

RESPOSTA À CONSULTA PÚBLICA DA ERSE SOBRE
CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE
EM BAIXA TENSÃO

Luís A. F. Marcelino Ferreira¹; João J. Esteves Santana²; Pedro M. Santos de Carvalho³

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a consulta pública a sua proposta para atribuição das Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão, proposta essa que resulta do programa de estudos que desenvolveu para cumprimento das disposições da legislação recentemente aprovada pelo Governo sobre este assunto (Lei 31/2017 e Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018).

A proposta submetida pela ERSE a consulta pública é um documento com duas partes: Parte I. Proposta sobre as principais determinantes de Procedimento Tipo de Atribuição das Concessões e Parte II. Proposta sobre as Áreas Territoriais dos concursos, que estão sob escrutínio da consulta pública.

Da nossa análise à proposta submetida resulta uma clara concordância com a análise feita na Parte I e alguma discordância com a análise e com as consequentes propostas de agregação das concessões municipais feita na Parte II. Ao contrário da Parte I, em que os conceitos são apresentados numa forma lógica e correcta, na Parte II alguns conceitos são apresentados de forma ilógica e por vezes incorrecta. Parece que se parte dum postulado, de uma ideia subjacente: que as áreas de concessão devem ser agregadas, mas não até ao ponto que seria natural. Há uma evolução de 278 áreas para cinco áreas, e finalmente para duas áreas, mas a proposta fica por aqui — fica curta. O processo não chega à solução natural que se impunha: uma só área de concessão.

O facto de existir uma grande dispersão nos custos unitários na distribuição de eletricidade pelos 278 municípios não permitiria manter a uniformidade tarifária no continente com a desagregação em concessões municipais. Na nossa opinião, a agregação de concessões municipais promove a homogeneidade, mas não é suficiente para manter a actual eficiência e qualidade de serviço, e ainda menos para garantir o actual nível tarifário.

Neste documento, vamos comentar resumidamente os pontos fundamentais da análise apresentada pela ERSE com os quais concordamos e mostrar porque é que nos parece que as soluções propostas pela ERSE não decorrem necessariamente dos fundamentos desses pontos. A resposta é dividida em duas partes: Comentários à Parte I e Crítica à Parte II, cada uma das partes numa secção própria.

¹ Professor Catedrático do IST/UL, Regente de Análise de Redes e de Controlo e Optimização de Sistemas de Energia, e ex-Membro do Conselho Tarifário da ERSE.

² Professor Catedrático do IST/UL, Regente de Economia e Mercados de Energia e ex-Administrador da ERSE.

³ Professor Associado do IST/UL, Regente de Fundamentos de Energia Eléctrica e de Políticas Públicas para Energia, e Adjunct Professor da Carnegie Mellon University nos USA.

Comentários à PARTE I

Nesta parte, seleccionámos os excertos mais relevante da Parte I da proposta (que transcrevemos em itálico), fazendo a nossa apreciação no seguimento de cada excerto (em não-ítálico indentado). A maioria dos comentários é sobre o Cap. 2, dedicado aos desafios colocados pela atribuição das concessões.

As atuais concessões de distribuição de energia elétrica em BT resultam de uma história do setor elétrico português com quase 100 anos

- Foram 100 anos de evolução com notável sucesso nos últimos anos.

A circunstância de ter um preço uniforme (tarifa nacional) para todo o território não impede a existência de custos de operação diferenciados entre os vários operadores

- Concordamos. O constrangimento (imposição política) de preço uniforme não impede a existência de custos de operação diferenciados. A realidade impõe custos diferentes por área territorial, a política impõe preços iguais para todas as áreas territoriais. Isso é um problema. Um problema que existe quando há mais de um território.

Existindo diferenças justificáveis de nível de custos de operação, a regulação dos operadores de rede deverá reconhecer estas realidades e implementar um sistema de compensações e transferências entre operadores. A necessidade e complexidade de um tal sistema ...

- Concordamos. Os de menor custo subsidiariam os de maior custo. Leva naturalmente a uma espiral de ineficiência – com os de menor custo a não terem incentivo para manter os custos baixos – que só a regulação poderá mitigar.

A atividade de distribuição de energia elétrica é exigente em termos técnicos e de recursos financeiros. A tendência de evolução do setor elétrico vem reforçar esta característica, com maior incorporação de tecnologias e de sistemas de informação num ambiente em constante alteração.

- Sim, é exigente. Exige grandes recursos financeiros, e grande capacidade técnica.
- Sim, a tendência é de reforçar essa exigência: maiores recursos financeiros e maior capacidade técnica.

Os operadores de rede têm que se adaptar frequentemente a novas exigências legais e a novos modelos de negócio, como são exemplos as redes inteligentes e os regimes legais de produção para autoconsumo e da tarifa social

- Concordamos, e tal como acima, a tendência de evolução é no sentido de reforçar a capacidade de adaptação. Há uma aceleração na mudança tecnológica e na mudança de políticas energéticas.

Sendo um negócio capital intensivo, o acesso a recursos financeiros em condições competitivas é essencial à viabilidade da operação da rede, o que se torna mais provável em operadores com uma dimensão significativa

- Concordamos. Portugal tem uma dimensão relativamente pequena, o que limita a possibilidade de múltiplas empresas distribuidoras terem uma dimensão significativa e competitiva. No contexto ibérico, veja-se a dimensão da Endesa com 22 milhões de clientes ou da Iberdrola com 11 milhões, respectivamente, o quádruplo e o dobro do número total de clientes em Portugal.
- É por a dimensão significativa ser um aspecto crítico, que por todo o mundo se assiste a fenómenos de *merging* entre distribuidoras, mesmo entre distribuidoras com grandes tradições autonómicas locais.

Um efeito parecido tem lugar no aprovisionamento de equipamentos e serviços, na negociação com os fabricantes e prestadores de serviços. A maior dimensão das encomendas a contratar abre caminho a condições de preço mais eficientes e a um maior poder negocial, por exemplo ao nível da especificação dos produtos

- Concordamos. Quanto à negociação, é naturalmente diferente negociar uma encomenda de 10km de cabo LVAV versus uma encomenda de 1000km. Quanto à especificação de produto, se a empresa for de pequena dimensão é proibitivo fazê-lo.

As características já descritas de prestação de um serviço uniforme e regulamentado aos utilizadores das redes conduzem indiretamente a economias de escala na operação da rede (na dimensão comercial). Essas economias de escala foram apreendidas pelos operadores que adaptaram a sua organização e operação a estas condições, melhorando a eficiência económica da operação, com benefício para os consumidores

- Concordamos. Essas eficiências de escala também se manifestam na operação, e por isso nos correspondentes custos operacionais. Como afirmado, as eficiências de escala manifestam-se melhorando a eficiência económica da operação, com benefício para os consumidores.

Os novos operadores de rede de distribuição em BT entrarão na atividade (ou continuarão) num momento de particular transformação do setor: redes inteligentes, produção distribuída, participação da procura, eletrificação dos consumos de energia, inovação tecnológica. Neste contexto, será essencial ao setor elétrico que estes operadores apresentem capacidade de inovação e de investimento.

- Concordamos. Essencial é a palavra adequada: será essencial ao setor elétrico que estes operadores apresentem capacidade de inovação e de investimento. Só com uma grande capacidade de inovação e uma grande capacidade de investimento a operação atingirá níveis de desempenho semelhantes aos de outros países europeus.

O contexto da nova geração de contratos de concessão de distribuição em BT é diferente do anterior, demarcando-se pela inovação tecnológica no setor elétrico e pelas novas prioridades para o desenvolvimento do território e bem-estar das populações. A preocupação com a eficiência energética nas infraestruturas públicas, a sustentabilidade das cidades (incluindo a capacidade de integrar na rede elétrica a produção distribuída e de origem renovável), a transparência da gestão do bem público (incluindo a prestação de contas sobre a utilização racional dos recursos, nomeadamente a energia) e a participação dos cidadãos na gestão do espaço público (facilitada pelas ferramentas como os sistemas de informação geográfica) são exemplos de novas formas de encarar os serviços públicos. A discussão pública dos planos de investimento nas redes de montante (transporte e distribuição em MT e AT) é um exemplo concreto destas mudanças.

- Concordamos que é diferente. O contexto da nova geração de contratos de concessão de distribuição em BT é diferente do anterior. É muito mais exigente. Requer capacidade para integrar a produção distribuída, nomeadamente da pequena solar fotovoltaica, que tudo indica será extensiva e será ligada na BT. Requer, como referido, a prestação de contas sobre a utilização racional dos recursos, a participação na gestão e, como muito bem assinalado, a discussão pública dos investimentos nas redes de montante. As redes de montante, e em particular a rede de MT, estará já a ser afetada por estas novas exigências, tais como a geração distribuída que transita da BT para a MT, o que naturalmente indica que as redes BT e MT deverão ser geridas e operadas pela mesma entidade.

Assistimos também ao início da gestão inteligente das redes de distribuição em baixa tensão, capazes de lidar com produção dispersa na rede (caso do solar fotovoltaico de pequena escala) com soluções de armazenamento ou com uma participação mais ativa dos consumidores (gestão da procura). Estes desenvolvimentos irão solicitar aos operadores de rede de distribuição em BT investimentos em favor do mercado de energia, cujos benefícios serão em parte externos à sua atividade.

- Concordamos, em particular no caso da gestão da procura, os desenvolvimentos a solicitar aos operadores de rede de distribuição em BT favorecerão o mercado de energia sem benefícios evidentes para a actividade de distribuição.

As questões em discussão no contexto dos cadernos de encargos dos procedimentos de concurso para as novas concessões e da definição das áreas territoriais dos concursos são de grande complexidade

- Concordamos. Se houver mais de uma área territorial para a operação da rede BT, então a complexidade será tal como nunca experimentada. Somos da opinião que tal complexidade implicará necessariamente uma grande perda de eficiência, grandes dificuldades regulatórias, e uma forte subsidiação por parte do Estado para não aumentar as tarifas (ver caixa na Secção 2, pág. 8).

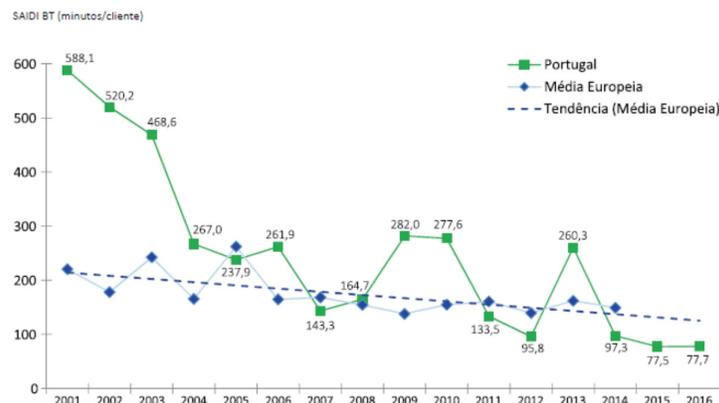
O planeamento da rede de distribuição em BT, e em particular a expansão da rede, está muito interligado com o trabalho realizado na rede em MT. Por isso, é necessário prever que o concessionário tenha de se coordenar com o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas respetivas redes, designadamente no que diz respeito às interligações entre elas. A existência de um maior número de operadores de rede em BT distintos do operador da RND poderá obrigar ao desenvolvimento de regulamentação sobre o relacionamento e coordenação do planeamento e operação das redes entre os operadores de rede em BT e o operador da RND. Esta regulamentação deverá garantir os princípios da não discriminação e transparência aos operadores de rede em BT pelo operador de montante, seja quanto aos seus deveres seja quanto aos seus direitos.

- Concordamos. O planeamento da rede de distribuição em BT está muito interligado com o trabalho realizado na rede em MT. E a tendência é para estar cada vez mais interligado. Na nossa opinião, é negativo que, salvo em casos muito excepcionais, o operador da rede BT não opere também a correspondente rede MT nesse território. De resto, a experiência mostra que, em todo o mundo e em particular na Europa, sempre assim se verifica. A separação de concessões BT e MT foi um erro formal do passado e que importa que não tenha consequências práticas no futuro.

O alargamento do número de operadores da rede de distribuição poderá levar a que seja necessário implementar um sistema de compensações entre operadores, de modo a garantir que cada operador recupera os seus proveitos permitidos através das tarifas reguladas.

- Concordamos que poderá levar a que seja necessário implementar um sistema de compensações. Isso é aceitar que a recuperação de proveitos de uns possa ser feita à custa da eficiência de outros. Tal, a ser possível, acarretaria uma perda de eficiência global.

Evolução da duração média das interrupções em BT, em Portugal continental em comparação com a média europeia



- Esta evolução é impressionante e é interessante que seja reproduzida no documento da ERSE. Mostra uma melhoria notável de qualidade -- correspondente a uma redução da duração das interrupções superior a 80%. Uma qualidade sustentada e superior à qualidade média europeia.

- Mais significativo, embora não patente nesta figura, é saber que esta melhoria foi conseguida sem incrementar o esforço anual de investimento na BT. A pergunta que naturalmente surge é se “tal evolução teria sido possível no contexto de múltiplas concessões territoriais?” Na nossa opinião, não; não teria sido possível. Houve um *merging* das quatro distribuidoras que existiam antes de 2000 que foi essencial para, num aumento de escala, concentrar os recursos globais na melhoria do saber-fazer e usar esse saber-fazer para investir criteriosamente.

Os critérios de avaliação das propostas devem ainda respeitar um conjunto de limitações, designadamente os princípios gerais previstos na Lei n.º 31/2017.

- Tais critérios foram enunciados no documento e consistem entre outros em:
 - Salvaguarda da neutralidade financeira
 - Promoção da eficiência económica
 - Salvaguarda da uniformidade tarifária
 - Garantia de inexistência de custos acrescidos a repercutir nos consumidores

Estes critérios, se decisórios, levarão necessariamente a manter o actual regime de concessão, uma concessão a nível nacional. Menores concessões, com geografias e padrões de geração e consumo diferentes que não integrem a diversidade territorial, levarão necessariamente à existência de custos acrescidos. A não-integração não vai promover a eficiência económica, nem salvaguardar a neutralidade financeira.

- Manter o nível de qualidade actual, assim como promover a eficiência, garantir a inexistência de custos acrescidos, salvaguardando o desiderato da uniformidade tarifária sem custos para o Estado, só será possível se se mantiver a concessão a nível nacional.
- Concordamos com os critérios decisórios apontados, porque são suficientes para garantir o que se pretende agora, e porque conduzem a uma decisão robusta para fazer face as exigentes condições de médio e longo prazo, conforme mencionadas no texto da ERSE.

Crítica à PARTE II

A Parte II da proposta apresenta um exercício interessante sobre o efeito da agregação de áreas territoriais sobre os custos da actividade de distribuição. Os resultados do exercício são credíveis, mas a sua interpretação e análise são conduzidas de forma pouco rigorosa. Ao contrário da Parte I, em que a análise é conduzida numa forma lógica e correcta, na Parte II alguns conceitos são apresentados de forma ilógica e por vezes incorrecta. Atentemos somente nalguns aspetos essenciais. Por exemplo, no texto seguinte que traz à discussão o assunto de monopólio natural:

«O conceito de monopólio natural está associado à existência de economias de escala, que, por sua vez, subentendem que o custo por unidade produzida ou serviço prestado diminuirá com o incremento da atividade. Dito de outra forma, nesta situação, quanto maior a dimensão da atividade menor será o seu custo unitário.

Todavia, esta relação inversa, entre dimensão da atividade e nível de custo, não tem que se verificar para toda e qualquer dimensão da atividade. A partir de uma certa dimensão os ganhos de eficiência obtidos com o incremento da escala da atividade poderão diminuir ou mesmo inverterem-se.

Existem, assim, para todas as atividades, incluindo para os monopólios naturais¹, dimensões mais propícias do que outra a garantir a eficiência económica.»

Enuncia-se que quanto maior a dimensão da atividade menor será o seu custo unitário. E enuncia-se também que a partir de uma certa dimensão os ganhos de eficiência obtidos com o incremento da escala da atividade poderão diminuir ou mesmo inverterem-se. Este raciocínio não é lógico -- viola o princípio da não contradição.

E com base neste erro de lógica, vai-se procurar a dimensão certa. E é essa ideia de que a dimensão certa é necessariamente inferior à totalidade do território continental que percorre todo o exercício de agregação de municípios e não permite concluir o que manifestamente se impõe concluir.

O racional para a procura da dimensão certa baseia-se em duas figuras explicativas, que estão também elas incorrectas.

Vejamos primeiro a primeira delas, a Fig. 2-5, reproduzida no topo da caixa, em baixo. A figura mostra uma curva de custos totais e uma curva de custos médios. Mas essas duas curvas são irreconciliáveis: uma contradiz a outra. Isto torna a figura inválida.

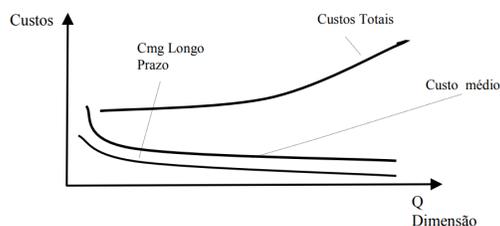
Vejamos agora a segunda figura, a Fig. 2-6, que também reproduzimos. O objetivo da segunda figura é o de mostrar que a “dimensão ótima” existe e que fica algures no meio do eixo “dimensão”. Portanto, se o ótimo fica algures a meio, uma dimensão superior a esse ótimo será uma “dimensão ineficiente”. Assim, urge procurar o valor dessa dimensão ótima e aplicá-la para estabelecer a área ótima da concessão -- e que se espera que, tal como na figura, não corresponda à dimensão máxima ou seja à dimensão nacional, mas seja inferior. Talvez duas, cinco, dez vezes inferior; o que corresponderia a duas, cinco, dez áreas a concessionar.

O problema é que a figura não está correta. Tem as mesmas deficiências da figura anterior, curvas irreconciliáveis. Mas, por causa da conclusão que o texto elicita, temos que nos demorar um pouco mais na sua análise.

A curva de “Custos Totais” apresentada tem a concavidade virada para cima (é convexa, tem segunda derivada positiva, custos incrementais crescentes). Deveria ter a concavidade virada para baixo (ser côncava, ter segunda derivada negativa, custos incrementais decrescentes).

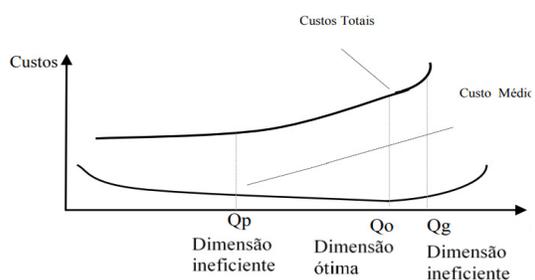
Que curva é então essa que é apresentada na Fig. 2-6? Pode ser uma curva de custos totais de produção, com elevado custo de afetação (*commitment*) e custos incrementais relativamente baixos, pelo menos até cerca do nível médio de produção. Pode tratar-se

ura 2-5 – Subaditividade da função custo na atividade de distribuição de energia elétri



Fonte: ERSE.

Figura 2-6 – Identificação da dimensão ótima



Fonte: ERSE.

de custos de produção de uma unidade fabril, ou digamos duma central ou mesmo dum gerador. A curva evidencia um limite de operação, uma produção máxima. Tal curva nada tem a ver com os custos de operação duma distribuidora.

A ideia expressa no documento de que o efeito dos rendimentos crescentes à escala não se verifica, forçosamente, para toda e qualquer dimensão da atividade é uma ideia generalista que só se aplica a atividades suportadas num ativo ou num conjunto particular e restrito de ativos. Quando a dimensão é ganha por agregação territorial de ativos, e a empresa tem implantação em todo o território, não se manifestam ineficiências com a dimensão. Por isso, não há ineficiências económicas associadas à agregação de dimensão territorial porque não há limitações naturais à atividade da empresa. O rendimento é crescente com a dimensão em toda a escala (o custo médio é monotonamente decrescente com a dimensão).

Com rendimento crescente com a dimensão, a desagregação territorial da atividade de distribuição implica sempre perdas substanciais da eficiência global. Mesmo quando se parte em dimensões para as quais o rendimento é já muito elevado (i.e., custos médios muito próximos do mínimo). Ver caixa à direita.

Este facto parece ter sido ignorado na avaliação das diferentes propostas de agregação por parte da ERSE, deixando perpassar a ideia de que se degradaria pouco a eficiência da atividade caso se conseguisse garantir uma homogeneidade de custos entre áreas territoriais. Não é assim. A homogeneidade garante apenas uniformidade tarifária. Não garante, porque não pode garantir, uma manutenção dos atuais níveis de eficiência, e por isso das atuais tarifas. Os custos de distribuição aumentarão obrigatoriamente com a desagregação, mesmo que as diferentes concessões tenham dimensão suficiente para ser muito eficientes, cada uma delas, e partilhem (com suporte de terceiros ou não) algumas das atividades *core* do negócio.

Na nossa opinião, e suportados na evidência supra ilustrada, seria desejável que as áreas de concessão fossem agregadas numa única área abrangendo o território de Portugal continental, o que corresponde aproximadamente à presente situação.

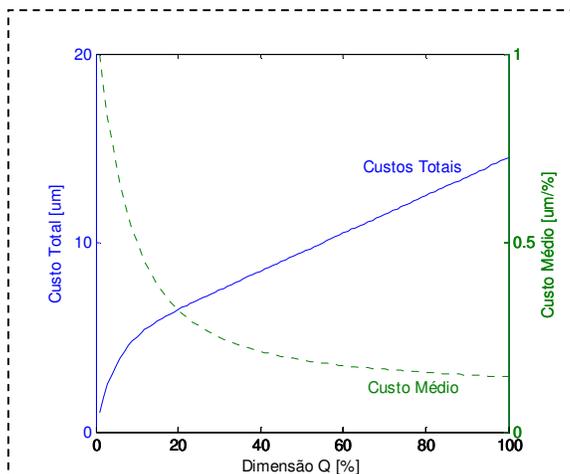


Fig. 1. Variação dos custos totais de distribuição com a dimensão da actividade para custos médios decrescentes à escala (típico de monopólio natural).

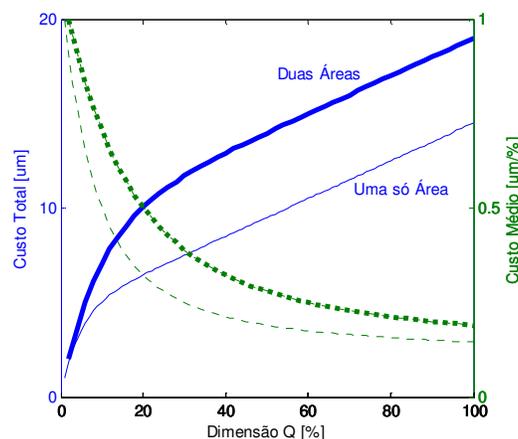


Fig. 2. Comparação de custos entre (i) um único monopólio em todo o território -- como na Fig 1, a traço fino -- e (ii) dois monopólios que resultam da desagregação territorial em dimensões iguais e igualmente eficientes -- a traço grosso. A dimensão Q mantém-se: Q=100% corresponde à dimensão total.

Note-se que para uma única área territorial, Fig. 1, o custo médio está próximo do mínimo assintótico para $Q = 50\%$. Poder-se-ia então pensar que a desagregação da atividade em duas áreas homogêneas, cada uma com 50% da dimensão total, não incorreria em ineficiências significativas. Não é assim: a interpretação da dimensão mínima eficiente como uma dimensão inócua do ponto de vista dos custos é uma interpretação incorrecta. Veja-se o resultado obtido na Fig. 2 para a variação dos custos totais de distribuição depois de desagregada a atividade em duas áreas de igual dimensão e igual eficiência – os custos totais aumentam cerca de 25%.

Perante os desafios que a ERSE corretamente identificou na Parte I, com os quais concordamos, consideramos que é muito importante que em Portugal a concessão tenha o maior número possível de clientes e área territorial concessionada. Mesmo nessa circunstância, a dimensão da concessão ficará sempre aquém das suas congéneres ibéricas (Endesa com 22 milhões e Iberdrola com 11 milhões de clientes em Espanha).

Quebrar o território nacional, quebrar a oportunidade de fazer um trabalho em condições competitivas com as suas congéneres, quebrar um historial de notável sucesso, e iniciar experimentalismos com graves consequências a médio e longo prazo, não nos parece que seja o rumo a tomar. O rumo a tomar parece-nos ser o de manter a integridade nacional do território concessionado.