CONSULTA PÚBLICA Nº 81

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

SETOR ELÉTRICO E SETOR DO GÁS NATURAL

SECTOR ELETRICIDADE

FEVEREIRO DE 2020

CEVE
COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D'ESTE

No âmbito da 81ª Consulta Pública, relativa à proposta de revisão, por fusão, de ambos os Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do setor elétrico e do setor do gás natural, a ERSE apresenta e enquadra uma proposta, solicitando contributos aos interessados, sob a forma de respostas às questões, comentários ou sugestões.

A CEVE agradece a oportunidade de se pronunciar e vem, pelo presente documento, apresentar as suas respostas e comentários à proposta de regulamentação colocada a Consulta Pública pela ERSE no passado dia 01 de março.

Introdução

A presente proposta tem por objetivos a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, face ao desenvolvimento tecnológico e do mercado, bem como ao contexto legal nacional e europeu. Acresce a estes objetivos, a intenção de se proceder a uma reorganização sistemática do texto regulamentar, de modo a torná-lo mais próximo dos seus destinatários finais, seja por reorganização dos temas, seja ainda por integração de disposições num mesmo perímetro de texto regulamentar.

Importa contextualizar que a regulação em termos de relações comerciais tem vindo a sofrer ao longo dos anos um conjunto de adaptações resultantes não só da experiência de aplicação, mas também da evolução do mercado, nomeadamente com o crescente aumento de agentes a atuar no mercado liberalizado, tanto no setor elétrico como no setor do gás natural.

Face ao acima exposto, importa salientar no que às redes de baixa tensão diz respeito, a inclusão da mobilidade elétrica e a produção distribuída, que alteram o paradigma de exploração destas redes, conjuntamente com a disponibilização dos serviços das redes inteligentes.

Nesta revisão, face ao seu timing parece-nos oportuno estabelecer as bases para a regulação da atividade de operação das redes de baixa tensão, pois qualquer que seja a solução que vá a concurso, uma ou múltiplas áreas, as concessões de baixa tensão são de índole municipal, logo devem ser tratadas como tal. Pese embora, possa haver a integração de concessões de baixa tensão com a média tensão, num único operador, as soluções de exploração, com impacto no RRC, devem ser idênticas para os casos que o operador de rede baixa tensão difere do operador de média tensão.

O Regulamento de Relações Comerciais ao longo do tempo foi alvo de várias alterações, visando a agilização da sua consulta. Em alguns casos, resultou na exclusão de temas do seu conteúdo, que foi vertida em legislação própria. Outras vezes, na inclusão de novos temas ou no regresso de temas à sua égide, quando perderam significado estar isolados. Esta fusão agora proposta parece-nos que tornará o documento demasiado grande, logo pouco prática e confusa a sua consulta. A nosso ver, a regulamentação pode ser idêntica (mesmo princípios), mas em diplomas distintos, pois o que se verifica na proposta na maioria do documento é a existência de artigos distintos.

Assim, dada a possibilidade de abordar outros temas ou assuntos, e tendo em consideração extensão do documento em consulta pública, a CEVE focará os seus comentários essencialmente

em dois temas: Ligação de clientes e a Faturação das entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT. Este último tema, é alterado sem ser referida a razão no documento justificativo que acompanha a consulta publica.

Comentários:

Artigo 10.º Obrigação de ligação

Este artigo não está de acordo com o ponto 1 do artigo 10.º da Portaria n.º 454/2001, de 5 de maio:

"1 - O concessionário fica obrigado a fornecer energia eléctrica em baixa tensão a qualquer interessado que a requisite, desde que a potência requisitada não exceda 100 kVA, nas redes de distribuição dentro dos perímetros urbanos situados em municípios com mais de 100.000 habitantes e naqueles que são sede de distrito, e 50 kVA nas restantes redes de distribuição."

O ponto 4 deste mesmo Artigo 10.º do RRC, refere que o operador da rede deve proceder à ligação à sua rede no prazo máximo de 45 dias após a aprovação do respetivo pedido pelas entidades competentes. Mais à frente, na secção II (Ligações à rede) do capítulo III, já refere outros prazos diferentes dos 45 dias aqui referidos, pelo que se nos afigura que deve ser retirado este paragrafo, pois não se aplica para qualquer nível de tensão/pressão.

Esta obrigação de fornecer energia elétrica em baixa tensão a qualquer interessado que a requisite, traz custos elevados para o setor elétrico dada os fracos mecanismos de ordenamento do território, que são elaborados pelas entidades municipais sem recolha de pareceres dos operadores de rede.

Artigo 28.º Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

Afigura-se-nos que neste artigo falta referir que os equipamentos de medição associados a instalações de produção, devem ser instalados pelos produtores, e que os equipamentos devem respeitar as especificações de cada operador de rede, de forma serem integrados nos seus sistemas de telecontagem e/ou redes inteligentes.

Uma vez que este assunto volta a ser abordado no artigo 193.º de forma mais abrangente faz sentido manter este artigo?

Artigo 35.º Controlo da potência em clientes Baixa Tensão Normal

Com o aparecimento dos novos contadores inteligentes que permitem realizar o controlo de potência nas instalações elétricas, seria importante rever o ponto 1 deste artigo. Parece-nos mais correto retirar da redação do artigo a referência aos disjuntores, concretamente a expressão "... designadamente disjuntores...". Pensamos que desta forma existirá uma maior coerência com o que está expresso no artigo 24.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 51.º Opções tarifárias

É nosso entendimento, que para fomentar a participação ativa de todos os consumidores no mercado elétrico, estes deviam ser faturados em multi-tarifa, que no mínimo seria de três períodos horários. Com esta medida, haveria consumos que seriam deslocados para outros períodos horários, e que libertariam capacidade das redes para rececionar outras cargas e produções.

Esta medida deveria ser implementada, à medida que são instalados os contadores inteligentes, que no caso dos de BTN suportam até 6 períodos horários destintos.

Artigo 69.º Alteração da potência contratada

De forma a diminuir razões de conflito comercial/legal, entre consumidor e comercializador/operador de rede, importa definir o procedimento a ter na seguinte situação:

Acima dos 41,4kVA o controlo da potência contratada deixa de ser por escalões e passa a ser pela maior ponta tomada dos últimos doze meses, incluindo o mês da faturação, dado não existir equipamentos standard para o controlo efetivo da potência contratada. A questão que se coloca, é qual o procedimento a ter quando a potência contratada ultrapassa a potência requisitada e para a qual a instalação está licenciada.

Artigo 70.º Transmissão das instalações de utilização

Neste ponto coloca-se, desde logo, uma questão. Como é que o ORD é informado da alteração do titular da instalação de utilização? Depois de uma instalação de utilização ser ligada à rede, o ORD apenas volta a receber informação da titularidade efetiva da instalação, quando for necessária uma alteração no licenciamento da instalação.

O titular do contrato de fornecimento pode ser diferente do titular da instalação. Atualmente, qualquer alteração contratual apenas resulta na troca de dados relativos ao titular do contrato de fornecimento entre o comercializador e o ORD via OLMC.

Esta questão da titularidade da instalação, é imperativa quando ocorrem situações de fraude nas instalações, uma vez, que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados refere no seu ponto 31.2.1 “O período de tempo apurado ficará sempre condicionado pela data de início do contrato do titular a quem for imputada a responsabilidade pela prática de procedimento fraudulento, se existir contrato, não podendo, em qualquer caso, ser superior a 36 meses.”, contudo não existe qualquer responsabilidade contratual entre consumidor e ORD.

Do acima transposto, resulta a seguinte questão: que contrato é referido neste ponto do GMLDD? Uma vez, que o titular da instalação não tem qualquer contrato formal com o ORD, apenas faz o pedido de ligação à rede e quem celebra o contrato de acesso às redes é o comercializador.

No seguimento do ponto acima, imagine-se a seguinte situação: o ORD deteta uma fraude num cliente que mudou há um mês para outro comercializador, e não foi necessário efetuar qualquer atuação no local de consumo, nem efetuar leitura extraordinária (é aceite a leitura do período),

e a situação de fraude foi iniciada há três meses. O ORD só pode determinar o consumo até ao início do contrato vigente com o atual comercializador (um mês)? Ou pode determinar o consumo dos três meses?

Artigo 78.º Interrupções por facto imputável ao cliente

Com a publicação do regulamento dos serviços de redes inteligentes, e por forma a garantir a prestação dos serviços dentro dos prazos legislados, reiteramos a necessidade de incluir expressamente nos motivos por facto imputável ao cliente, o facto da instalação estar a gerar ruido elétrico para a rede de distribuição, que causa interferência com o sinal PLC usado nas comunicações nas redes inteligentes e impede o transito dos dados entre concentrador e contador.

Quanto à proposta que a concretização de interrupção de fornecimento seja antecedida de redução da potência contratada, para clientes em BTN, temos a informar que temos dúvidas quanto ao mérito da aplicação do ponto, pelos seguintes factos:

- Pese embora, 80% do número de interrupções devidas a facto imputável ao cliente, sejam alvo de reposição, temos a acrescentar que +/- 90 % das mesmas dizem respeito a situações de reincidência;
- Se os clientes tiverem a obrigação legal de terem os seus dados (telemóvel e e-mail) atualizados junto dos comercializadores e operadores de rede, as aludidas razões de esquecimento ou alterações bancárias deixam de ser uma razão. Com os dados atualizados, e estando na era da digitalização, é possível implementar sistemas de alerta, por sms e/ou e-mail que permitem evitar atempadamente a interrupção. A título de exemplo, a CEVE a cerca de 15 anos, informa previamente à interrupção aos consumidores via sms, com antecedência de 1 ou 2 dias;
- Ao terem obrigatoriamente os dados atualizados junto das entidades acima referidas, também permitirá ao ORD, notificar sobre a interrupção e a reposição do fornecimento, contribuindo desta forma para a desmaterialização processual, com benefício ambiental da economia do papel. Com estes dados, poderão ainda ser disponibilizados outros serviços de informação ao cliente, que melhoram a qualidade do serviço prestado por parte do ORD, como por exemplo: o envio de mensagens com indicação do tempo estimado de reposição do fornecimento em caso de ocorrência de uma interrupção imprevista;
- A medida em si é discriminatória, pois os clientes com ligação trifásica, ficam prejudicados face aos de ligação monofásica, uma vez, que só ficam 1,66 A disponíveis por fase, contra os 5 A das ligações monofásicas. Ainda nesta ótica, os clientes com maiores potências contratadas, sofrem uma redução mais significativa que os clientes com potências mais próximas desse escalão, ou não tem direito a esta redução pelo facto de os contadores não permitirem esta parametrização.
- Que medida preveem para os clientes que só tem contratualizada uma potência de 1,15kVA?
- Outro facto, é que desconhecemos a existência de um escalão de potência de 1,15kVA para ligações trifásicas! Ou será para que nesse período se continue a faturar pela potência contratualizada?
- Esta medida acarretará por parte dos ORD's custos com desenvolvimentos informáticos, devido à necessidade de implementar procedimentos processuais de controlo do período até à realização da interrupção.

- Por último, no artigo 82.º propõe-se uma redução do tempo até à cessação do contrato por facto imputável ao cliente de 60 dias para 45 dias, a nosso ver esta medida da redução da potência, a ser usada pelo comercializador, não surtirá o efeito referido, uma vez, que volta a aumentar o tempo até à cessação do contrato.

Artigo 89.º Diferenciação da imagem

Neste artigo convém referir que os operadores das redes de distribuição que sirvam um número de clientes inferior a 100.000 estão isentos do cumprimento das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 95.º Redes

Face à experiência no terreno convém colocar um parágrafo, que refira o que se entende por rede de distribuição (troços de rede onde possa transitar energia para alimentação aos clientes, e não para a alimentação dos pontos de luz da iluminação pública).

Artigo 99.º Nível de tensão da ligação

Afigura-se-nos que da mesma forma que o ponto dois refere "Operador de rede de distribuição não é obrigado a proceder à ligação em Baixa Tensão de instalações não coletivas com potência requisitada superior a 200kVA, também terá de haver um outro ponto que regule em que situações um cliente com potência inferir a 100kVA possa ligar na rede de média tensão, sem consultar a disponibilidade de potência na rede de baixa tensão. Esta situação tem sido recorrente, e prejudica as concessões de baixa tensão, quer no que diz respeito ao concecionário que vê os seus proveitos reduzidos, quer o concedente que vê a sua renda reduzida.

Num caso extremo, todos os consumidores são passiveis de ligar à rede de média tensão.

Artigo 107.º Estrutura da codificação universal de instalações de energia elétrica e de gás natural.

É nosso entendimento que dado as concessões de baixa tensão serem de domínio municipal, o campo do ponto de entrega deveria conter o código do concelho. O CPE também deveria permitir diferenciar se a instalação é só de consumo, produção ou mista. Pois de acordo com a nova legislação do autoconsumo, poderemos vir a ter locais de consumo com uma UPP e uma UPAC afetos ao mesmo CPE.

Artigo 124.º Potência requisitada

No ponto 3, convém esclarecer que a potência requisitada é o somatório das potências a alimentar pela rede calculada de acordo com o artigo 5.º do Decreto-Lei n. º96/2017, de 10 de agosto.

Artigo 128.º Elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão

Deve ser revisto o comprimento máximo (Lmax) e passar a ser diferenciado entre ligações áreas e subterrâneas, pelos seguintes factos:

- No caso da rede aérea, a distância entre dois apoios raramente é inferior a 30 metros, em regra esta fica-se mais próxima dos 40 metros, logo não existe nesse lanço de cabo um ponto singular da ligação (como um ligador) para separar fisicamente o que é de uso partilhado, do que é uso exclusivo;
- No caso das redes subterrâneas, no caso de uma ligação que dista 60 metros de um armário, não faz qualquer sentido estarmos a segmentar usos partilhados e usos exclusivos, quando na realidade essa ligação irá alimentar exclusivamente um só ponto de entrega, desde que os elementos que a compõe estejam dimensionados para a potência requisitada. Assim, é nosso entendimento que deveriam ser toda a extensão da ligação classificada como de uso exclusivo. Esta situação é recorrente em loteamentos. Só deveria haver usos partilhados, quando o ORD por iniciativa própria subdimensionar os elementos de ligação.

Artigo 142.º Requisitos

Dada a política da União Europeia de descarbonizar a economia, na sua maioria através da sua eletrificação, que implica numa maior inclusão da mobilidade elétrica e da produção distribuída, vem alterar de forma radical o paradigma de exploração destas redes de distribuição. Para além de uma necessidade de maior digitalização da rede, implica a necessidade de reduzir a extensão dos ramais de distribuição.

Face ao exposto, propomos que esta distância de 600m, prevista neste requisito seja revisto de acordo com as potências previstas no artigo 136.º, a saber:

- 600m em localidades em que a potência média por posto de transformação seja menor ou igual a 100 kVA;
- 350m em localidades em que a potência média por posto de transformação seja superior a 100 kVA e igual ou inferior a 400 kVA;
- 180m em localidades em que a potência média por posto de transformação seja superior a 400 kVA.

Estes valores foram encontrados, tendo em consideração as potências a partir das quais o ORD pode solicitar a disponibilização de um local adequado para a instalação de um posto de transformação, face ao cálculo das quedas de tensão (<5%), para redes aéreas considerando um cabo LXS4x70.

No ponto 2, deve ser referido que a distancia será calculada pelo caminho viário mais próximo entre os dois pontos.

Artigo 150.º Condições comerciais

Dada a falta de entendimento histórica, entre estes operadores, resultante do facto de o operador de rede em MT considerar os postos de transformação dos operadores de rede exclusivamente em baixa tensão, postos de transformação de clientes, que leva a que não

tenham procedimentos internos para este tipo de ligações, urge, estabelecer esta condições comerciais.

Entre os exemplos, desta situação, estão as seguintes solicitações:

- Que o licenciamento dos postos de transformação, seja realizado de acordo com o Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto (instalações de uso particular) ao invés do Decreto-Lei n.º 26852/36, de 30 de julho;
- Necessidade de instalar celas de contagem em MT, aqui questionamos se nos postos de transformação de um operador de redes integrado, também é um requisito?
- Necessidade de instalar um posto de seccionamento, para derivar para outro PT (situação, que no caso do operador de rede BT ser integrado no de MT, decorre por conta desta última operação de rede);
- Outros custos como os de ligação e comparticipação de rede, reforços de rede, licenciamento de ramais, que se nos afiguram não serem aplicados caso se trate de uma operação integrada MT/BT, pois afiguram-se-nos que iram ter à operação de rede em MT;
- Necessidade de contrato de fornecimento com um comercializador, para que se proceda à sua ligação à rede do PT. Que leva à questão, caso o posto de transformação alimente consumidores de outros comercializadores, que não os do Distribuidor em BT, quem celebra contrato?
- Necessidade de solicitar uma potência requisitada não inferior a 75% da soma da potência nominal dos transformadores. Por vezes há necessidade de instalar um novo posto de transformação, para suprimir deficiências dos parâmetros de qualidade e serviço, e o ORDbt, fica a suportar por alguns meses a potência contratada, acima da maior potência tomada. Custos que um ORDbt integrado com um ORDmt não suporta.

É nosso entendimento, face aos pontos acima referidos, bem como aos desafios que a digitalização da rede colocará, a todos os intervenientes, que devem ser estabelecidas regras de exploração conjunta de postos de transformação, de forma a trazer benefícios económicos para o Sistema Elétrico Nacional, nas situações que o justifique.

Artigo 216.º Medição na fronteira da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão em Portugal Continental com as redes de distribuição em Baixa Tensão

Um ORDbt não pode ser considerado um cliente final em MT, porquanto estes não controlam diretamente o consumo dos seus consumidores.

Assim, propõe-se que o valor da ponta a tarifar mensalmente, seja o da ponta síncrona, verificada nos vários pontos de entrega da sua rede com a rede de MT.

Esta solução não é nova, dado que o Decreto-Lei n.º 43335/1960, de 19 de novembro, no seu artigo 21.º, já contemplava uma solução parecida à pretendida, e que se nos afigura ser mais justa para os pequenos distribuidores exclusivamente em BT.

"Art. 21.º Valor da ponta a tarifar. - Nos fornecimentos de energia destinada à pequena distribuição, se a entrega se fizer em vários locais, dentro da mesma concessão, o valor da ponta a que se refere o artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 43335, a considerar para efeitos de tarifação,

será determinado pela soma das pontas verificadas em cada local de entrega, sendo a maior delas tomada pelo seu valor real e as restantes afectadas do coeficiente 0,9."

Artigo 245.º Registo como participante de mercado

A Diretiva Europeia 2018/2001, de 11 de dezembro de 2019, prevê a venda de energia com origem renovável entre pares, isto é, entre um autoconsumidor e um cliente final. Face ao exposto, questiona-se como se irá operacionalizar esta relação comercial? Através do facilitador de mercado?

Artigo 345.º Faturação das entregas

Ponto 1 – Consultado o Regulamento Tarifário, nomeadamente o artigo 25.º afigura-se-nos que este apenas define as tarifas a aplicar às entregas dos operadores de redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente me BT, de acordo com a regra de faturação estabelecida no RRC.

É nosso entendimento que o RT define as tarifas a aplicar e o RRC estabelece as regras do relacionamento comercial, onde se definem as fórmulas para determinar as quantidades medidas e como são aplicadas as tarifas definidas no RT.

Face ao exposto, parece-nos que no mínimo será de manter o texto do RRC publicado em 2017, relativo a este tema, que garante a possibilidade de os ORD exclusivamente em BT optarem por modalidades diferentes de faturação das entregas. No entanto, diz-nos a prática, que o texto merece ser melhorado, de forma a clarificar a sua aplicação prática, por forma a não haver interpretações dúbias.

A manter-se a versão proposta, no ponto 2, quando se referem "…proceder à faturação prevista nos números anteriores", presume-se que queiram dizer prevista no número anterior.

Artigo 358.º Faturação dos fornecimentos relativos à energia adquirida pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente

Não será de incluir neste ponto, que o CUR à imagem do que acontece para o fornecimento, também fica encarregue de adquirir a energia excedente de um autoconsumidor, caso este não encontre nenhuma entidade que adquira esse excedente de energia.