento são sujeitos a licença de exploração pelo organismo competente, pelo que tal critério se deve aplicar apenas às situações que requeiram tal licença.

5. Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural/ Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço

A proposta de revisão do RQS representa uma alteração profunda ao avançar com a unificação num único Regulamento das questões ligadas à Qualidade de Serviço no SEN e no SNGN, no lugar de regulamentos separados por setor como até agora se verificava, respeitando, no entanto, as especificidades dos dois setores.

Na reflexão sobre as interrupções de energia elétrica (no território continental), a ERSE questiona se devem as interrupções a instalações de produção ser consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, alertando que se tal vier a acontecer há alteração do número e duração de interrupções consideradas e do número de pontos de entrega utilizados no cálculo dos indicadores.

Neste âmbito, é de referir que nas RA, as instalações de produção são já, por força da regulamentação em vigor, consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, não sendo, por esse facto, diretamente comparáveis com os indicadores homólogos considerados no território continental.

Assim, a acontecer essa alteração a base racional seria semelhante em todo o território nacional.

No que tange aos incidentes de grande impacto propõe, a ERSE na revisão do MPQS, que sempre que ocorra um incidente deste tipo, lhe seja enviado um relatório

preliminar no prazo de 2 dias, com a melhor informação disponível, embora com caráter provisório.

Neste âmbito, sugere a EEM que, independentemente do prazo, seja preparado um modelo específico do relatório a considerar. De referir que dependendo das circunstâncias específicas, o prazo de 2 dias pode ser muito curto.

No que diz respeito à assistência técnica a avaria na alimentação individual da instalação do cliente, a proposta de alteração do RQS estabelece um conjunto de novas obrigações para os operadores de redes, designadamente no que se refere à assistência técnica aos clientes prioritários e à suspensão da contagem dos prazos para prestação do serviço.

De facto, no atual RQS o período de suspensão de prazo que ocorre entre as 0h00 e as 8h00 e é aplicável a todos os clientes. Na proposta apresentada pela ERSE deixa de haver suspensão de prazo, exceto para os clientes domésticos que não sejam clientes prioritários, sendo mesmo assim encurtado o período de suspensão passando a considerar apenas o período das 2h00 e as 6h00.

A EEM regista que estas propostas, a serem aplicadas, representarão uma exigência acrescida na capacidade de resposta das equipas de assistência técnica, em particular durante o período da noite e conduzirá ao aumento do número de equipas de assistência técnica que terão de se manter disponíveis (3 turnos em vez dos atuais 2), de modo a cobrir os períodos noturnos, onde se prevê que o número de solicitações seja muito reduzido, sugerindo uma avaliação mais aprofundada do benefício/custo.

6. Regulamento da Operação das Redes

Relativamente à proposta de revisão do Regulamento da Operação das Redes, nada temos a obstar.

No entanto, assinala-se que o âmbito de aplicação do ROR se cinge a Portugal Continental.

Apesar das Regiões Autónomas constituírem territórios de pequena dimensão, estas têm todas as componentes dos sistemas elétricos, com especificidades muito próprias e para os quais é relevante a existência de um regulamento da operação das redes.

Por essas razões, a EEM é de opinião que seria desejável haver um ROR também aplicável às RA.