

**REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO  
DO SECTOR ELÉCTRICO**  
**DOCUMENTO JUSTIFICATIVO**

Maio 2011

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

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ESTRUTURA TARIFÁRIA</b>	<b>5</b>
2.1	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte	6
2.2	Tarifas de Acesso às Redes	11
2.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	14
2.3.1	Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal continental	14
2.3.2	Harmonização dos escalões de potência e opções tarifárias em BTN ≤ 20,7 kVA	17
2.3.3	Extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas	18
2.3.4	Extinção da Tarifa de Venda a Clientes Finais em AT na Região Autónoma da Madeira	19
2.3.5	Iluminação Pública	20
2.3.6	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE	21
2.4	Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais	21
2.4.1	Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RA para as tarifas de Portugal continental	21
2.4.2	Mecanismo de convergência das TVCF para tarifas aditivas	23
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS</b>	<b>27</b>
3.1	Enquadramento	27
3.2	REN	29
3.2.1	Transporte de Energia Eléctrica	29
3.2.1.1	Custos de Operação e Manutenção	30
3.2.2	Gestão global do Sistema	31
3.2.2.1	Interruptibilidade	31
3.2.2.2	Enondas	34
3.2.3	Serviços Partilhados pelo grupo	36
3.3	EDP Distribuição	39
3.3.1	Distribuição de Energia Eléctrica	39
3.3.1.1	Melhoria da metodologia de aplicação do price cap: tratamento diferenciado do OPEX e do CAPEX	39
3.3.1.2	Melhoria da metodologia de aplicação do price cap: inovação nas redes	48
3.3.1.3	Melhoria da metodologia de aplicação do price cap: drivers de custos	51
3.3.2	Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	52
3.3.3	Alteração ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor	55
3.3.4	Uso Global do sistema	60
3.4	EDP SU	61
3.4.1	Compra e Venda de Energia Eléctrica	61
3.4.1.1	Mecanismo de racionalização do aprovisionamento do CUR	61
3.4.2	Comercialização de Energia Eléctrica	66
3.4.2.1	Reforço da regulação por incentivos	66
3.5	EDA e EEM	67

3.5.1	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	68
3.5.1.1	Custos Operacionais de Exploração.....	69
3.5.1.2	Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica a Terceiros .....	69
3.5.2	Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica.....	71
3.5.2.1	Melhoria da metodologia de aplicação do price-cap.....	71
<b>ANEXO I – ANÁLISE DE IMPACTES DA HARMONIZAÇÃO DO CONCEITO DE BTE E BTN ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL.....</b>		<b>75</b>
<b>ANEXO II – ANÁLISE DE IMPACTES DA HARMONIZAÇÃO DE BTN ≤ 20,7 KVA EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....</b>		<b>79</b>
<b>ANEXO III – ANÁLISE DE IMPACTES DA EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....</b>		<b>81</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector eléctrico.

O início de um novo período de regulação em 2012 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos com o objectivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos justificam a presente proposta de revisão regulamentar. A proposta de revisão regulamentar inclui igualmente, em termos regulamentares, as alterações legislativas entretanto verificadas.

As justificações para as principais alterações propostas ao Regulamento Tarifário apresentam-se neste documento de discussão.

Das diversas matérias tratadas importa salientar as seguintes:

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores – proposta que também tem incidência no RRC e no RARI.
- Criação de quadro regulamentar que crie as condições para a introdução de inovação nas tarifas de acesso às redes permitindo a adopção de tarifas dinâmicas do tipo “Critical Peak Pricing” por opção dos clientes, em alternativa às actuais ToU.
- Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal continental.
- Harmonização de escalões e opções tarifárias nacionais na BTN.
- Extinção opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas.
- Extinção da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT na Região Autónoma da Madeira.
- Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, decorrido o período transitório até 31 de Dezembro 2011.
- Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RA para as tarifas de Portugal continental.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para tarifas aditivas.
- Simplificação da metodologia de cálculo dos custos de operação e manutenção da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.
- Incorporação das alterações decorrentes da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, relativa ao regime de interruptibilidade e das alterações decorrentes da Resolução do Conselho de Ministros

n.º49/2010, que aprovou um contrato de concessão atribuído à REN para exploração de uma zona piloto para o aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas.

- Novo modelo de reporte da REN à ERSE relativo a informação de imputação de custos de serviços prestados por empresas do grupo REN às actividades reguladas.
- Melhoria da metodologia de aplicação do price-cap da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica: tratamento diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos drivers de custos.
- Promoção da inovação nas redes, garantindo uma partilha equilibrada de risco entre as partes.
- Fixação da taxa para cálculo dos encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de Correção de Hidraulicidade decorrente da extinção daquele mecanismo estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro.
- Alteração do mecanismo do aprovisionamento do CUR: (i) separação de funções de aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos clientes do CUR e de aquisição da energia eléctrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e (ii) mecanismo de aprovisionamento racional do CUR.
- Reforço da regulação por incentivos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.
- Alteração da forma de regulação dos custos operacionais de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema das regiões autónomas de custos aceites para uma regulação por incentivos.
- Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da actividade de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica nas regiões autónomas.
- Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.
- Alteração ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor.

Nas várias matérias tratadas procurou-se apresentar propostas concretas devidamente justificadas que são incluídas na proposta de articulado do Regulamento Tarifário que acompanha o presente documento de discussão. Nalgumas matérias é efectuada uma discussão de propostas solicitando-se explicitamente a contribuição dos interessados através da colocação de questões específicas. Nesse sentido, o articulado dos artigos associados às matérias colocadas à discussão terão de ser posteriormente revistos em conformidade.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações agora propostas ao articulado do RT, sendo que para os textos eliminados se adoptou a forma “rasurado” (~~artigo~~) e o novo articulado foi sombreado a amarelo. A numeração do novo articulado efectuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

Nos termos do artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, “Antes de proceder à alteração de qualquer regulamento cuja emissão seja da sua competência, a

Entidade Reguladora deve comunicar esse processo à DGEG, à entidade concessionária da RNT, às entidades titulares de licença e às associações de consumidores, facultando-lhes o acesso aos textos respectivos.”

Na elaboração da versão final dos novos textos regulamentares serão considerados todos os comentários e sugestões que forem enviados à ERSE, não apenas pelas entidades anteriormente mencionadas e pelo Conselho Tarifário, mas por todos os interessados.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)) onde se encontram também o presente documento, os regulamentos actualmente em vigor e outros documentos relevantes para o processo de revisão regulamentar.

As contribuições escritas podem ser enviadas à ERSE até 15 de Junho de 2011, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio electrónico, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1                      1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

Correio electrónico: [revregsectorelectrico@erse.pt](mailto:revregsectorelectrico@erse.pt)

No dia 21 de Junho de 2011 terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do sector eléctrico. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adoptadas, que integra a análise dos comentários recebidos.





## 2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

No que concerne a estrutura tarifária as alterações regulamentares discutidas no presente capítulo são as seguintes:

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores.
- Criação de quadro regulamentar que crie as condições para a introdução de inovação nas tarifas de acesso às redes permitindo a adopção de tarifas dinâmicas do tipo “Critical Peak Pricing” por opção dos clientes, em alternativa às actuais ToU.
- Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal continental.
- Harmonização de escalões e opções tarifárias nacionais na BTN.
- Extinção opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas.
- Extinção da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT na Região Autónoma da Madeira.
- Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, decorrido o período transitório até 31 de Dezembro 2011.
- Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RA para as tarifas de Portugal continental.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para tarifas aditivas.

Para além destas alterações regulamentares, serão ainda feitas no Regulamento Tarifário, no âmbito da estrutura tarifária, alterações de pormenor relativas aos seguintes temas:

- Extinção TVCF BTE, MT, AT e MAT: Serão eliminadas as referências às tarifas de Venda a Clientes Finais em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), em resultado da extinção destas tarifas reguladas, prevista no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro.
- Tarifa única de MT na Região Autónoma da Madeira: Serão eliminadas as referências a duas tarifas de MT para 6,6 kV e 30 kV, de acordo com a prática actual de publicação de uma tarifa única para MT, dado os preços das mesmas serem exactamente iguais.
- Tarifa Social: Serão eliminadas as referências à antiga tarifa social, de acordo com o Despacho n.º 19059/2010, de 23 de Dezembro, que implementou as alterações decorrentes da tarifa social de acesso às redes e de fornecimento de energia eléctrica, definida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro.

- Energia Reactiva: As disposições do Regulamento de Relações Comerciais (art.º 193.º) em matéria de facturação de energia reactiva que vigoram actualmente estabelecem que a energia reactiva recebida/consumida designa-se de indutiva e a fornecida à rede designa-se de capacitiva. Proceder-se-á, neste contexto, à harmonização dos conceitos de energia reactiva no Regulamento Tarifário com o Regulamento de Relações Comerciais, passando todas as referências a “energia reactiva recebida” para “energia reactiva indutiva” e a “energia reactiva fornecida” para “energia reactiva capacitiva”.

## **2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

Actualmente existem duas tarifas de transporte, a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo operador da rede de transporte (ORT) ao operador da rede de distribuição em MT e AT (ORD) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo ORD às suas entregas.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT proporciona os proveitos permitidos da actividade de transporte de energia eléctrica. Actualmente esta tarifa é paga pelo ORD sendo aplicada às entregas da Rede Nacional de Transporte (RNT), a clientes MAT e à Rede Nacional de Distribuição (RND).

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORD às entregas a clientes permite recuperar os pagamentos do ORD ao ORT referidos anteriormente, incluindo desvios de facturação de dois anos atrás.

Nesta revisão regulamentar a ERSE propõe alterações à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo ORT ao ORD.

Presentemente, esta tarifa é aplicada apenas ao consumo, não sendo aplicada à produção qualquer encargo pela entrada na rede de transporte. Na presente revisão regulamentar a ERSE propõe que se introduza na tarifa de Uso da Rede de Transporte um preço de entrada na rede a pagar pelos produtores, com o objectivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes com Espanha, no âmbito do MIBEL.

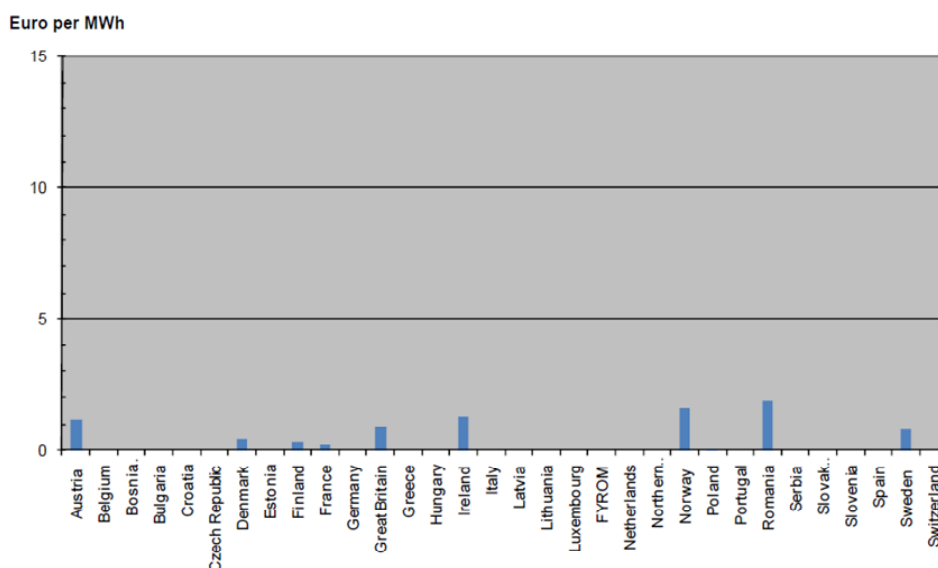
Invocando o actual contexto de crise e défice tarifário, o Governo Espanhol introduziu um preço de entrada na rede de transporte e distribuição aplicável aos produtores do regime ordinário e especial (também chamado de encargo “G”, por ser afecto à Geração) concretizado pelo Real Decreto-Ley n.º 14/2010 (BOE n.º 312/2010), de 24 de Dezembro.

O encargo “G” fixado pelo Governo espanhol ascende a 0,5 €/MWh, valor que os produtores tenderão a reflectir nos preços de energia ofertados no mercado ibérico (OMI).

A introdução deste encargo “G”, para além de discriminar as condições de concorrência entre geradores portugueses e espanhóis, vem onerar os consumidores portugueses de energia, na medida em que por via da internalização deste encargo nas ofertas de energia no OMI, passam a pagar parte da rede de transporte espanhola (nas situações de importação de energia). Adicionalmente os produtores portugueses que não estejam ao abrigo dos CMEC veêm por esta via aumentar a sua remuneração.

A situação a nível europeu é diversa no que se refere ao pagamento de tarifas de uso da rede de transporte pela produção, conforme se ilustra na Figura 2-1, sendo que na maioria dos países não é cobrado qualquer encargo à produção. Esta figura não contempla ainda o encargo G recentemente aprovado em Espanha na medida em que caracteriza a situação em 2010.

**Figura 2-1 - Intervalo de componentes “G” pagos em 2010 pelos produtores na Europa pela utilização das redes de transporte**



Fonte: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010

No Quadro 2-1 apresenta-se informação sobre a repartição dos custos das redes de transporte entre o consumo e a produção nos países em que as tarifas de transporte são aplicadas quer ao consumo, quer à produção.

**Quadro 2-1 - Países Europeus com tarifas de transporte pagas pela produção**

País	Repartição Produção/Consumo	
	Produção	Consumo
Áustria	15 %	85 %
Dinamarca	2-5 %	95-98 %
Finlândia	11 %	89 %
França	2 %	98 %
Grã-Bretanha	27 %	73 %
Irlanda	20 %	80 %
Irlanda Norte	25 %	75 %
Noruega	35 %	65 %
Polónia	0,6 %	99,4 %
Roménia	20,7 %	79,3 %
Suécia	28 %	72 %
Portugal	0 %	100 %

Fonte: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010

Deste modo, a ERSE propõe, à semelhança do que acontece em Espanha desde Janeiro de 2011, cobrar o acesso à rede a toda a produção, ou seja, aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial (PRE), ligados à rede nacional de transporte (RNT) e ligados à rede nacional de distribuição (RND), excepcionando-se a produção que se encontra ligada à rede de BT.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta actualmente como variáveis de facturação a potência contratada e a potência média em horas de ponta, a energia activa com preços diferenciados por período horário e a energia reactiva indutiva e capacitiva. Coloca-se agora a questão sobre qual a variável de facturação mais adequada para facturar o acesso à rede de transporte à produção. A nível europeu a situação nesta matéria também é diversa, existindo alguns países que utilizam um termo de energia e outros que utilizam um termo de potência, conforme se ilustra no Quadro 2-2.

**Quadro 2-2 - Variáveis de facturação utilizadas na Europa para o encargo à produção**

País	Variável de facturação
Dinamarca	Energia
Finlândia	Energia
França	Energia
Reino Unido	Potência
Irlanda do Norte	Potência
Noruega	Energia
Roménia	Energia
Suécia	Potência
Espanha	Energia

Sendo as redes condicionadas pelas máximas potências a recepcionar dos centros electroprodutores e a entregar a clientes, a utilização de variáveis de facturação sob a forma de potência permite maximizar a aderência dos pagamentos aos custos. Esta opção permite mitigar os efeitos da introdução deste pagamento nos preços de energia observados no mercado spot do tipo marginalista. Com efeito, tratando-se de um encargo fixo para os centros electroprodutores não seria considerado nas suas ofertas de preço.

Apesar deste racional, verifica-se que a maioria dos países opta por cobrar à produção um encargo na energia. A escolha da energia como variável de facturação iria no sentido de harmonização total com Espanha. A escolha da energia leva a uma alteração do comportamento da produção no mercado, uma vez que este custo se irá reflectir nas ofertas do mercado como um custo adicional de combustível. Esta opção, ao influenciar o despacho das centrais, permite fornecer sinais locacionais à geração, numa óptica de curto prazo, promovendo uma alocação equilibrada de custos entre as redes predominantemente exportadoras e as redes predominantemente importadoras. Com efeito, sendo os geradores chamados a pagar parte dos custos das redes, então os consumidores das redes importadoras contribuem através dos preços de energia pagos para os custos das redes exportadoras. A adopção de preços de energia a pagar pela geração, diferenciados por nível de tensão ou período horário, permite também fornecer sinais locacionais mais adequados à geração, incentivando-se a sua instalação e produção nos níveis de tensão e períodos horários predominantemente importadores. Nestes termos, propõe-se que a variável de facturação a considerar para o encargo G corresponda a preços de energia que podem apresentar diferenciação por nível de tensão e período horário, sendo justificável a adopção de encargos G por unidade de energia mais reduzidos nos níveis de tensão predominantemente importadores. A rede de baixa tensão é uma rede importadora, pelo que se opta por isentar do pagamento de acesso à rede toda a produção ligada à BT. A diferenciação por período horário justifica-se também porque determinada rede pode ser importadora em determinado período horário e exportadora noutra período horário.

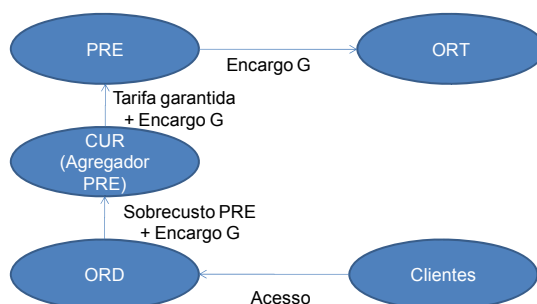
No que concerne a produção em regime especial com remuneração garantida por via legislativa, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa. Assim, propõe-se que seja o agregador da PRE, o comercializador de último recurso, a efectuar os pagamentos ao ORT, recolhendo este valor em conjunto com o sobrecusto da PRE junto do ORD (na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema), fluxo este que se ilustra na Figura 2-2.

**Figura 2-2 - Fluxos dos pagamentos do encargo de transporte da PRE  
pagamentos ao ORT efectuados pelo agregador da PRE**



Outra alternativa seria a PRE efectuar o pagamento pelo acesso à rede ao ORT e receber depois do agregador da PRE esse valor em conjunto com o sobrecusto da PRE, mantendo-se também por esta via a sua remuneração garantida pela legislação específica. Este fluxo é ilustrado na Figura 2-3.

**Figura 2-3 - Fluxos dos pagamentos do encargo de transporte da PRE  
pagamentos ao ORT efectuados pela PRE**



Em suma, com a presente proposta as receitas totais do ORT cobradas pelo uso da rede de transporte são assim divididas em 2 partes: (i) uma primeira parte cobrada directamente aos produtores e (ii) uma segunda parte cobrada através das tarifas de acesso às redes. A nova estrutura da tarifa de URT não representa um acréscimo de receitas para o ORT, situação que conduz à redução da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT à entregas da RNT e conseqüentemente à redução da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORD às suas entregas a clientes, o que origina a redução das tarifas de Acesso às Redes.

Por último, importa referir que a aplicação de 0,5 €/MWh a toda a produção representaria 24 milhões de Euros em 2011, 8% dos proveitos permitidos do transporte ao operador da rede de transporte.

A ERSE propõe:

1. A tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo operador da rede de transporte passe a incluir um preço de entrada na rede aplicável a todos os produtores em regime ordinário e em regime especial, ligados à RNT e à RND, excepcionando-se a produção ligada à rede de BT do pagamento deste encargo.
2. Que a energia por período horário seja a variável de facturação utilizada para facturar à produção a entrada na rede, que poderá apresentar diferenciação por nível de tensão.
3. Que seja o agregador da PRE (o CUR) a efectuar os pagamentos ao ORT, recolhendo este valor em conjunto com o sobrecusto da PRE junto do ORD (na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema).

Em termos regulamentares, as propostas alteram os artigos 16.º, 18.º, 57.º, 58.º, 83.º e 119.º do Regulamento Tarifário e os artigos 2.º, 3.º, 5.º, 10.º, 12.º, 17.º, 25.º e 48.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e revogam o artigo 11.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações. As alterações no Regulamento de Relações Comerciais são apresentadas no respectivo documento justificativo.

## 2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Presentemente regista-se cada vez mais uma maior integração no sistema eléctrico de produção com origem em energias renováveis (p.e. eólica e solar). Esta evolução irá resultar numa maior dificuldade na gestão do sistema, na medida em que este tipo de produção é caracterizado por uma elevada variabilidade. Nestas circunstâncias tem-se assistido nos EUA, e mais recentemente na Europa, à necessidade de haver uma resposta da procura mais dinâmica e adaptável às condições da oferta.

Assiste-se assim à discussão do clássico paradigma adoptado no planeamento e despacho em que a oferta segue uma procura rígida e inelástica para um novo em que a procura segue a oferta. Esta mudança é também impulsionada por uma crescente preocupação relativamente à eficiência no consumo de energia.

Neste contexto, medidas de gestão da procura tornam-se cada vez mais necessárias.

Em Portugal, já existem alguns mecanismos de gestão da procura, nomeadamente, o regime de interruptibilidade e as tarifas com diferenciação por período horário. Estes mecanismos estão a ser utilizados complementarmente.

O regime de interruptibilidade proporciona uma remuneração pelo serviço prestado ao Operador do Sistema aos clientes que estiverem dispostos a interromper o seu fornecimento mediante a solicitação do Operador do Sistema. O accionamento deste regime é feito pelo Operador do Sistema em períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico, nomeadamente em períodos

de escassez de oferta de meios de produção. Os consumidores dispostos a prestar este serviço recebem um prémio adicional proporcional à potência interruptível que se comprometem a prestar ao sistema.

Adicionalmente, as tarifas com diferenciação por período horário procuram, através de sinais preço, transferir consumo dos períodos fora de vazão, para os de vazão. Para o cálculo destas tarifas é necessário prever diagramas de carga. O grau de incerteza que está associado a este exercício, e a antecedência com que os períodos horários são definidos, conduz à definição de períodos horários alargados e conseqüentemente à aplicação de uma diferenciação dos sinais preço por período horário mitigada para fazer face a situações críticas.

A título de exemplo importa referir que o actual período de ponta tem uma duração de cerca de 1000 horas, sendo as redes fundamentalmente pagas pelo consumo efectuado neste período de maior procura que justifica as novas necessidades de investimento. Na medida em que o período horário é muito largo (cerca de 1000 horas) resulta um preço por unidade de energia relativamente atenuado para reflectir o custo do investimento em redes à procura nos períodos críticos de ponta, registados em poucas horas do ano.

Assim, considera-se vantajosa a introdução de esquemas tarifários mais flexíveis, em particular de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes.

Existem vários tipos de tarifas dinâmicas. Um dos mais conhecidos é o denominado *Critical Peak Pricing* (CPP). A aplicação das tarifas do tipo CPP pode assumir várias formas e pressupõe geralmente a definição *a priori* das seguintes variáveis: preços por período horário, número de períodos críticos e a duração dos períodos críticos. O que não é definido *a priori* são os dias que serão considerados críticos.

A aplicação de tarifas do tipo CPP, ao contrário do regime de interruptibilidade, deixa aos consumidores participantes a opção quanto à redução do seu consumo. Adicionalmente, ao pressupor que os dias críticos são definidos mais perto da sua ocorrência, possibilita a adopção de períodos horários de ponta mais curtos, viabilizando uma maior diferenciação de preços entre períodos e conseqüentemente a transmissão de sinais preço mais fortes.

A flexibilidade introduzida por tarifas do tipo CPP permite que a procura, motivada por fortes sinais preço aplicados em circunstâncias críticas designadamente de redes ou de geração, acompanhe as variações da oferta de redes e geração. Neste caso, em particular, a introdução de tarifas do tipo CPP nas tarifas de Acesso às Redes, tem como objectivos: (i) proporcionar aos operadores de rede um mecanismo alternativo para minimizar os custos de uso das redes na medida em que permite reduções da procura nas situações de maior ponta possibilitando o adiamento de novos investimentos e (ii) permite minimizar os impactes da variabilidade da produção designadamente com origem em energias renováveis em termos de segurança na operação do sistema eléctrico.



As redes são dimensionadas com base em estimativas para a ponta do consumo. Esta decisão centra-se no lado da oferta, assumindo uma elasticidade nula para a procura. Esta solução isolada poderá não ser a mais eficiente. Um sistema que também disponha de mecanismos a actuar do lado da procura tem potencial para reduzir a ponta do consumo, diminuindo a urgência de potenciais investimentos nas redes.

Apesar dos resultados deste tipo de tarifa serem incertos, na medida em que dependem da elasticidade procura-preço dos consumidores, a introdução desta opção proporciona a redução de custos para todo o sistema. Por um lado, os consumidores que aderirem a este tipo de tarifa irão observar reduções nas suas facturas, na condição de reduzirem o seu consumo nos períodos críticos, e por outro, este tipo de tarifa ao proporcionar o adiamento/redução de potenciais custos de investimento nas redes, irá beneficiar todos os consumidores na medida em que se reduzem os custos globais de acesso às redes.

Em Espanha existem várias variantes deste tipo de mecanismo. Um exemplo é a *Hourly demand tariff*. Este tipo de tarifa pressupõe a definição de sete períodos tarifários, em função da procura, sendo o período 1 considerado como o período crítico. Este período diferencia-se dos restantes por apresentar preços (energia e potência) consideravelmente mais elevados.

Os dias que pertencem ao período 1 são indicados pelo operador da rede de transporte e normalmente correspondem a dias de maior escassez de oferta. Este período tem uma duração de treze horas, definidas entre as 8h e as 0h, e pode ocorrer 23 vezes, em dias de semana durante o período Seco.

Para que seja implementada uma tarifa do tipo CPP é necessário discutir uma série de variáveis, nomeadamente:

- Número máximo de vezes que o período crítico pode ser declarado;
- Número de horas do período crítico;
- Tipo de equipamentos que os consumidores participantes devem ter (telecontagem, etc);
- Período mínimo de notificação dos consumidores;
- Meios para notificar os consumidores (*e-mails*, *sms*, telefone, *display*, etc).

A definição destas variáveis vai condicionar o sucesso da implementação deste tipo de tarifa.

A ERSE propõe:

4. A introdução de tarifas do tipo Critical Peak Pricing (CPP), ao nível das tarifas de Acesso às Redes, solicitando aos operadores de redes (operadores das redes de transporte e de distribuição de Portugal continental e aos operadores das redes das Regiões Autónomas) a apresentação de uma proposta relativamente à definição das seguintes variáveis: (i) Número máximo de vezes que o período crítico pode ser declarado, (ii) Número de horas do período crítico de ponta, (iii) Tipo de equipamentos necessários aos consumidores, (iv) Período mínimo de notificação dos consumidores, (v) Meios para notificar os consumidores (e-mails, sms, telefone, display, etc) e outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de tarifas dinâmicas.

## **2.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

### **2.3.1 HARMONIZAÇÃO DO CONCEITO DE BTE E BTN ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL**

As características dos fornecimentos em BTE e BTN, designadamente os limites dos escalões de potência e a sua forma de medição, são o resultado de uma prática antiga da indústria eléctrica portuguesa. Apesar de estas características serem próximas em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, ainda existem algumas diferenças. A convergência tarifária em todo o território nacional, ao nível dos preços praticados, conduz à necessidade de se aplicar uma estrutura tarifária comum, designadamente no que respeita à definição das características dos fornecimentos em BTE e BTN.

Os regulamentos da ERSE definem os seguintes limites entre BTE e BTN:

BTE - Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:

- Portugal continental - superior a 41,4 kW.
- RAA - igual ou superior a 20,7 kW e seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
- RAM - superior a 62,1 kW.

BTN - Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:

- Portugal continental - inferior ou igual a 41,4 kVA.

- RAA - inferior ou igual a 215 kVA e não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
- RAM - inferior ou igual a 62,1 kVA.

No sentido de simplificação e harmonização dos conceitos para se verificar a convergência total de preços, propõe-se na presente revisão regulamentar as alterações, a seguir desenvolvidas.

#### **DEFINIÇÃO COMUM DE BTE E BTN EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Propõe-se a adopção de uma definição comum de BTE e BTN em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, passando-se a adoptar em todo o país o limite de 41,4 kW/kVA entre BTE e BTN.

Desta alteração resulta assim a eliminação nas Regiões Autónomas dos escalões de potência superiores a 41,4 kVA:

- RAA: 55,20 kVA, 69,00 kVA, 103,50 kVA, 110,40 kVA, 138,00 kVA, 172,50 kVA, 207, 00 kVA e 215,00 kVA.
- RAM: 51,75 kVA e 62,10 kVA.

Neste contexto passam para BTE os clientes em BTN na Região Autónoma dos Açores com potência contratada entre 41,4 kVA e 215,0 kVA e os clientes em BTN na Região Autónoma da Madeira com potência contratada entre 41,4 e 62,1 kVA, sendo necessária, para estes clientes, a instalação de novos equipamentos de medição com a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos e com registos tetra-horários. De notar ainda que para estes clientes a energia reactiva passa a ser facturada.

De acordo com o artigo 127.º do Regulamento de Relações Comerciais, os respectivos operadores de redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo máximo de 30 dias, um programa das intervenções a realizar para substituição dos equipamentos de medição. Até à conclusão da aplicação do referido programa são aplicadas, em regime transitório, as regras de facturação actuais.

A presente proposta tem a virtude de, para além da simplificação e harmonização com Portugal continental para se verificar a convergência total de preços, permitir também que a alocação do sobrecusto da PRE-FER, nos termos do Decreto-Lei 90/2006, seja repercutida de igual modo nos clientes das Regiões Autónomas e de Portugal continental.

Em termos de análise de impactes na Região Autónoma dos Açores verifica-se que:

- O n.º de clientes nos escalões eliminados é diminuto: 284, representando 0,24% do n.º total de clientes em BTN em 2009
- Prevê-se uma redução dos preços médios pagos de 10% a 13%.

Em termos de análise de impactes na Região Autónoma da Madeira verifica-se que:

- O n.º de clientes nos escalões eliminados é diminuto: 499, representando 0,38% do n.º total de clientes em BTN) em 2009.
- Prevê-se uma redução dos preços médios pagos de 18%

No anexo I apresenta-se a análise de impactes detalhada.

A ERSE propõe:

5. Harmonizar o conceito de BTE e BTN entre Portugal continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 3.º, 27.º, 42.º, 44.º, 46.º e 48.º do Regulamento Tarifário.

#### **NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA $BTN \geq 20,7$ kVA COM REGISTO DA MÁXIMA POTÊNCIA CONTRATADA**

Na Região Autónoma dos Açores os clientes com potência contratada superior ou igual a 20,7 kVA aos quais seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, são considerados clientes de BTE, dispondo assim de uma opção tarifária e de equipamentos de medição que lhes permitem uma gestão dos consumos e da potência contratada mais adequada. Com efeito, a energia é registada em quatro períodos horários, a potência máxima de quinze minutos é registada e o consumo de energia reactiva é medido. Com a harmonização do conceito de BTE estes clientes passam a ser considerados clientes de BTN, passando assim a dispor de uma opção tarifária com menores incentivos a essa gestão eficiente. A energia é registada apenas em três períodos horários e a potência contratada é limitada em vez de medida.

Uma vez que não nos parece racional a eliminação desta possibilidade aos clientes na RAA, propõe-se a criação de uma nova opção tarifária  $BTN \geq 20,7$  kVA com registo da potência máxima contratada em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, com a energia registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva. Esta nova opção tarifária seria oferecida em alternativa à actual tarifa de BTN tri-horária.

Tratando-se de fornecimentos em BTN considera-se necessária a instalação de um dispositivo de limitação da potência a 41,4 kVA. Para os clientes de Portugal continental e da Região Autónoma da Madeira que pretendam aderir à nova opção tarifária é necessária também a instalação de novos equipamentos de medição com a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos e com registos tetra-horários. Poderão usufruir desta nova opção tarifária em Portugal continental cerca de 250 mil clientes e na Região Autónoma da Madeira cerca de 6 mil clientes (valores reais de 2009).

A não adopção total desta proposta justifica a eliminação da correspondente opção tarifária na Região Autónoma dos Açores.

Esta proposta tem naturalmente incidência quer nas tarifas de último recurso, quer nas tarifas de Acesso às Redes, ambas para  $BTN \geq 20,7$  kVA. Com esta proposta, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, permite-se a oferta de uma maior diversidade de soluções tarifárias pelos comercializadores no mercado aos seus clientes em Portugal continental.

A ERSE propõe:

6. A criação de uma opção tarifária  $BTN \geq 20,7$  kVA com registo da máxima potência contratada, da energia activa em quatro períodos horários e da energia reactiva indutiva e capacitiva em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira, à semelhança do que já acontece na Região Autónoma dos Açores.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 24.º, 25.º, 36.º, 38.º, 40.º, 42.º, 44.º, 46.º, 48.º, 51.º, 55.º, 59.º, 64.º, 66.º, 123.º, 126.º, 129.º e 138.º do Regulamento Tarifário.

### 2.3.2 HARMONIZAÇÃO DOS ESCALÕES DE POTÊNCIA E OPÇÕES TARIFÁRIAS EM $BTN \leq 20,7$ kVA

#### **HARMONIZAÇÃO DO LIMITE DE POTÊNCIA ENTRE $BTN >$ E $BTN \leq$ EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Na Região Autónoma dos Açores o limite da potência entre  $BTN >$  e  $BTN \leq$  encontra-se nos 17,25 kVA, enquanto que em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira este limite encontra-se nos 20,7 kVA.

Mais uma vez e numa tentativa de harmonização e simplificação, propõe-se a consideração de um limite comum entre  $BTN >$  e  $BTN \leq$  em 20,7 kVA em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, passando os fornecimentos da Região Autónoma dos Açores com uma potência contratada de 20,7 kVA a ser classificados em  $BTN \leq$ .

Em termos de análise de impactes nos clientes da Região Autónoma dos Açores com uma potência contratada de 20,7 kVA verifica-se uma redução do preço médio de 12%.

No anexo II apresenta-se a análise de impactes detalhada.

A ERSE propõe:

7. A harmonização do limite de potência entre  $BTN >$  e  $BTN \leq$  em 20,7 kVA em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 42.º e 44.º do Regulamento Tarifário.

#### **NOVOS ESCALÕES NAS RAs DE $BTN \leq 20,7$ kVA**

Uma vez que não existe uma total harmonização dos escalões de potência considerados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas e de forma a oferecer mais opções tarifárias aos clientes, em linha com o verificado em Portugal continental, propõe-se que sejam considerados nas Regiões Autónomas três novos escalões de potência: 2,30 kVA, 4,60 kVA e 5,75 kVA.

Com esta proposta permite-se que os clientes que se encontram nos escalões de 3,45 e 6,90 kVA (na RAA corresponde a 81% e na RAM a 87% do n.º total de clientes em BTN) se possam distribuir pelos novos escalões adjacentes de forma a se adequarem melhor às suas necessidades.

A ERSE propõe:

8. A introdução de três novos escalões nas Regiões Autónomas de  $BTN \leq 20,7$  kVA: 2,30 kVA, 4,60 kVA e 5,75 kVA.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo \*\*º do Regulamento Tarifário.

#### **2.3.3 EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Os sistemas tarifários das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) apresentam tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica. Este tratamento discriminatório dos consumidores não é aceitável num sistema tarifário aditivo e equitativo, onde as tarifas de energia eléctrica devem ser oferecidas em igualdade de circunstâncias a todos os clientes em função das suas características de consumo e não dependendo do uso dado à energia eléctrica.

Nos termos do Regulamento Tarifário, e após discussão deste tema na revisão regulamentar que decorreu em 2008, as opções tarifárias transitórias dependentes do uso que se mantiveram em vigor (em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados), deveriam ser progressivamente extintas, estando a sua extinção prevista para o ano de 2012. Neste sentido, foi aplicado no cálculo anual das tarifas um factor de crescimento adicional aos preços destas tarifas com vista a torná-las menos atractivas aos clientes, promovendo-se a escolha de opções tarifárias alternativas. No cálculo das tarifas para 2011 considerou-se que os termos destas opções tarifárias deveriam observar o mesmo agravamento verificado nos dois anos anteriores (8%).

Neste contexto, a presente revisão regulamentar procederá à extinção das opções tarifárias transitórias em vigor na RAA e na RAM, conduzindo à migração dos clientes nessas opções tarifárias para as opções tarifárias independentes do uso dado à energia eléctrica.

Em termos de análise de impactes verifica-se com esta extinção:

- Na Região Autónoma dos Açores para BTN >17,25 kVA, uma redução do preço médio de 9% para a opção tarifária Organismos e uma redução do preço médio de 7% para a opção tarifária Outros Consumidores.
- Na Região Autónoma da Madeira para MT, uma redução do preço médio de 16% para a opção tarifária de Longas Utilizações e uma redução do preço médio de 17% para a opção tarifária de Curtas Utilizações.
- Na Região Autónoma da Madeira para BTE, uma redução do preço médio de 11%.
- Na Região Autónoma da Madeira para BTN  $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA, uma redução do preço médio de 12% a 16% para a opção tarifária Especiais – Simples, uma redução do preço médio de 5% a 13% para a opção tarifária Especiais – Bi-horária e por fim uma redução do preço médio de 3% a 8% para a opção tarifária Não Domésticos.
- Na Região Autónoma da Madeira para BTN  $\leq 2,3$  kVA, uma redução do preço médio de 11%.

Verifica-se assim que a decisão de extinguir estas tarifas dependentes do uso é globalmente favorável para os consumidores das Regiões Autónomas.

No anexo III apresenta-se a análise de impactes detalhada.

A ERSE propõe:

9. A extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 1.º e 2.º que constituem o anexo relativo às disposições transitórias do Regulamento Tarifário e que são eliminados.

#### 2.3.4 EXTINÇÃO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Verifica-se a inexistência de clientes na Região Autónoma da Madeira na tarifa de Venda a Clientes Finais em AT. Neste contexto propõe-se a extinção desta tarifa do Regulamento Tarifário e consequentemente a sua não publicação pela ERSE.

A ERSE propõe:

10. A extinção na Região Autónoma da Madeira da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 46.º, 47.º, 129.º, 130.º do Regulamento Tarifário.

### 2.3.5 ILUMINAÇÃO PÚBLICA

O actual Regulamento Tarifário prevê a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de BTN de Iluminação Pública compostas por um preço de energia activa sem diferenciação horária. O preço da potência contratada é convertido num preço único de energia activa, sem diferenciação horária.

Adicionalmente, no Despacho que publicou as tarifas de energia eléctrica a vigorar em 2005, foi incluída uma regra de facturação opcional para os fornecimentos de Iluminação Pública do CUR, justificada pela diferença verificada entre a aplicação a estes fornecimentos da tarifa de Iluminação Pública e da tarifa de BTN bi-horária, com vantagem para esta última. Esta regra de facturação é também aplicável na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira. Considerou-se, em 2011, a manutenção da aplicação transitória desta regra. Enquanto os equipamentos de medição instalados continuarem a ser de contagem simples justifica-se a situação que motivou a sua aprovação nos anos seguintes, por forma a não discriminar estes consumidores face aos do BTN, permitindo-se-lhes a aplicação das opções tarifárias em BTN.

No sentido de incentivar o fornecimento da Iluminação Pública no mercado e podendo a tarifa de Iluminação Pública ser considerada como uma tarifa dependente do uso, a ERSE propõe a eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012, sem prejuízo da aprovação das regras de facturação referidas anteriormente, a aplicar quer no âmbito das tarifas de acesso às redes, quer no âmbito das tarifas de último recurso para fornecimentos inferiores a 41,4 kVA.

Devem assim os CUR orientar os consumidores de IP para que estes possam informadamente transitar para a opção tarifária que melhor se adequa às suas necessidades.

A ERSE propõe:

11. A eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de BTN de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 24.º, 38.º, 40.º, 44.º, 46.º, 48.º, 51.º, 55.º, 59.º, 64.º, 66.º, 67.º, 123.º, 126.º, 129.º e 177.º A do Regulamento Tarifário.



### 2.3.6 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT, AT, MT E BTE

O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, prevê no n.º 3 do art.º 6.º que os clientes que, decorrido o período transitório até 31 de Dezembro 2011 e que ainda não tenham encontrado um comercializador em regime de preços livres, possam continuar a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, aplicando-se-lhes uma tarifa transitória a estabelecer pela ERSE.

De forma a regulamentar esta disposição a ERSE propõe introduzir um novo artigo no Regulamento Tarifário que estabelece que as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT E BTE continuam a ser determinadas de acordo com o estabelecido no n.º 2 do art. 6.º do referido Decreto-Lei, ou seja, pela soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE. Este novo artigo relativo à Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso de Portugal continental, art.º 131.ºB, será introduzido numa nova Secção VIII A, relativa às tarifas transitórias.

A aplicação pelo comercializador de último recurso de tarifas transitórias superiores ao custo estimado, com o objectivo de incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, continuará a resultar no apuramento de um valor excedentário de receitas ou sobreproveito. O montante de sobreproveito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição e será devolvido na tarifa de UGS.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 131.º B do Regulamento Tarifário.

## 2.4 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 2.4.1 REFERENCIAL DE CONVERGÊNCIA DAS TVCF EM MT E BTE NAS RA PARA AS TARIFAS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, foi estendida a regulação económica do sector eléctrico pela ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RAs). A uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual promovendo-se a convergência entre as tarifas reguladas em vigor nos Açores e na Madeira e as tarifas em vigor em Portugal continental.

O actual mecanismo de convergência tarifária das RAs, estabelecido no Regulamento Tarifário, tem como referencial os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em Portugal continental, assegurando, por um lado, a igualdade de preços médios praticados por grupo de clientes e, por outro lado, a convergência individual dos preços de cada região para os preços das tarifas em Portugal continental.

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, estabeleceu a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) acima de 41,4 kW (MAT, AT, MT e BTE), em Portugal continental, a partir de 1 de Janeiro de 2011, prevendo um regime transitório até 31 de Dezembro de 2011. De acordo com o referido Decreto-Lei aplica-se em 2011 uma tarifa transitória, calculada por aplicação de um factor de agravamento à soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a mudança dos clientes (acima de 41,4 kW) para o mercado livre.

Dado que nas RAs não existe possibilidade de mudar de fornecedor, considerou-se, aquando da fixação das tarifas para 2011, que as tarifas transitórias do Continente não deveriam constituir referencial para as tarifas das RAs em MT e BTE. Com efeito, foi definido que, transitoriamente, estas tarifas resultariam de uma variação tarifária igual à de BTN, para cada RA.

Na presente proposta de regulamentação, pretende-se adaptar o mecanismo de convergência estabelecido nos Artigos 127.<sup>o1</sup> e 130.<sup>o2</sup> do Regulamento Tarifário (RT) à extinção das TVCF em MT e BTE em Portugal continental. Tendo em conta que a extinção das TVCF para estes níveis de tensão originou a perda do antigo referencial de convergência<sup>3</sup>, agora pretende-se colocar à discussão como é que será determinado o novo referencial de convergência.

Os preços observados pelos clientes em MT e BTE em Portugal continental vão resultar das tarifas aplicadas pelos comercializadores livres e pelo CUR no âmbito dos seus fornecimentos transitórios, incluindo a componente de acesso às redes e a de energia e comercialização.

A ERSE no âmbito da sua função de monitorização do mercado livre publicou o Despacho n.º 18 637/2010, de 2 de Dezembro, que estabelece, para todos os comercializadores, a obrigação de prestar informação sobre os preços de electricidade praticados, por tipo de consumidor. Esta informação deve ser reportada trimestralmente pelos comercializadores livre e pelos comercializadores regulados, até um mês após o final de cada trimestre.

Assim, a ERSE dispõe de informação sobre os preços praticados aos consumidores de MT e BTE em Portugal continental. Estes preços devem constituir a base para a determinação do referencial para o qual devem convergir os preços das TVCF em MT e BTE das RA. Como os preços reportados são relativos ao passado, terá que ser previsto qual o preço que os clientes de MT e BTE irão pagar em Portugal Continental no ano para o qual se irão fixar as tarifas, devendo essa previsão ter em conta as

---

<sup>1</sup> Artigo 127.<sup>o</sup> - Mecanismo de convergência das tarifas da RAA para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

<sup>2</sup> Artigo 130.<sup>o</sup> - Mecanismo de convergência das tarifas da RAM para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

<sup>3</sup> Presente no Artigo 127.<sup>o</sup> e 130.<sup>o</sup> do RT através da variável “Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável em Portugal continental para o mesmo fornecimento, no ano t”

variações da tarifa de Acesso às Redes para os níveis de tensão em causa e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

O Decreto-Lei n.º 104/2010 estabelece que os clientes, que decorrido o período transitório até 31 de Dezembro 2011 e que ainda não tenham encontrado um comercializador em regime de preços livres, possam continuar a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, aplicando-se-lhes uma tarifa transitória a estabelecer pela ERSE. Assim, enquanto esta tarifa transitória continuar a ser fixada pela ERSE a mesma poderá também ser tida em conta na determinação do referencial.

Assim, propõe-se que o referencial de preços para o qual devem convergir as TVCF de MT e BTE nas RA seja determinado tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado (ii) as variações das tarifas de acesso às redes e (iii) as variações dos preços de energia.

Assim, o referencial de preços a aplicar aos fornecimentos em MT e BTE das RAs resultará dos preços praticados em Portugal continental no mercado livre e no mercado regulado, ponderados pelos respectivos pesos.

Por último, importa referir que se continuará a aplicar o mecanismo de convergência, pelo que se encontra assegurada uma convergência gradual para o novo referencial, acautelando-se assim eventuais impactos tarifários nos clientes das RAs.

A ERSE propõe:

12. Que o referencial de preços para o qual devem convergir as TVCF de MT e BTE nas RA seja determinado tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010 (ii) as variações das tarifas de acesso às redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os Artigos 126.º, 127.º, 129.º e 130.º do Regulamento Tarifário.

#### 2.4.2 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TVCF PARA TARIFAS ADITIVAS

Na presente proposta de regulamentação, o actual mecanismo de convergência para tarifas aditivas é aperfeiçoado. A aplicação do mecanismo de convergência em Portugal Continental passa a restringir-se à BTN, dada a extinção das TVCF reguladas em MAT, AT, MT e BTE, estabelecida no Decreto-Lei n.º 104/2010. O mecanismo de convergência é assim simplificado, introduzindo-se adicionalmente uma alteração que permite agilizar o processo de convergência para tarifas aditivas.

O actual mecanismo de convergência para tarifas aditivas estabelece limites que permitem atenuar acréscimos globais por opção tarifária e por cliente na medida em que se podem impor variações

máximas para os acréscimos de cada preço. O mecanismo de convergência para tarifas aditivas em vigor actua em dois passos. No primeiro passo determinam-se para cada nível de tensão ou tipo de fornecimento as variações tarifárias “aditivas” que deveriam ser aplicadas para se assegurar uma convergência total para tarifas aditivas. As variações tarifárias “reais” a aplicar a cada nível de tensão ou tipo de fornecimento são determinadas de forma a garantir-se, por um lado, a variação tarifária aditiva global e, por outro lado, a limitarem-se os acréscimos tarifários por tipo de fornecimento a um valor máximo definido. Esta limitação de acréscimos obriga a atenuar as variações tarifárias a aplicar aos tipos de fornecimento que deveriam observar reduções tarifárias “aditivas” inferiores à variação tarifária global, por forma a assegurar-se a recuperação integral de proveitos.

Num segundo passo, para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento ao qual se aplica uma determinada variação tarifária, os preços que resultem inferiores aos que resultam da aplicação das tarifas aditivas, observam acréscimos tarifários superiores à variação tarifária global. As receitas proporcionadas por estes acréscimos permitem a aplicação de variações tarifárias abaixo da variação tarifária global nos restantes preços. Deste modo, a perda de receita associada aos preços sujeitos à limitação, é compensada em todos os preços que observam variações tarifárias inferiores à média, mediante a aplicação de uma mesma constante multiplicativa, designada no regulamento por “parâmetro que traduz a proporção de descida tarifária relativa aos preços da opção tarifária”.

Dada a extinção das TVCF em MAT, AT, MT e BTE em Portugal continental, propõe-se a simplificação do mecanismo de convergência, eliminando o 1º passo e actuando logo ao nível dos preços, exclusivamente no segundo passo. Assim, determinada a variação média “aditiva” das TVCF para BTN, os preços que devem observar variações “aditivas” superiores à variação média, são sujeitos a uma limitação máxima a definir. A introdução destes limites obriga a atenuar as descidas relativas dos preços que devem observar variações “aditivas” inferiores à variação média das TVCF de BTN, por forma a assegurar-se a conciliação de proveitos. Adicionalmente, prevê-se a possibilidade de se poder aplicar parâmetros diferenciados de limitação das descidas tarifárias relativas, por forma a, por um lado, acelerar-se o processo de convergência para preços aditivos e, por outro lado, controlar-se as variações tarifárias por escalão de potência.

Esta alteração ao mecanismo de convergência em Portugal continental permitirá acelerar a convergência dos preços das TVCF em BTN de Portugal continental para as tarifas aditivas, determinadas por soma das tarifas de acesso às redes e dos preços de energia expectáveis no mercado, promovendo-se o desenvolvimento do mercado livre em todos os segmentos de BTN, na medida em que se promove a aderência da estrutura dos preços das tarifas de último recurso à estrutura dos preços das tarifas praticadas no mercado. Adicionalmente a extensão destas propostas de alteração aos mecanismos de convergência das TVCF das Regiões Autónomas para as tarifas de Portugal continental, permitirá de igual modo antecipar o processo de convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental. Na BTN mantêm-se como referencial de convergência as TVCF de Portugal continental. Na MT e BTE o referencial de convergência será determinado de acordo com o proposto no capítulo 2.4.1.

A ERSE propõe:

13. A introdução de algumas alterações ao mecanismo de convergência das TVCF para as tarifas aditivas, por forma a melhorar-se e acelerar-se o processo de convergência. Estas alterações serão também extensivas ao mecanismo de convergência das TVCF do Continente e das Regiões Autónomas.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 124.º do Regulamento Tarifário.

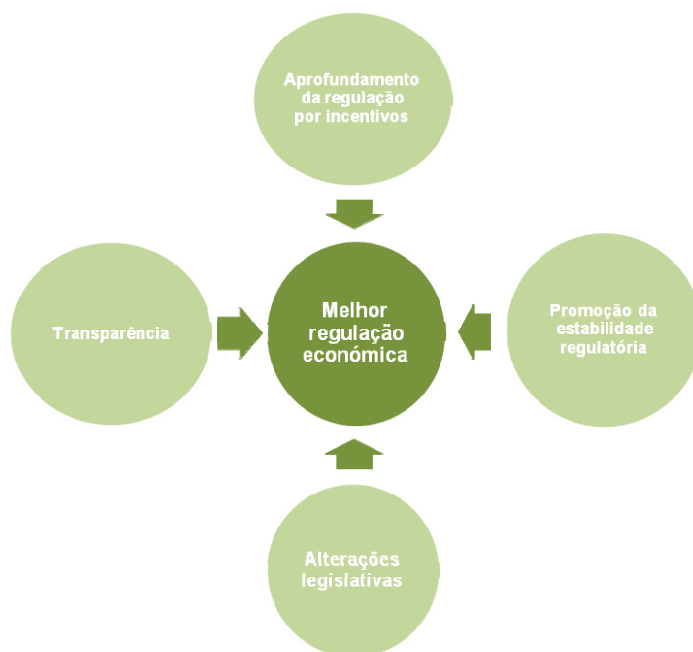


### 3 PROVEITOS PERMITIDOS

#### 3.1 ENQUADRAMENTO

A regulação económica é um processo que evoluiu, por um lado, para se adaptar aos desenvolvimentos nos sectores a ela sujeita e, por outro lado, devido à necessária e contínua melhoria das práticas regulatórias. Os dois vectores que têm orientado as revisões regulamentares do sector eléctrico são a estabilidade regulatória e a transparência de actuação. A proposta de revisão do regulamento tarifário, no quadro da definição dos custos e proveitos aqui apresentada, reflecte esta conjugação de motivos, seguindo os eixos evidenciados na Figura 3-1.

**Figura 3-1 - Principais eixos das propostas apresentadas**



Nesse prisma, passados 13 anos, repartidos em 5 períodos regulatórios, existem actualmente dados suficientes para que a regulação do sector eléctrico melhore a sua actuação. No anterior período regulatório alargou-se a regulação por incentivos a algumas das actividades tradicionalmente reguladas por custos aceites. Neste novo período pretende-se melhorar a aplicação deste tipo de mecanismo. Pontualmente, propõem-se algumas melhorias às metodologias aplicadas no período regulatório anterior na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, simplificando a aplicação das mesmas, mas é na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, onde a regulação por incentivos foi aplicada até à data, que se propõe a maior parte das melhorias.

Na actividade de distribuição de energia eléctrica, a actual metodologia pode ser melhorada, no sentido de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento. A aplicação da metodologia do tipo *price cap* apenas ao OPEX, analisando separadamente os custos com capital (CAPEX) é a solução apontada. Esta solução tem de ser acompanhada de uma análise cuidadosa dos planos de investimento propostos no início do período regulatório pela empresa e, principalmente, da sua responsabilização pelo cumprimento ou não dos planos traçados, de forma a garantir a racionalidade dos investimentos. Paralelamente, esta separação tem a virtude de poder integrar nos proveitos permitidos o investimento associado à inovação, designadamente as chamadas "redes inteligentes", incentivando-o, não deixando de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas. A revisão desta metodologia deverá ser acompanhada da revisão dos *drivers* de custos<sup>4</sup> da Distribuição de Energia Eléctrica mais adequados, bem como do peso a dar às parcelas fixas e variáveis dos proveitos.

O alargamento da regulação por incentivos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica é outro pilar das melhorias pretendidas. Neste caso, procura-se que o risco associado a esta actividade não seja todo suportado pelos consumidores, ao contrário do que se verifica na relação entre os comercializadores de mercado e os seus clientes. A metodologia proposta no presente documento obriga a mudanças de várias ordens. Assim, a aplicação dessa metodologia está associada à desagregação da actividade de Aquisição de Energia eléctrica em duas funções: função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial. Esta desagregação tem como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da actividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia eléctrica, tal como a metodologia proposta no presente documento. Definidas as funções, a metodologia consubstancia-se na sujeição da aceitação dos custos com aquisição de energia eléctrica à aquisição de uma quantidade mínima de energia eléctrica nos mercados a prazo. Este mecanismo permite aproximar o período de aquisição de energia eléctrica e o horizonte de definição das tarifas, contribuindo, conseqüentemente, para a estabilidade tarifária.

Nas actividades reguladas das Regiões Autónomas, procura-se melhorar e aprofundar a regulação por incentivos, designadamente integrando-a noutras actividades ou definindo os *drivers* de custos que se considerem mais adequados, à luz da informação actual. Alguma ênfase é dada à produção de energia eléctrica, complementando as medidas já iniciadas, designadamente na aquisição do fuelóleo, com a integração de incentivos à eficiência no OPEX ou ainda à aceitação criteriosa dos custos com produção em regime especial.

---

<sup>4</sup> Factores que relacionam a evolução dos custos e a evolução da actividade. No caso presente são geralmente apontados um ou dois factores, designadamente a energia eléctrica distribuída e/ou o número de clientes fornecidos.



Para além da melhoria das actuais metodologias, existem igualmente um conjunto de alterações que decorrem directamente de imposições legais ou da necessidade de adaptar a regulação, devido aos desenvolvimentos ocorridos na estrutura do mercado.

No que diz respeito ao primeiro ponto, salientam-se as alterações decorrentes da publicação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, relativa ao regime de interruptibilidade e as alterações decorrentes da Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, que aprovou um contrato de Concessão atribuindo à REN a possibilidade de explorar uma zona piloto para fomentar o desenvolvimento tecnológico de aproveitamento de energia a partir das ondas marítimas. As necessárias alterações ao Regulamento Tarifário na definição dos proveitos permitidos da actividade de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte do Regulamento Tarifário são apresentadas no seguimento do definido nestes diplomas.

Finalmente, propõe-se introduzir alterações ao Regulamento Tarifário que permitam clarificar melhor a separação dos custos associados às actividades reguladas das empresas onde estão integrados. Estas alterações pretendem eliminar o risco decorrente de uma possível transferência de custos no sentido das actividades com mais risco, para as actividades com menos risco, em especial se forem reguladas por custos aceites. As propostas incidem nas actividades da REN e da EDP SU. No primeiro caso, as empresas do grupo fornecem essencialmente serviços a actividades reguladas do sector eléctrico e do sector do gás natural. No segundo caso, a empresa desenvolve a sua actividade para o mercado regulado, em paralelo com outra empresa do mesmo grupo, EDP SC, que, por sua vez, desenvolve um relacionamento comercial com comercializadores no mercado liberalizado, utilizando plataformas comuns, dentro da mesma empresa.

## **3.2 REN**

### **3.2.1 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA**

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica foi, desde 1999 até ao final de 2008, regulada através de um modelo de regulação económica baseado em custos aceites. Os proveitos determinados numa base anual e *ex-ante*, com ajustamentos aos valores reais ao fim de dois anos, possibilitavam a recuperação dos custos incorridos no desenvolvimento do transporte de energia eléctrica e a remuneração dos activos associados a esta actividade.

No âmbito do período regulatório de 2009 a 2011, a ERSE decidiu alterar o paradigma de regulação desta actividade. O Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto, introduziu um conjunto de incentivos que induzem um comportamento mais eficiente na actividade de Transporte de Energia Eléctrica. Esses incentivos são, essencialmente, relativos ao investimento eficiente, à redução dos custos de operação e manutenção, à disponibilidade dos elementos da rede e à

manutenção em exploração de activos em fim de vida útil. Os incentivos para os quais o mecanismo de cálculo ficou definido no Regulamento Tarifário foram os incentivos à redução dos custos de exploração e o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil tendo ficado, para posterior publicação em sub-regulamentação, o mecanismo de cálculo dos incentivos à disponibilidade, ao investimento eficiente, bem como os respectivos parâmetros. Com efeito, foi publicado a 27 de Julho de 2009 o Despacho nº 18138/2009 que aprovou o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte de Electricidade e publicou os valores para os seus parâmetros e para os parâmetros do incentivo à manutenção de equipamento em fim de vida útil. Mais tarde, a 15 de Setembro de 2010, foi publicado o Despacho nº 14430/2010, que determina o mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.

No final do actual período regulatório, durante o qual o operador esteve sujeito a mecanismos que fomentam a melhoria do seu desempenho, importa fazer um balanço que permita averiguar a necessidade de consolidar as metodologias que se revelaram eficazes e desenvolver ajustes naquelas em que forem detectadas ineficiências ou necessidades de melhoria.

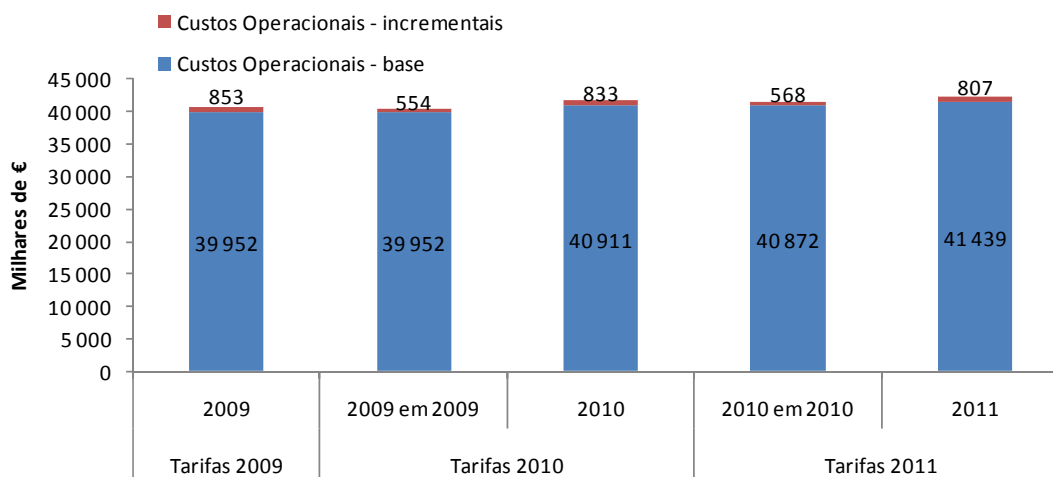
Nesta medida, e por se considerar que a experiencia se revelou positiva, pretende-se consolidar a implementação destes mecanismos, mantendo inalterado o formato do modelo que regula a actividade de Transporte de Energia Eléctrica, embora tenham sido identificados alguns pormenores que possibilitam a simplificação do processo regulatório. Para dar continuidade a este último aspecto, é necessário rever o articulado no que respeita aos custos de operação e manutenção.

### 3.2.1.1 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

#### **ENQUADRAMENTO**

Actualmente, o Regulamento Tarifário define que os custos de operação e manutenção da actividade de Transporte de Energia Eléctrica aceites na definição dos proveitos permitidos para o ano  $t$  resultem da soma de um valor de custos base e dos custos devidos à variação prevista da dimensão da rede (extensão de linhas e número de painéis em subestações) desse mesmo ano (custos incrementais). O valor base dos custos de operação e manutenção do ano seguinte é calculado recorrendo aos custos totais (soma dos custos base com os custos incrementais) do ano anterior aos quais se aplicam a inflação deduzida de um factor de eficiência e se somam os custos incrementais associados à variação da dimensão da rede prevista nesse ano. No entanto, na prática, é elaborada uma melhor previsão da variação da rede com base nos valores não definitivos estimados para  $t-1$  com intuito de reduzir os desvios, sendo que este procedimento aumenta a complexidade do processo de cálculo dos proveitos permitidos, por obrigar a um ajustamento anual dos mesmos (ajustamentos em  $t-1$  e  $t-2$ ) com sobreposição de estimativas. Este facto não se justifica tendo em conta o impacte reduzido destes custos no OPEX total, como mostra a figura seguinte.

**Figura 3-2 - Processo de determinação dos custos de operação e manutenção**



A ERSE propõe por forma a simplificar a actual metodologia:

14. A utilização da variação da dimensão da rede estimada para o ano t-1 para o cálculo do OPEX do ano t. Quando este mesmo cálculo for realizado para t+1 os valores associados ao crescimento da rede de t-1 estão ajustados com base em valores reais (no ajustamento em t-2), sendo que a incerteza na definição do OPEX apenas existe relativamente à variação em t.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 77.º e 165.º do Regulamento Tarifário.

### 3.2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Nesta actividade mantém-se a metodologia de regulação aplicada até à data, sendo as alterações propostas decorrentes de alterações e imposições legais.

#### 3.2.2.1 INTERRUPTIBILIDADE

O enquadramento legal da prestação do serviço de interruptibilidade foi alterado no ano de 2010, com a publicação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, que é aplicável aos consumidores de electricidade em regime de mercado, ligados em MAT, AT e MT, cuja potência máxima interruptível seja igual ou superior a 4 MW. A entrada em vigor desta Portaria permitiu ainda uma convergência das condições de prestação do serviço de interruptibilidade praticadas em Portugal face ao que acontece em Espanha. Posteriormente, este enquadramento foi alterado com a publicação das seguintes portarias:

- Portaria n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro, que altera a Portaria n.º 592/2010 através da valorização da modelação do consumo e da maximização da utilização da potência contratada na fórmula de remuneração. Deste modo, assiste-se a uma harmonização com os princípios de remuneração utilizados em Espanha. Este diploma limita igualmente a remuneração da interruptibilidade a 15 €/MWh.
- Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro<sup>5</sup>, que permite a adesão ao serviço de interruptibilidade dos consumidores de electricidade em MAT, AT e MT em regime de mercado, que ofereçam um valor de potência máxima interruptível não inferior a 0,25 MW.

Note-se que estas portarias estabelecem um regime transitório a vigorar durante o ano de 2011; nomeadamente pela dispensa de requisitos técnicos para a prestação do serviço de interruptibilidade.

A repercussão nos proveitos permitidos das remunerações do serviço de interruptibilidade enquadrado pela Portaria n.º 1308/2010 tem sido efectuada nos termos previstos no artigo 73.º do Regulamento Tarifário, sendo feita uma previsão dos encargos com os contratos de interruptibilidade para  $t$ , que é ajustado em  $t+2$  com aplicação das taxas de juros e *spreads* definidos para este tipo de ajustamentos. Neste novo quadro legal, a parcela correspondente aos encargos com contratos de interruptibilidade da expressão de cálculo de custos de gestão do sistema, definida no artigo 73.º do Regulamento Tarifário, tem de ser adaptada à nova legislação de modo a incluir as seguintes componentes:

- Encargos previstos para o ano  $t$  com contratos de interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro.
- Encargos estimados para o ano  $t-1$  com contratos de interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro<sup>6</sup>.

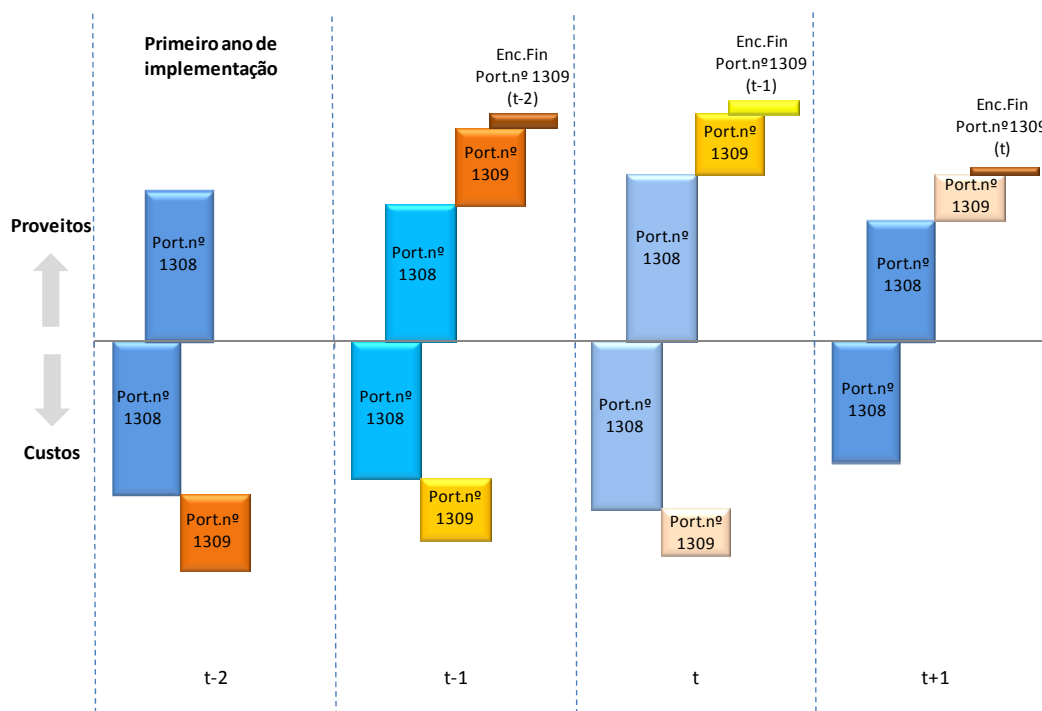
Na figura seguinte apresenta-se de uma forma esquemática a repercussão ao longo do tempo dos encargos com contratos de interruptibilidade enquadrados pela Portaria n.º 1308/2010 e pela Portaria n.º 1309/2010.

---

<sup>5</sup> Alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de Março.

<sup>6</sup> Alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de Março.

**Figura 3-3 - Repercussão dos encargos com contratos de interruptibilidade nos proveitos permitidos do ORT**



Registe-se que para além do ajustamento de  $t-1$  ocorre um ajustamento final de  $t-2$  com base em valores verificados.

Como mostra a figura anterior, para os contratos de interruptibilidade enquadrados pela Portaria n.º 1309/2010<sup>7</sup>, existe um desfasamento temporal de um ano entre o custo associado ao pagamento aos consumidores que prestam o serviço e o seu ressarcimento ao Operador da Rede de Transporte em sede de proveitos permitidos. Este desfasamento obriga à retenção de capitais de uma forma constante e, por conseguinte, a sua natureza é distinta daquela que ocorre nos restantes ajustamentos da actividade, que podem assumir valores positivos ou negativos. Neste contexto, e dando seguimento ao definido na Portaria n.º 1309/2010, a ERSE deverá definir uma taxa para os encargos financeiros associados a este desfasamento, que reflecta o risco e a maturidade associados ao financiamento do Operador da Rede de Transporte para esse fim.

Os impactes nos proveitos permitidos do Operador da Rede de Transporte nos próximos anos, causados pelo novo enquadramento legal da interruptibilidade, têm um máximo previsto para 2013, que resulta do ajustamento de  $t-2$  do ano de 2011 no qual está reflectido o diferencial entre o valor considerado no cálculo de proveitos permitidos ao abrigo da Portaria n.º 592/2010 e o valor que se prevê ocorrer com o enquadramento agora em vigor dado pela Portaria n.º 1308/2010.

<sup>7</sup> Alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de Março.

A ERSE propõe:

15. Determinar os encargos com contratos de interruptibilidade para efeitos de definição dos proveitos permitidos para o ano t:
- a) Contemplando os contratos enquadrados pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro, que são previstos para o ano t.
  - b) Contemplando os contratos enquadrados pela Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro, alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de Março, que são estimados para o ano t-1, definindo neste caso uma taxa de encargos financeiros específica para os pagamentos de contratos de interruptibilidade.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 73.º e 136.º do Regulamento Tarifário.

### 3.2.2.2 ENONDAS

Face à necessidade de fomentar a instalação em Portugal de uma fonte renovável, ainda em fase inicial de desenvolvimento, para produção de energia eléctrica, o Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, estabelece o regime jurídico de utilização dos bens do domínio público marítimo. Esse diploma cria igualmente uma zona piloto na qual se pretende fomentar o desenvolvimento tecnológico e a instalação de equipamentos de aproveitamento de energia a partir das ondas marítimas, atraindo para o País empresas promotoras e produtores de tecnologia.

O referido Decreto-Lei determina os termos em que é exercida a concessão para a exploração da zona piloto, bem como as competências atribuídas à entidade concessionária. Este diploma estabelece também que os Operadores das Redes de Distribuição e de Transporte de energia eléctrica devem garantir a construção das infra-estruturas necessárias à ligação da zona piloto às referidas redes.

O Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, aprova as bases da concessão da exploração da zona piloto, em regime de serviço público, por um prazo de 45 anos, e atribui-a a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A..

Assim, nos termos do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, e da alínea g) do artigo 199.º da Constituição da República Portuguesa, foi aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 1 de Julho, a minuta do contrato de concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto, sendo constituída a Sociedade Enondas – Energia das Ondas, S.A., com capital social integralmente subscrito pela REN — Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

O capítulo IV do contrato de concessão estabelece o regime económico-financeiro a aplicar à concessão. De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.<sup>a</sup>, é reconhecido à Enondas o direito à recuperação no ano  $t$  dos custos previstos para  $t-1$  relativos a:

- a) Custos com capital: remuneração do activo afecto à Concessão, líquido de amortizações e subsídios e adicionado das respectivas amortizações do exercício;
- b) Custos de operação e manutenção associados à exploração destas infra-estruturas.

Importa referir que os demais custos da concessão não afectos à manutenção das infra-estruturas, não são reconhecidos para efeitos de cálculo de proveitos, sendo suportados pela Concessionária após parecer do Governo e da ERSE.

Para o cumprimento n.º 2 da cláusula 17.<sup>a</sup> é necessário proceder à alteração do Regulamento Tarifário do sector eléctrico actualmente em vigor, nomeadamente no seu actual artigo 74.º - Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, para que os custos sejam repercutidos por todos os consumidores de energia eléctrica, através da tarifa de Uso Global do Sistema.

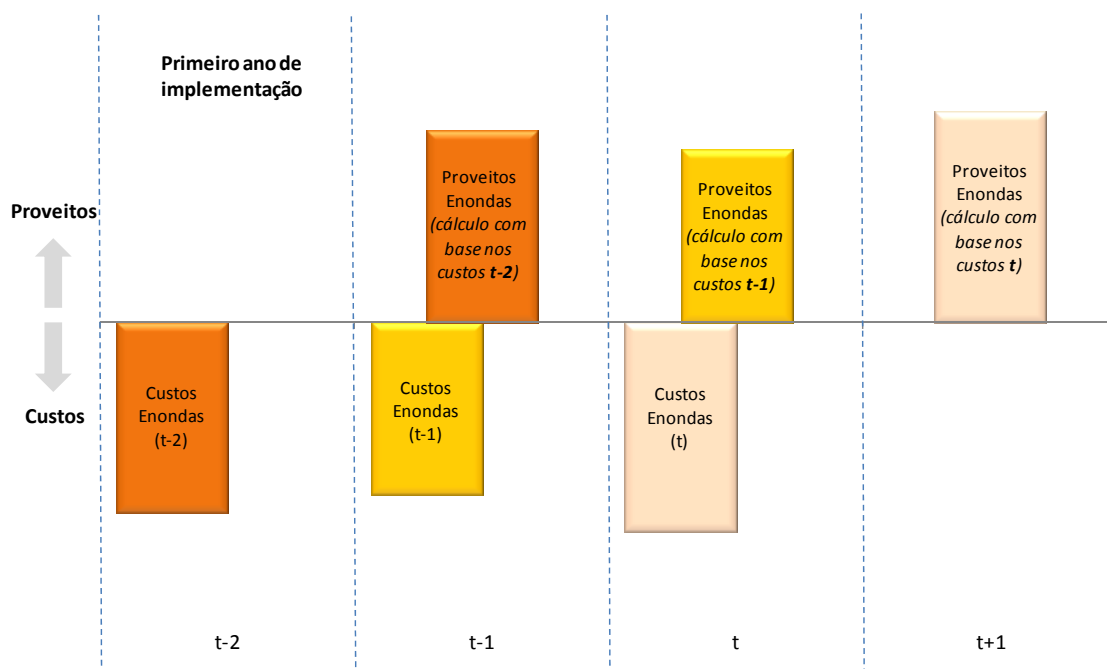
Na figura seguinte apresenta-se de uma forma esquemática a repercussão ao longo do tempo dos custos com a Enondas nos proveitos permitidos do ORT<sup>8</sup>.

De notar que, ao contrário do que é estabelecido na Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro, relativo à interruptibilidade, o diferimento temporal entre os custos e a obtenção do respectivo proveito não dá lugar ao reconhecimento de quaisquer encargos financeiros decorrentes deste facto.

---

<sup>8</sup> Apesar de não estar evidenciado no gráfico, é aplicado um ajustamento final com base em valores verificados.

Figura 3-4 - Repercussão dos custos da Enondas nos proveitos permitidos do ORT



Para cumprimento das exigências regulatórias agora definidas, o Regulamento Tarifário deverá contemplar, ao nível dos pedidos de informação, a necessidade do Operador da Rede de Transporte, como concessionário da exploração da zona piloto, prestar toda a informação necessária nos termos a aprovar pela ERSE, com as consequentes alterações nas normas complementares.

A ERSE propõe:

16. Transpor a legislação em vigor, reconhecendo à Enondas o direito à recuperação no ano t dos custos previstos para t-1 relativos à remuneração do activo afecto à Concessão, líquido de amortizações e subsídios e adicionado das respectivas amortizações do exercício, e dos custos de operação e manutenção associados à exploração destas infra-estruturas.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 3.º, 74.º e 135º-A do Regulamento Tarifário.

### 3.2.3 SERVIÇOS PARTILHADOS PELO GRUPO

#### ENQUADRAMENTO

A actual estrutura societária da REN, alvo de reestruturação, caracteriza-se por ter empresas que fornecem serviços a actividades reguladas e não reguladas da REN, caso da REN Serviços SA (REN Serviços), ou desenvolvem actividades que podem conflitar com a Directiva 2009/72/CE, caso da REN Trading.



O Grupo REN detém participações, em parte ou na totalidade do capital, em empresas, cuja actividade não faz parte do seu *core business*, como a RENTELECOM, o OMIP e a RENTrading, já que o seu principal negócio é o transporte de electricidade e de gás natural

A REN Serviços presta serviços ao Grupo nas áreas de contabilidade, informática, gestão de tesouraria, logística, entre outras.

A REN Serviços serve de exemplo na apresentação dos potenciais problemas associados à prestação de serviços ao grupo por parte de uma empresa do mesmo, que também prestam serviços a actividades desenvolvidas em regime de mercado, tendo em conta a sua importância enquanto prestador de serviços para as actividades reguladas do grupo REN. No entanto, as ideias chave aqui apresentadas podem ser estendidas a outras empresas do Grupo que se encontram em circunstâncias semelhantes.

De forma a aferir se os custos da REN Serviços são eficientes, cumprem as regras de plena concorrência e se estão a ser imputados com base em chaves de alocação adequadas e que, portanto, não geram desequilíbrios entre sectores e actividades reguladas e não reguladas é necessário proceder a uma análise a dois níveis:

- Repartição dos custos entre empresas;
- Repartição dos custos entre actividades.

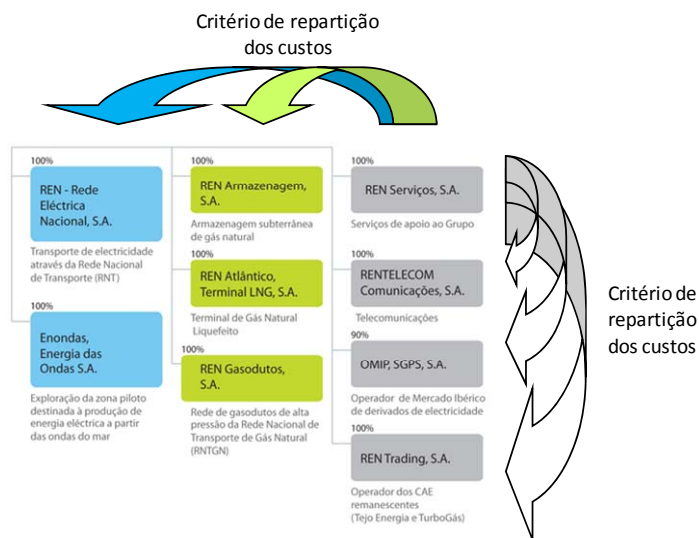
#### A) REPARTIÇÃO DOS CUSTOS ENTRE EMPRESAS

Numa primeira abordagem, é importante analisar de que forma estão a ser repartidos os custos da REN Serviços pelas empresas, uma vez que algumas destas empresas não são reguladas pela ERSE, tais como a RENTELECOM e o OMIP.

Assim, é importante perceber:

- Em que medida se relaciona com as empresas reguladas pela ERSE e não reguladas (OMIP e a RENTELECOM) e a forma como são pagos esses serviços.
- Se o valor a ser cobrado é competitivo. A resposta a esta questão poderá permitir o estabelecimento de um mecanismo de incentivo à redução de custos se se concluir que os serviços prestados por esta empresa não são eficientes.
- De que forma são repartidos os custos da REN Serviços entre sectores (da electricidade e do gás) e quais os critérios para essa repartição.

**Figura 3-5 - Repartição dos custos entre empresas do grupo**

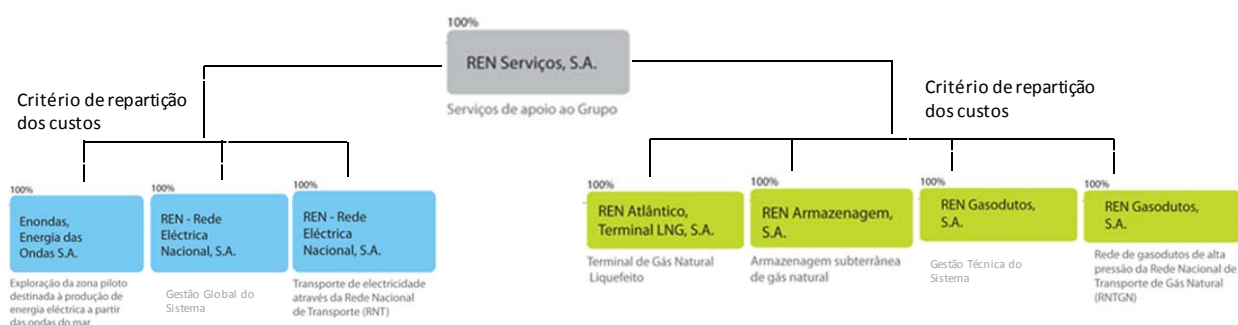


Fonte: REN, ERSE

## B) REPARTIÇÃO DOS CUSTOS ENTRE ACTIVIDADES

Numa segunda fase, importa aferir como estão a ser repartidos os custos entre as actividades de cada sector, na medida em que, dentro de um mesmo sector, existem actividades reguladas por incentivos e outras por custos aceites, tal como referido anteriormente. Tal facto pode levar a uma repartição de custos desajustada, no sentido de “sobrecarregar” as actividades reguladas, principalmente se não tiverem metas de eficiência definidas, em detrimento das restantes actividades.

**Figura 3-6 - Repartição dos custos entre empresas do grupo**



Fonte: REN; ERSE

Neste quadro, a ERSE propõe:

17. Aplicar um novo modelo de reporte, a facultar pela REN à ERSE, para que se consiga obter, de forma transparente e inequívoca, informação acerca da imputação dos custos prestados por empresas do grupo às actividades reguladas.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 134.º do Regulamento Tarifário.

O recebimento desta informação possibilitará desenvolver e estabelecer mecanismos de análise que permitirão concluir se os custos incluídos nas tarifas são os mais eficientes e, desta forma, garantir a defesa dos interesses dos consumidores.

Os pedidos de informação definidos no Regulamento Tarifário e nas Normas Complementares terão a configuração adequada para dar resposta às necessidades de informação acima identificadas.

### **3.3 EDP DISTRIBUIÇÃO**

Existem actualmente dados suficientes para melhorar a regulação por incentivos aplicada até à data na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Nessa actividade verifica-se que a actual metodologia pode ser melhorada, no sentido de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento. As alterações ao Regulamento Tarifário propostas de seguida já contemplam o impacte dos investimentos em redes associados à inovação.

#### **3.3.1 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

##### **3.3.1.1 MELHORIA DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO PRICE CAP: TRATAMENTO DIFERENCIADO DO OPEX E DO CAPEX**

#### **ENQUADRAMENTO**

A aplicação pela ERSE de uma metodologia regulatória do tipo *price cap*, ou preço máximo, aos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica iniciou-se em 1999.

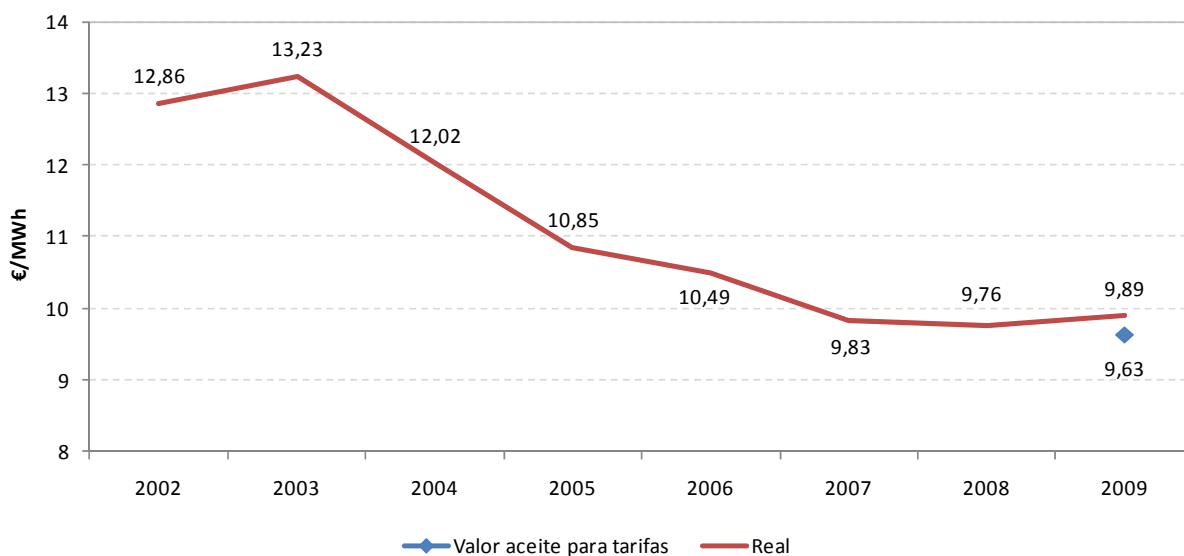
Na sua génese, a regulação do tipo *price cap* assemelha-se a um contrato entre a empresa regulada, geralmente um monopólio natural, e a entidade reguladora, no qual são estabelecidos os preços máximos aplicados às actividades reguladas.

O nível de preços máximos é definido pela entidade reguladora, após o apuramento da eficiência da empresa regulada face a um nível óptimo, recorrendo geralmente nesse exercício à comparação com empresas semelhantes. Deste modo, replica-se uma situação característica de um mercado competitivo, no qual a empresa é incentivada a reduzir os seus custos no mesmo sentido de uma empresa num mercado concorrencial.

Nesta metodologia, o risco da assimetria de informação entre a empresa regulada e a entidade reguladora é inexistente. Caso a empresa consiga diminuir os seus custos para além do nível estipulado no *price cap*, a empresa retém todos os ganhos. Porém, caso a empresa falhe esse objectivo, os consumidores não são prejudicados por este facto.

No caso da aplicação à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, os dados à disposição validam as vantagens desta metodologia. Os custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a preços constantes, diminuíram de uma forma contínua, desde o início da sua aplicação, embora, em termos reais, menos do que o definido para tarifas e em especial a partir de 2005.

**Figura 3-7 - Evolução dos custos controláveis unitários**  
(preços constantes 2009)



Fonte: EDPD, ERSE

A aplicação pela ERSE do *price cap* à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica reveste-se de um conjunto de passos que importa relembrar.

De um modo genérico, a aplicação da metodologia consiste na definição de um conjunto de parâmetros (custos unitários, peso dos custos fixos nos custos totais e metas de eficiência), que são aplicados

durante o período regulatório e que se materializam num nível esperado de proveitos para a actividade durante o período de regulação, tendo em conta os pressupostos para a evolução da actividade.

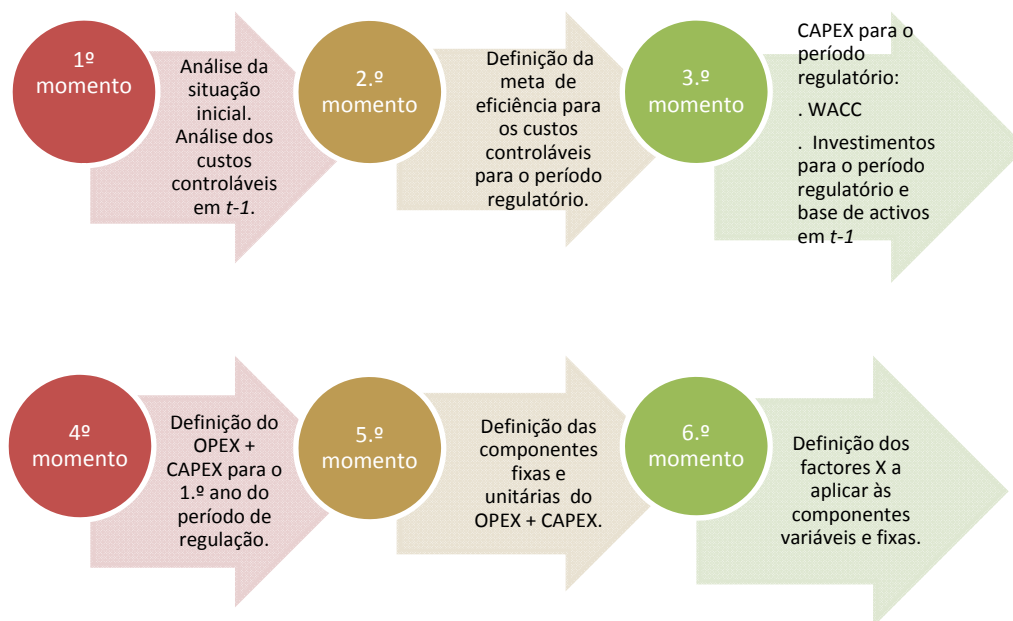
Numa primeira fase, definem-se as metas de eficiência a atingir pela empresa durante o período regulatório a aplicar aos custos controláveis que, de um modo geral, correspondem aos custos de exploração.

Apesar das metas de eficiência serem apenas aplicadas aos custos controláveis, o *price cap*, isto é, o nível de proveitos unitários, é definido para o conjunto dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Deste modo, numa segunda fase é definida a evolução das restantes componentes dos proveitos para o período regulatório, designadamente a evolução dos custos com investimento (CAPEX).

Finalmente, são definidos os respectivos pesos da componente fixa e da componente variável dos custos sujeitos ao regime de *price cap*, bem como os consequentes factores de diminuição de custos, factores X, que, de forma instrumental, igualam os proveitos permitidos aos proveitos previstos obter e que resultam da soma das parcelas acima mencionadas. A componente variável dos custos é apresentada em termos unitários, sendo multiplicada pelo *driver* de custos, explicativo da evolução da actividade. A energia eléctrica tem sido o *driver* de custos considerado até à data. Registe-se que, se a repartição entre os custos fixos e variáveis não corresponder à realidade, qualquer evolução da actividade diferente da prevista acarretará um nível de proveitos que não reflecte o nível de custos.

A figura que se segue explana este processo, sendo que as três fases mencionadas são desagregadas em seis momentos.

**Figura 3-8 - Metodologia actual de definição do *price cap***



## PROPOSTA

Passados 12 anos de aplicação desta metodologia importa ponderar algumas das suas características. Assim, o actual modelo integra alguns inconvenientes, que podem ser rectificadas, nomeadamente no quadro da actual revisão regulamentar.

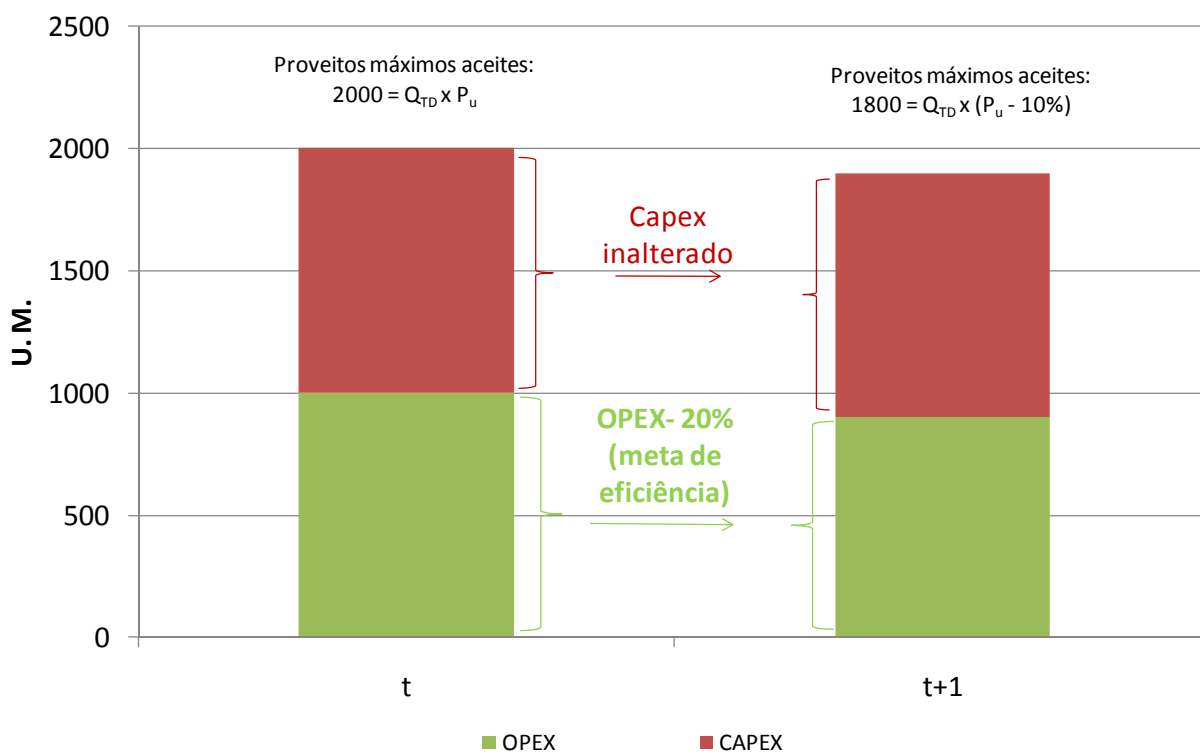
A aplicação do *price cap*, em conjunto para o OPEX e o CAPEX, pode levar as empresas a “sacrificarem” o investimento para o qual se responsabilizaram, quando não conseguem atingir a meta de eficiência pré-definida, independentemente dos parâmetros estarem ou não correctamente definidos.

As duas figuras que se seguem explicitam esta situação. Estas figuras apresentam para o mesmo nível de proveitos, para dois momentos distintos (início e fim do período regulatório), duas implicações possíveis da aplicação da actual metodologia. Supõe-se um período regulatório e um nível de proveitos de 2000 unidades monetárias (u.m.), no início do período regulatório. No final do período regulatório ( $t+1$ ), o nível de proveitos esperado é de 1800 u.m., decorrente da aplicação de um factor de diminuição dos proveitos de 10%, que tem subjacente a diminuição do OPEX em 20%. Por seu lado, o CAPEX mantém-se inalterado.

Na primeira figura, a aplicação do *price cap* nos moldes actuais conduz aos resultados esperados: diminuição do OPEX em 20 % e manutenção do CAPEX. Sublinhe-se que se a empresa conseguir diminuir o seu nível de OPEX, para além do definido nas metas eficiência, ficará com todos os ganhos correspondentes a esta diferença.

**Figura 3-9 - Metodologia actual do price cap**

(cenário virtuoso)



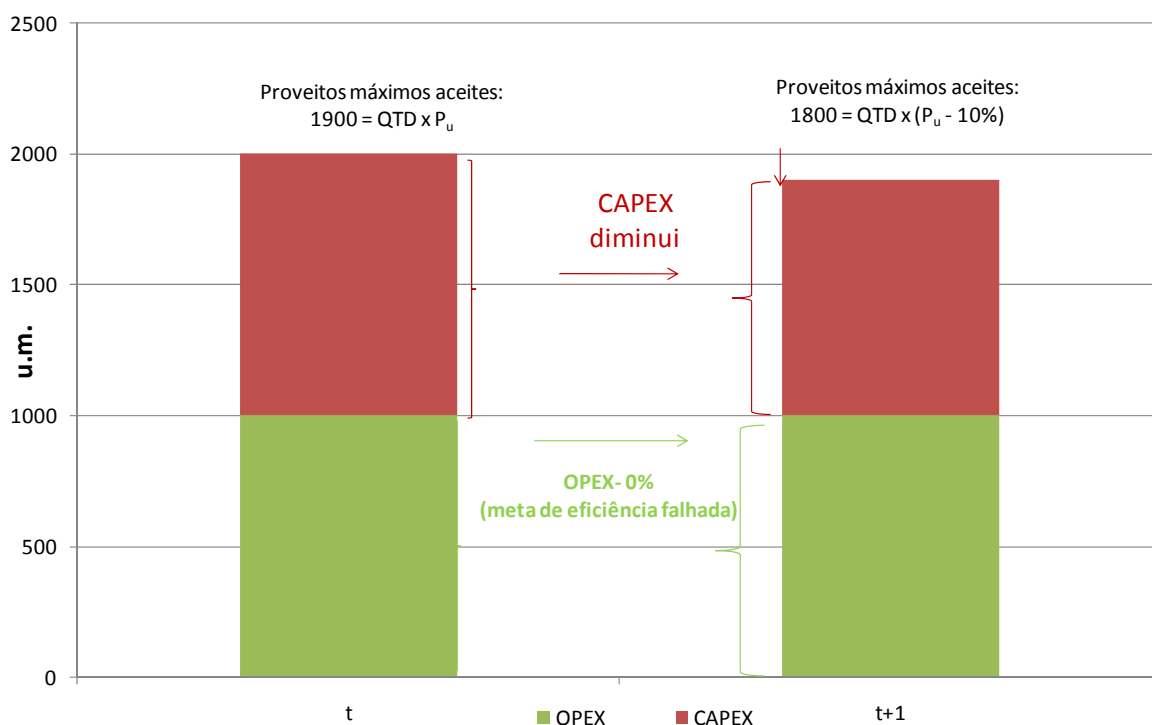
Porém, caso a empresa falhe o objectivo de diminuição do OPEX, a única forma de não ter custos acima do nível de proveitos pré-estabelecido para o final do período regulatório passa por diminuir os custos com os investimentos, designadamente investindo menos do que se tinha proposto no início do período de regulação.

Neste caso, a ineficiência económica ocorre por duas vias. Por um lado, a empresa não diminuiu o nível de OPEX para um nível eficiente. Por outro lado, a empresa não investiu o pretendido, com repercussões negativas, designadamente para a qualidade serviço, o que pode, no entanto, ser atenuado com a implementação de mecanismos de incentivo à qualidade de serviço.

Registe-se que a actual situação é particularmente sensível ao efeito apresentado. Assim como se observa actualmente, o custo de capital, ligado à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro, é tendencialmente crescente no período imediatamente anterior ao início do período regulatório, a empresa ganha em propor ao regulador um nível de investimento elevado. Contudo, se a tendência de evolução do custo de capital se inverter, a empresa será duplamente incentivada em reduzir o nível de investimento propostos.

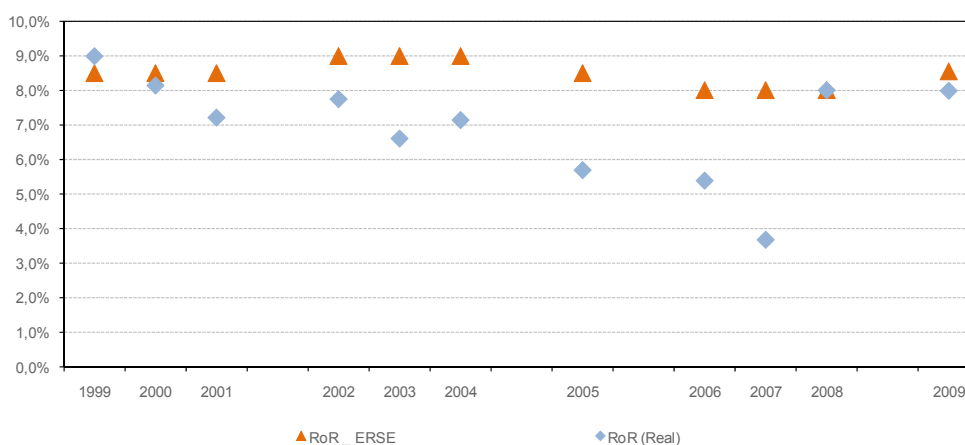
**Figura 3-10 - Metodologia actual do *price cap***

(cenário negativo)



Alguns dos efeitos referidos são explanados de seguida. A remuneração obtida pela EDP Distribuição foi inferior ao valor definido para efeitos de tarifas até 2008 (Figura 3-11).

**Figura 3-11 - Remuneração real e prevista do activo**



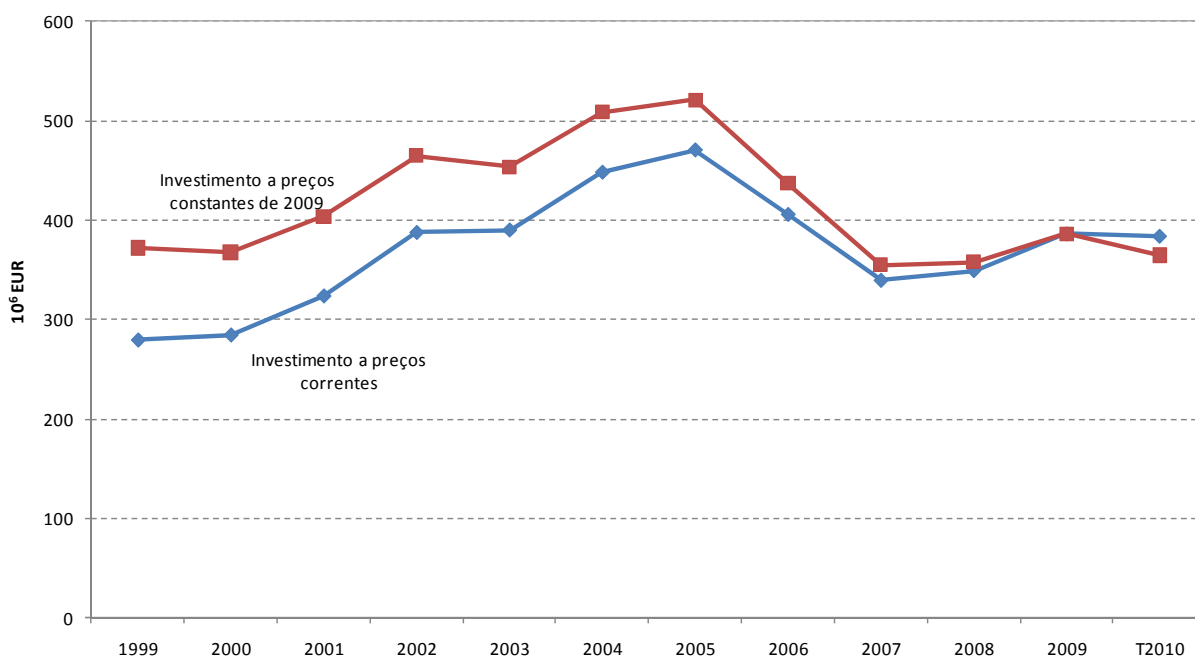
Fonte: ERSE, EDP

Este facto deve-se, em parte, à dificuldade da EDP em atingir os objectivos traçados pela ERSE (vide Figura 3-7). Tal como descrito anteriormente, caso a empresa falhe na meta de redução do OPEX existe



a hipótese da mesma diminuir o nível de investimento dispendido, de modo a que o nível de proveitos permitidos estabelecido pela ERSE não se altere. Esta situação poderá estar a ocorrer, tal como se apresenta na Figura 3-12, em que o nível de investimentos apresenta uma tendência decrescente, a partir de 2005.

**Figura 3-12 - Evolução dos investimentos**



Fonte: ERSE, EDP

Uma das formas de contornar este risco passa por retirar o CAPEX do mecanismo de *price cap*, tal como aplicado na actividade de distribuição do sector do gás natural e noutros países europeus (ver por exemplo a Itália, Finlândia, Polónia, Dinamarca ou ainda a República Checa)<sup>9</sup>. Esta separação implica, por um lado, remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa, integrando as respectivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa e, por outro lado, aplicar metas de eficiência ao OPEX ou aos custos controláveis.

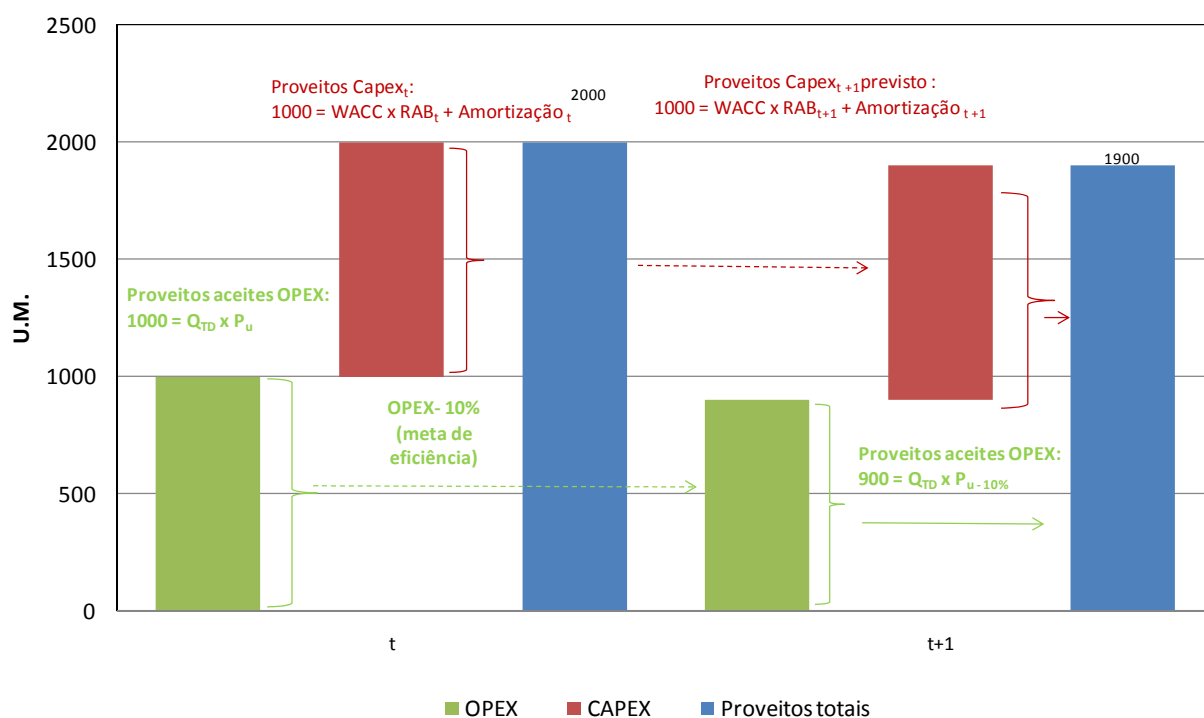
Neste caso, se a empresa falhar os objectivos traçados para o OPEX (ou custos controláveis), terá um incentivo acrescido em cumprir com o nível de investimento definido no início do período regulatório.

Registe-se que esta metodologia tem outro efeito positivo, o de reduzir o risco sistemático da empresa de distribuição de energia eléctrica e, conseqüentemente, o seu custo de capital. A Figura 3-13 ilustra o referido.

<sup>9</sup> Dados Eurelectric

Outra vantagem desta metodologia prende-se com a uniformização do tratamento das actividades de redes, no que diz respeito ao risco considerado no cálculo do WACC<sup>10</sup>, designadamente com a taxa aplicada à actividade de transporte de energia eléctrica.

**Figura 3-13 - Price cap com separação OPEX e CAPEX**



A aplicação desta metodologia obriga, porém, a que a definição da remuneração do activo seja exactamente igual ao custo de oportunidade/custo de capital da empresa. Caso seja ligeiramente superior<sup>11</sup>, estão reunidas as condições para se verificar os efeitos mencionados, já em 1962, por Harvey Averch e Leland Johnson, para a regulação baseada na remuneração e aceitação dos investimentos. Entre estes efeitos, destaca-se o facto da empresa regulada não realizar investimentos de modo a responder à evolução da sua actividade, orientada pelo aumento dos seus resultados, estando este garantido devido à remuneração que os investimentos lhe podem proporcionar.

Propõe-se ultrapassar este efeito vinculando a empresa ao nível de investimentos que se propôs efectuar no início do período regulatório, que por sua vez deverá reflectir a evolução da actividade. No

<sup>10</sup> Custo de capital dos activos regulados.

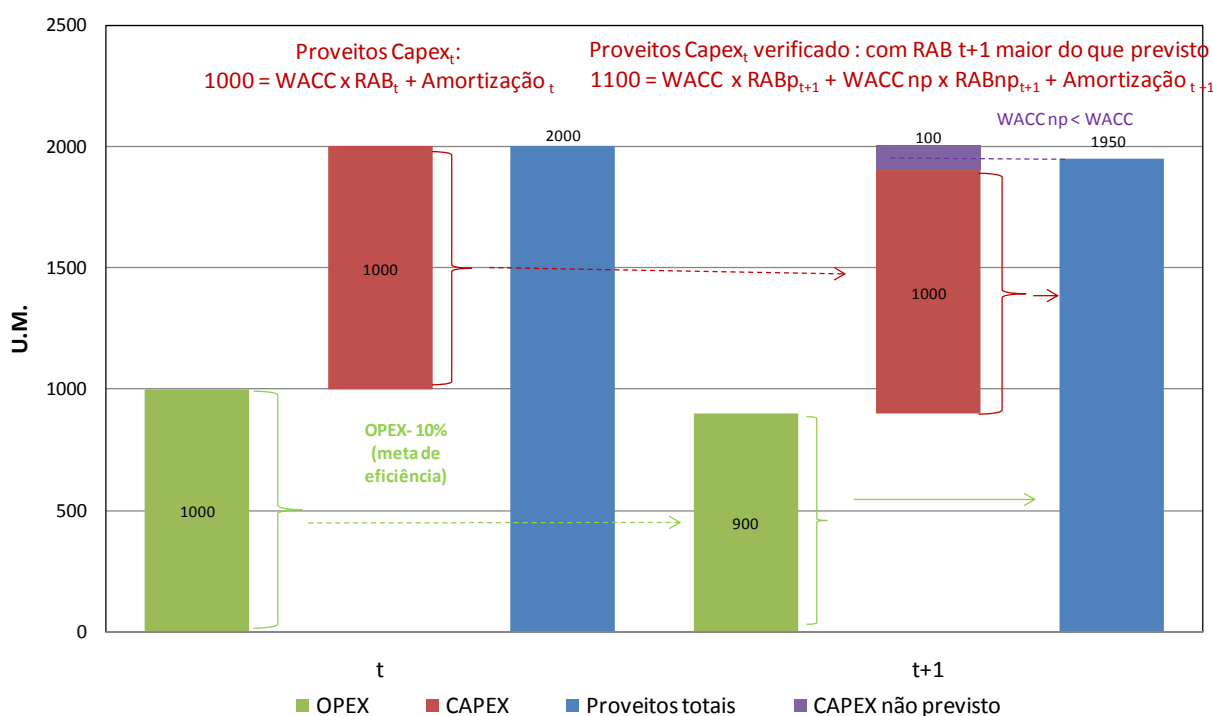
<sup>11</sup> A situação inversa da taxa de remuneração ser inferior ao custo de capital permitido para o período regulatório não se porá em princípio, tendo em conta que o regulador tem de zelar pela garantia da manutenção do equilíbrio económico-financeiro da empresa.

caso presente, este nível de investimentos deverá igualmente reflectir o estabelecido no PDIRD em vigor.

Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso, acima de um determinado nível será inferior ao custo de capital, como ilustra a Figura 3-14.

**Figura 3-14 - Price cap com separação OPEX e CAPEX**

Rectificação do possível efeito Averch-Johnson



Nota: WACC<sub>np</sub> significa WACC dos investimentos não previstos

Assim, a ERSE propõe:

18. O alinhamento do sistema incentivos à eficiência exigida à empresa regulada, aplicando a metodologia do tipo price cap apenas ao OPEX, analisando separadamente os custos com capital (CAPEX).
19. A alteração da metodologia de aceitação de custos de capital com base em previsões, condicionando o reconhecimento dos custos com investimentos ao efectivamente realizado e devidamente auditado.
20. A responsabilização da empresa pelo cumprimento dos planos traçados, de forma a garantir a racionalidade dos investimentos e a previsibilidade da evolução dos custos, remunerando o

investimento em excesso, acima de um determinado nível, aplicando uma taxa de remuneração inferior à do restante activo.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 82.º, 138.º e 165.º do Regulamento Tarifário.

### 3.3.1.2 MELHORIA DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO PRICE CAP: INOVAÇÃO NAS REDES

#### **ENQUADRAMENTO**

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE aceitou custos relacionados com a implementação de um projecto-piloto no âmbito das “redes inteligentes”. Dos custos aceites pela ERSE, excluem-se custos operacionais sendo que apenas foram considerados os custos com CAPEX. Seguindo a prática regulatória adoptada pela ERSE, os activos apenas foram considerados na base de activos regulados e por tal, remunerados, à medida que entraram em exploração.

#### **PROPOSTA**

Para o próximo período de regulação, prevê-se a continuação do desenvolvimento e implementação a nível nacional de “redes inteligentes”, um novo paradigma estruturante dos sectores eléctricos, sobre o qual muitos *stakeholders* se debruçam actualmente com vista ao desenvolvimento e gestão eficiente das redes. Devido à sua pequena dimensão, estes investimentos foram aceites até à data nos proveitos permitidos para efeitos de regulação sem serem diferenciados dos restantes investimentos. Porém, surge agora a necessidade de considerar em termos regulatórios as particularidades dos investimentos em redes considerados inovadores. Estes investimentos facultam, entre outros, a possibilidade de aumentar a eficiência energética, de integrar em larga escala a produção baseada em fontes renováveis de pequena dimensão e a gestão activa da procura. Os ganhos esperados resultantes dos investimentos em inovação nestas infra-estruturas têm como contrapartida um maior risco associado ao seu carácter pioneiro. Neste quadro, julga-se que o risco tecnológico, designadamente a necessidade de abates de equipamentos e a consequente substituição dos mesmos, terá que ser suportado pelo Operador da Rede de Distribuição. Contudo, este risco terá que ser compensado, diferenciando o custo de capital deste tipo de investimento, face ao custo de capital do restante investimento em infra-estruturas de distribuição de energia eléctrica.

Sublinhe-se que esta diferenciação não deverá, porém, manter-se para além do período de maturação da tecnologia aplicada.

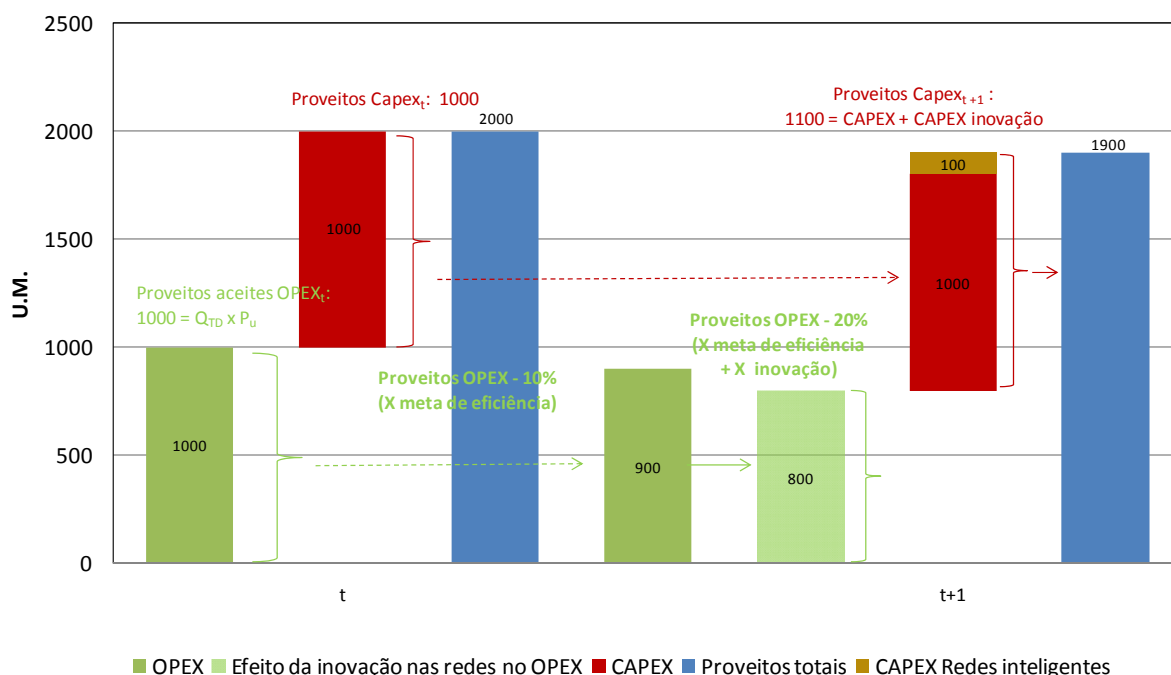
Um dos aspectos de grande importância para a implementação deste modelo é a criação de mecanismos simples que permitam a identificação da base de activos a remunerar com um prémio de risco, dada a dificuldade em estabelecer uma fronteira entre a componente de inovação no investimento

e sua componente “convencional”. Por exemplo, distinguir entre investimento em gestão activa da procura e outros investimentos em tecnologias de automação necessárias à operação das redes e manutenção de níveis de qualidade de serviço adequado.

No que diz respeito aos custos de exploração das redes de distribuição, os benefícios decorrentes da inovação resultam, por um lado, do incremento da automatização dos processos que implica uma menor necessidade de recursos para a operação das redes, bem como, por outro lado, de uma monitorização e recolha de dados alargada na rede, que facilitará a tomada de decisão operacional, potenciará as actuações preventivas na operação da rede e permitirá o “diálogo” com os consumidores em prol de uma utilização mais eficiente dos recursos. Por exemplo, espera-se uma mais rápida intervenção em caso de incidente nas redes.

Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em consequência da implementação das “redes inteligentes”, conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX e pode levar a uma contenção do valor do CAPEX no futuro, nesse caso devido à racionalização dos investimentos.

**Figura 3-15 - Consideração dos investimentos em inovação nas redes**



Em suma, os principais parâmetros associados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deverão ser diferenciados consoante são aplicados a investimentos com carácter inovador ou não.

Por um lado, a remuneração do activo associado a investimentos inovadores deverá ser maior, do que o das restantes, mas por outro lado, a meta de eficiência exigida a aplicar ao OPEX também deverá ser maior.

Assim, a aplicação desta metodologia obriga à apresentação de contas separadas para os investimentos “tradicionais” e para os investimentos com carácter inovador. Neste sentido, existe uma clara necessidade de identificar concretamente esses investimentos, tendo em conta os benefícios que lhes estão associados, por contraponto com investimentos associados ao paradigma vigente, como sejam, investimentos em automação, telemedida e telecomando das redes. O ORD apresentará as propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afectação de recursos.

A desagregação da informação (relativa aos custos de investimento e aos custos operacionais), a avaliação do carácter inovador do investimento e o seu potencial de eficiência de custos é aprovado para o período de regulação na sequência de proposta a efectuar pelo ORD.

Importa referir que a nova metodologia não altera a posição da ERSE no que diz respeito à aceitação de equipamentos de medição para efeitos de proveitos devendo portanto existir mecanismos de desagregação de custos relacionados com equipamentos de medição nos consumidores, os quais não serão aceites para efeitos de regulação.

A metodologia proposta é consentânea com o enquadramento regulamentar dado a este tema nos vários países da União Europeia, seguindo as melhores práticas internacionais.

Assim, a ERSE propõe:

21. Reforçar a monitorização dos investimentos com inovação nas redes controlando os custos afectos a estes projectos e adequando o sistema de incentivos através de:
  - Exigência da apresentação de contas separadas e devidamente auditadas para os investimentos com carácter inovador.
  - Aceitação pelo regulador dos objectivos de investimentos com carácter inovador para o período regulatório, após proposta do operador, devidamente acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais.
  - Responsabilização da parte empresa regulada pelo risco de falha tecnológica, adaptando em conformidade a taxa de remuneração.
22. Reconhecer os ganhos de eficiência para os consumidores decorrentes dos investimentos com carácter inovador, reduzindo custos operacionais como contrapartida destes investimentos,

aplicando uma meta de eficiência adicional ao OPEX, tendo em conta a integração de investimentos de carácter inovador na base de activos regulada.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 82.º, 138.º e 165.º do Regulamento Tarifário.

### 3.3.1.3 MELHORIA DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO PRICE CAP: DRIVERS DE CUSTOS

#### ENQUADRAMENTO

Na metodologia actualmente em vigor, o indutor de custos desta actividade é a energia eléctrica distribuída. Nas análises efectuadas pela ERSE e da informação veiculada pelo operador existe uma fraca aderência entre a evolução desta variável e a evolução dos custos da empresa. Por outro lado, a repartição entre a componente fixa e a componente variável do price-cap, não se encontra adequada à função custos da empresa. Ao longo do tempo, a ERSE tem vindo a melhorar esta forma de regulação através das seguintes alterações metodológicas: i) consideração de forma autónoma das rendas com municípios, ii) introdução de um factor z para a consideração de factores exógenos e; iii) actualização da taxa de remuneração dos activos em função da evolução das Obrigações do Tesouro. Tendo em conta o acima exposto, importa reavaliar os *drivers* de custos e repensar o peso dos custos fixos e dos custos variáveis nos custos de exploração da actividade, tendo em conta os dados recolhidos nos últimos 12 anos.

#### PROPOSTA

Esta reavaliação deverá ser efectuada após a elaboração de um estudo que internalize as particularidades actuais do sector eléctrico. Alguns efeitos decorrentes das alterações estruturais ocorridas na rede actual devem ser considerados. O impacte da produção distribuída já não é displicente nos custos operacionais da empresa. Deste modo, a energia eléctrica injectada na rede poderá ser um *driver* de custo a considerar no futuro, sendo que, no entanto, a alteração regulamentar deve permitir integrar os *drivers* de custo considerados no referido estudo.

Porém, esta revisão da estrutura de afectação dos custos operacionais e dos seus *drivers* não poderá ser feita em detrimento da estabilidade tarifária, que tem-se revelado uma das principais virtudes da actual metodologia.

A ERSE propõe:

23. Rever os drivers de custos da Distribuição de Energia Eléctrica tornando-os mais adequados e o peso a dar às parcelas fixas e variáveis dos proveitos.
24. Desagregar a informação e respectivas normas a enviar em conformidade com as alterações propostas.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 82.º, 138.º e 165.º do Regulamento Tarifário.

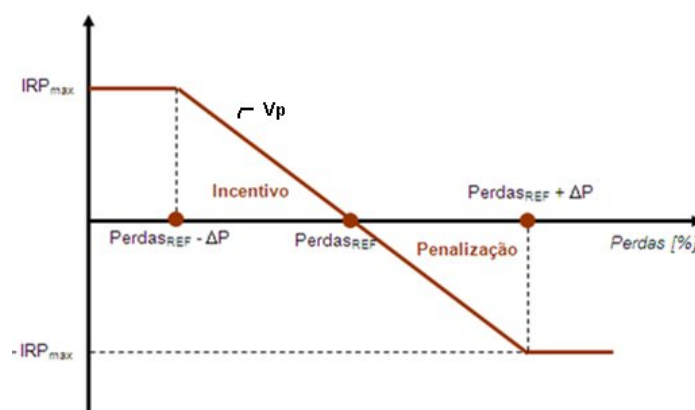
### 3.3.2 ALTERAÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

#### MECANISMO EM VIGOR

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projectos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência, tal como ilustrado na Figura 3-16.

**Figura 3-16 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em vigor**



Para além do valor de referência de perdas nas redes de distribuição em AT e MT,  $Perdas_{REF}$ , o mecanismo de incentivo define ainda:



- O parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$  (historicamente tem correspondido à média anual do preço da energia no mercado diário - MIBEL).
- O valor limite máximo (e mínimo) para a aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas,  $IRP_{max}$ , associado a um  $\square P$  em torno do valor das perdas de referência.

O modelo em vigor em Portugal assenta no princípio de que devem ser os próprios agentes de mercado a adquirir a energia para compensar as perdas nas redes eléctricas que estão associadas aos seus consumos (ou das suas carteiras de clientes).

Para tal, os agentes de mercado adquirem no mercado a energia prevista para os seus consumos adicionada de uma quantidade de energia para compensar as perdas que provocam nas redes eléctricas, que é calculada através da aplicação dos factores de ajustamento para perdas aprovados e publicados pela ERSE, no início de cada ano.

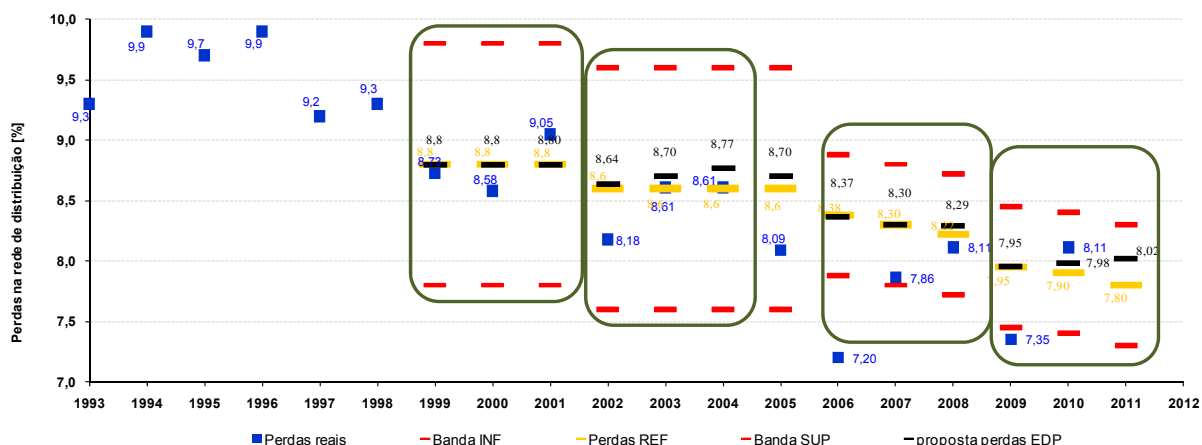
Assim, este modelo é completamente neutro para o ORD dado que são os agentes de mercado que adquirem a energia necessária para compensar as perdas nas redes eléctricas, independentemente do seu valor real.

O mecanismo de incentivo à redução das perdas constitui, assim, a solução encontrada pela ERSE (e também utilizada em diversos outros países) para assegurar o envolvimento do ORD na tarefa de minimização das perdas nas redes e influenciar as suas decisões nos domínios da exploração, planeamento e investimento nas redes.

#### **RESULTADO DA APLICAÇÃO DO MECANISMO EM VIGOR**

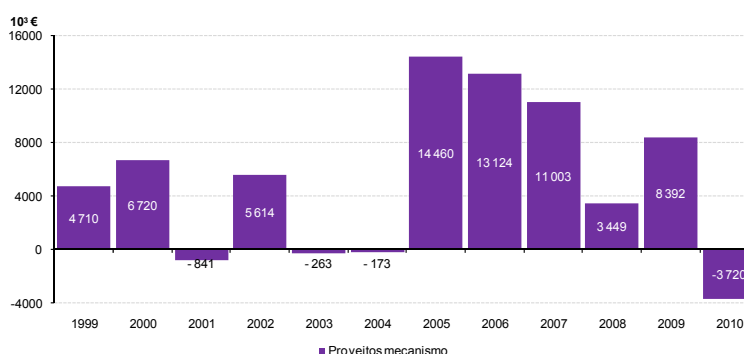
A Figura 3-17 apresenta os resultados da aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.

Figura 3-17 - Resultado da aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



De realçar que, na última década, foi possível reduzir gradualmente as perdas de referência em cerca de 1%, facto que em 2011 corresponderá a uma poupança para os consumidores de, aproximadamente, 500 GWh e de 25 M€ anuais (valorizados a 50 €/MWh). No futuro, caso o valor das perdas de referência não aumente, esta poupança anual para os consumidores será o principal benefício da concretização deste mecanismo, sendo o outro a eficiência da exploração das redes de distribuição. Em paralelo, também o ORD tem beneficiado com a aplicação do mecanismo com um balanço bastante positivo no incentivo recebido, Figura 3-18, com o qual se valoriza o seu contributo para a melhoria do desempenho da rede neste domínio, através da possibilidade que tem de intervir no âmbito da sua actividade de planeamento e de exploração das redes.

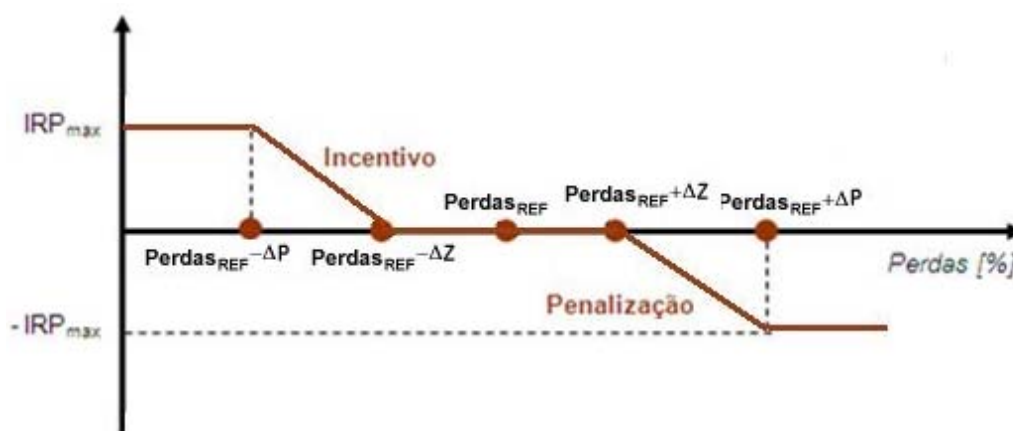
Figura 3-18 - Proveitos resultantes do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



## PROPOSTA

O ORD apresentou à ERSE uma proposta de alteração do actual mecanismo de incentivo, em que se adiciona uma banda morta em torno das perdas de referência, tal como ilustrado Figura 3-19.

**Figura 3-19 - Proposta de aperfeiçoamento do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**



Na análise efectuada pela ERSE concluiu-se que esta proposta permite atenuar as consequências, do ponto de vista dos valores de incentivo/penalidade para o ORD, de pequenas variações do valor real das perdas que ocorram em torno do valor de  $Perdas_{REF}$  e que a proposta era, também, razoável quando analisada na perspectiva dos interesses dos consumidores.

Nesse sentido, integrada num plano mais amplo que permita assegurar a medição dos fluxos de energia em todas as fronteiras entre níveis de tensão, acrescentando rigor ao balanço de energia e à determinação das respectivas perdas nas redes, coloca-se em consulta pública uma alteração da Secção VIII, artigos 103.º a 106.º do RT, em que se introduz o referido aperfeiçoamento ao mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.

Deste modo, a ERSE propõe:

25. Alteração do actual mecanismo de incentivo, em que se adiciona uma banda morta em torno das perdas de referência.

Em termos regulamentares, a proposta altera Secção VIII, artigos 103.º a 106.º do Regulamento Tarifário.

### 3.3.3 ALTERAÇÃO AO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO EM VIGOR

#### BREVE DESCRIÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

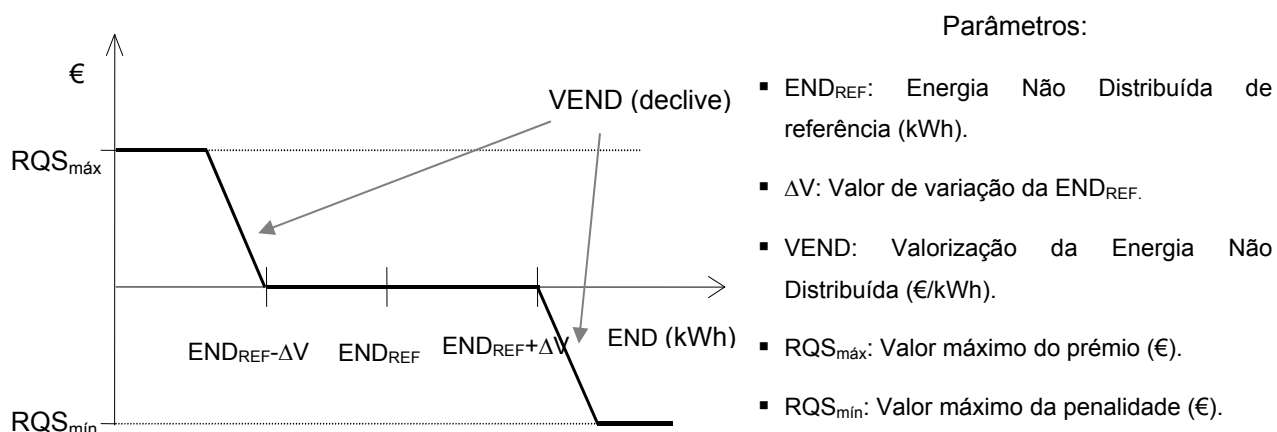
No âmbito das alterações aos regulamentos do sector eléctrico de 2001 foi introduzido um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço que afecta os proventos da actividade de Distribuição de

Energia Eléctrica, em função do nível de continuidade de serviço verificado nas redes de Média Tensão (MT).

Este mecanismo de incentivo tem vindo a ser aplicado desde 2003 e encontra-se definido na Secção IX do Regulamento Tarifário actualmente em vigor.

A Figura 3-20 apresenta graficamente o modelo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Figura 3-20 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço**



A figura anterior traduz o modo de actuação do mecanismo:

- Para valores de END dentro do intervalo  $[END_{REF}-\Delta V, END_{REF}+\Delta V]$  o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica não é afectada.
- Para valores de END inferiores a  $END_{REF}-\Delta V$ , o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de  $RQS_{máx}$ , correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de END superiores a  $END_{REF}+\Delta V$ , o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de  $RQS_{mín}$ , correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

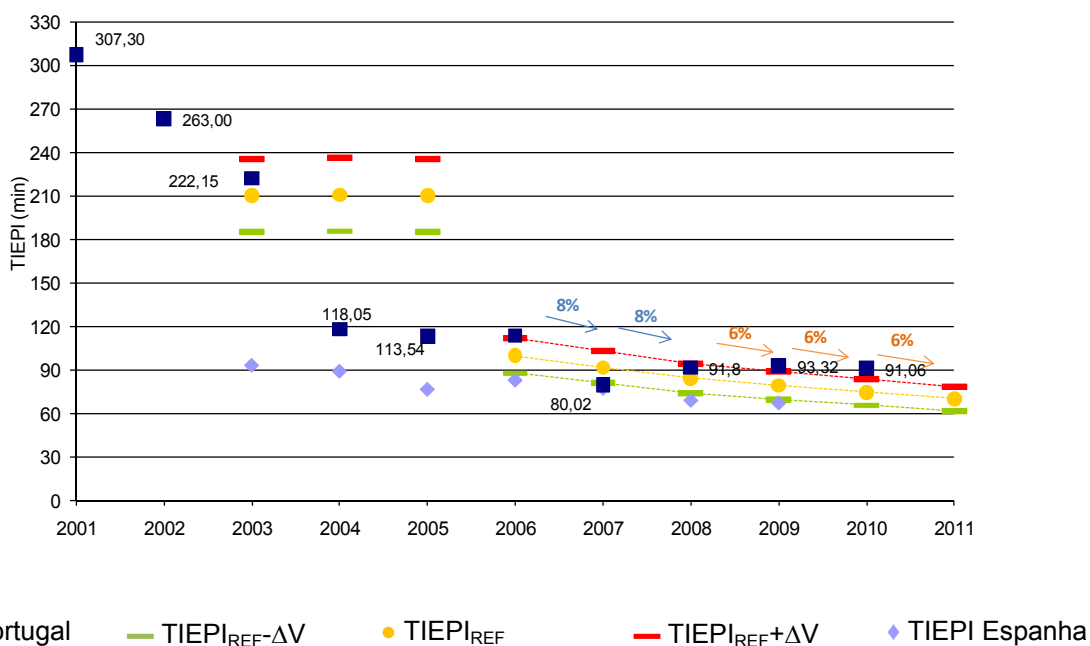
Para um dado ano, e uma vez fixados os parâmetros do mecanismo, o valor do incentivo depende do valor da END registado no ano em causa.

É importante referir que, para o cálculo do valor da END, se consideram as interrupções acidentais, excluindo-se as interrupções consideradas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) como estando fora da responsabilidade do operador da rede, tais como as devidas a casos fortuitos ou de força maior.

**RESULTADOS OBTIDOS**

A Figura 3-21 apresenta a evolução do indicador TIEPI<sup>12</sup> e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da qualidade de serviço quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

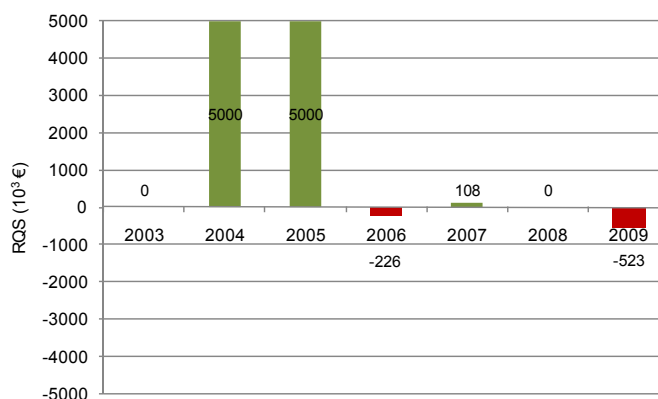
**Figura 3-21 - Valores de TIEPI em Portugal**



Fonte: EDP Distribuição, <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/Conexion/SubMenu.aspx?loc=19>

Aos valores anuais de TIEPI superiores a TIEPI<sub>REF</sub>+ΔV (desempenho inferior ao de referência) correspondeu uma diminuição dos proveitos permitidos e aos valores anuais de TIEPI inferiores a TIEPI<sub>REF</sub>-ΔV (desempenho superior ao de referência) correspondeu um aumento desses proveitos permitidos, nos montantes indicados na Figura 3-22.

<sup>12</sup> TIEPI=(END/ED)\*T sendo: END – Energia Não Distribuída ao longo do ano (MWh), ED – Energia Distribuída ao longo do ano (MWh), T – número de horas do ano.

**Figura 3-22 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2009**

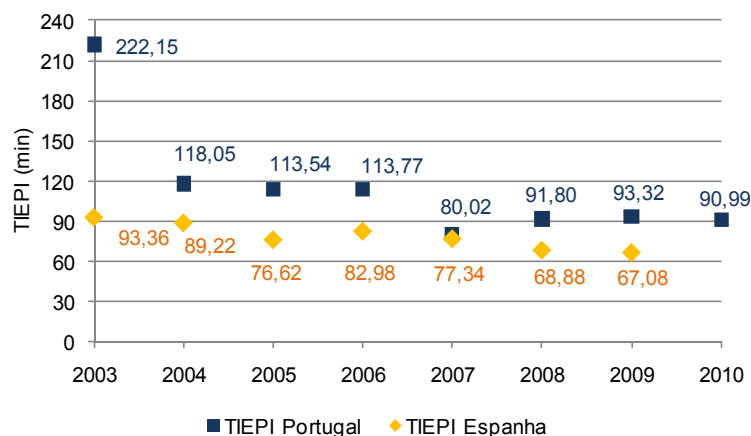
Ao longo deste período verificou-se uma diminuição de 58% do valor de TIEPI, registando-se no entanto um aumento do valor deste indicador nos três últimos anos. Na sua globalidade, os proveitos do operador foram alterados em 9 882 mil euros, sendo o total de redução dos proveitos de -748 mil euros e o total de aumento dos proveitos de 10 108 mil euros.

#### **NECESSIDADE DE ACTUALIZAR OS PADRÕES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO E DE CONTINUAR A MELHORAR OS ACTUAIS NÍVEIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

A regulação da qualidade de serviço na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica assenta sobretudo, no que respeita à vertente da continuidade de serviço, na existência de indicadores e na verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos no RQS, cuja aprovação e publicação é da responsabilidade da DGEG. Os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados ao longo dos anos têm permitido cumprir com grande margem os respectivos padrões previstos no RQS.

Esta situação, para além de revelar desajuste entre os valores dos padrões e a realidade, não se constitui como incentivador da melhoria do desempenho das redes, visando a aproximação aos valores os registados nos restantes países europeus. Esta posição tem sido enfatizada nos relatórios da qualidade de serviço elaborados anualmente pela ERSE.

Apesar da melhoria global dos níveis de continuidade de serviço verificada nos últimos anos, entende-se que a existência de um mecanismo de incentivo neste âmbito se continua a justificar já que o nível atingido ainda se encontra afastado dos valores equivalentes em Espanha, Figura 3-23, e do nível médio europeu.

**Figura 3-23 - Evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010**

Fonte: EDP Distribuição, <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/Conexion/SubMenu.aspx?loc=19>

#### **ASSIMETRIA NO NÍVEL DE QUALIDADE DE SERVIÇO PRESTADA AOS CONSUMIDORES E POSSÍVEL APERFEIÇOAMENTO DO ACTUAL MECANISMO DE INCENTIVO**

A ERSE tem vindo a alertar periodicamente que, para além da melhoria global necessária nos níveis de continuidade de serviço, é fundamental garantir que os clientes pior servidos beneficiam da evolução positiva global que tem ocorrido em Portugal.

Nesse sentido, a ERSE tem vindo a sugerir que o contributo mais directo e efectivo para uma evolução positiva neste domínio seria a disponibilização de mais informação e uma correcta actualização dos padrões estabelecidos no RQS para os indicadores individuais de continuidade de serviço, que se encontra fora da sua esfera de responsabilidade.

Em alternativa e utilizando a ferramenta que a ERSE tem disponível neste domínio, poder-se-ia promover uma melhoria dos piores níveis de desempenho do sistema, através de uma adaptação do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT que vise uma maior uniformização da continuidade de serviço prestada aos clientes.

Deste modo, no âmbito dos trabalhos de preparação para o novo período regulatório, a ERSE analisou em conjunto com o operador da rede de distribuição em AT/MT uma possível alteração do actual mecanismo de incentivo, introduzindo uma componente complementar à actual que incentive a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes actualmente pior servidos.

Tendo sido disponibilizados dados relativos a dois anos, concluiu-se que estes não eram suficientes para determinar tendências e que existia alguma volatilidade nas localizações com pior desempenho, o que levou a solicitar mais informação ao operador da rede. Com esta informação adicional pretende-se quantificar as assimetrias efectivamente existentes em matéria de continuidade de serviço entre diversas

zonas da rede de distribuição em MT, e conhecer a sua evolução interanual, o que poderá permitir tomar a decisão quanto à oportunidade de implementar a alteração em análise.

Tendo-se concluído que não se estava em condições de apresentar uma proposta de alteração do mecanismo de incentivo sem dispor da informação solicitada, optou-se por não a realizar durante a presente alteração regulamentar global mas criar condições para esta possa ocorrer de forma separada quando se considerar mais conveniente, através da transferência dos detalhes do mecanismo para um documento regulamentar complementar ao RT.

Deste modo, a ERSE propõe:

26. Alterar o RT no sentido deste passar a incluir unicamente os princípios do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço e estabelecendo que os seus detalhes estão definidos em documento complementar ao RT e manter as regras actuais do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço no referido documento complementar.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 107.º do Regulamento Tarifário.

### 3.3.4 USO GLOBAL DO SISTEMA

O Decreto-Lei n.º110/2010, de 14 de Outubro, determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade e estabelece as regras e os critérios do mecanismo a adoptar até à extinção do mesmo. A alínea d) do n.º1 do Artigo 4.º refere que os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de correcção de hidraulicidade são calculados com base numa taxa a estabelecer pela ERSE no Regulamento Tarifário.

Deste modo, a ERSE propõe:

27. Que os referidos encargos ou proveitos financeiros sejam calculados com base na taxa média de financiamento da empresa onde se situe a referida conta, isto é, na EDP – Energias de Portugal, S.A..

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 79.º do Regulamento Tarifário.



### **3.4 EDP SU**

#### **3.4.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA**

##### **3.4.1.1 MECANISMO DE RACIONALIZAÇÃO DO APROVISIONAMENTO DO CUR**

#### **ENQUADRAMENTO**

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica têm sido até à data estabelecidos num regime de custos aceites, sendo os valores previstos ajustados dois anos depois com base na informação real auditada. Até Junho de 2007, a quase totalidade destes proveitos eram determinados no âmbito dos Contratos de Aquisição de Energia, CAE. Estes contratos foram celebrados, enquadrando a médio e longo prazo o aprovisionamento de energia eléctrica.

Com a operacionalização do MIBEL, estes custos resultam de transacções realizadas num mercado competitivo e bastante volátil, sendo grande parte do aprovisionamento efectuado a curto prazo. Porém, salvo raras excepções, os custos com a aquisição de energia eléctrica têm sido directamente transferidos para os consumidores, no quadro da aplicação dos CMEC, numa herança da situação vigente no passado recente em que estes custos estavam enquadrados por obrigações contratuais e legais, que obrigavam a que fossem directamente suportados pelos consumidores.

Assim, o actual enquadramento do aprovisionamento de energia eléctrica pelo CUR é gerador de distorções ao nível do funcionamento do sistema eléctrico nacional, que se consubstanciam em três vectores.

Em primeiro lugar, a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE) distorce a transmissão do sinal preço aos consumidores. Esta situação decorre do desajuste entre o horizonte temporal de longo prazo do regulador, associado ao preço de energia eléctrica definido para efeitos tarifários, e o horizonte temporal do CUR, de curto prazo, associado à aquisição de energia eléctrica em mercado. Esse efeito é agravado pela integração nos custos da energia eléctrica para efeitos tarifários, dos desvios ocorridos no passado, resultantes desses desajustes.

Em segundo lugar, a actual situação cria entraves à liberalização do mercado, ao permitir que o CUR, ao contrário dos restantes comercializadores, não enfrente qualquer risco de mercado, uma vez que as consequências das suas estratégias para aquisição de energia eléctrica do CUR são integralmente transferidas para os consumidores. Assim, a actual situação é um factor de distorção do mercado de produção, por transferir o risco de mercado de montante para jusante da cadeia de valor do sector eléctrico. Neste contexto, o CUR não tem incentivo à racionalização económica dos custos com a aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos seus clientes.

Em terceiro lugar, a integração dos mercados energéticos, portugueses e espanhóis no seio do MIBEL, obrigam, paralelamente, à aproximação entre os dois modelos regulatórios. Nesse contexto, não se pode deixar de observar que a publicação em Espanha do Real Decreto n.º 485/2009, que regula o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores de último recurso, afastou a situação vigente nesse país da que vigora em Portugal. Esse diploma permite associar o preço de energia eléctrica para cálculo da tarifa ao preço negociado a prazo em data definida antecipadamente. Desta forma, o diploma cria as bases para que o fornecimento de energia eléctrica em último recurso em Espanha e a repercussão dos respectivos custos se efectue nesse país de uma forma clara e transparente para todos os intervenientes.

## **PROPOSTA**

### **A. SEPARAÇÃO DE FUNÇÕES**

Assim, considerou-se uma metodologia que permita maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR. Porém, a aplicação desta metodologia obriga, numa primeira fase, à separação da informação relacionada, por um lado, com a aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos clientes do CUR, e por outro lado, com a aquisição da energia eléctrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e a sua colocação em mercado sempre que tal se justifique.

Registe-se que o volume de aquisição de energia eléctrica à PRE tornou-se de tal modo importante que, em certos momentos, torna residual a necessidade de aquisição para aprovisionamento quando a gestão destas duas funções é efectuada conjuntamente. Esta situação provoca uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilita a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia eléctrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas. Sublinhe-se que esta separação pode ser efectuada independentemente da manutenção da obrigação legal de aquisição à PRE, bastando, apresentar em separado as contas afectas a cada uma das duas funções, sendo os requisitos de informação detalhados em sub-regulamentação ao abrigo do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais.

A ERSE propõe:

Racionalizar a actividade de compra e venda de energia eléctrica por parte do CUR, com:

28. A criação de duas funções distintas associadas ao CUR e para as quais serão definidos proveitos permitidos em separado: a Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes e a Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial. A criação desta última função permite a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo. Por outro lado, o desenvolvimento de um possível incentivo à diminuição dos

desvios decorrentes da colocação pelo CUR da energia eléctrica em mercado, em sede de sub-regulamentação, poderá ser associado à primeira função.

29. A criação de um mecanismo de aprovisionamento racional do CUR, integrado na função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 83.º, 84.º, 142.º e 142º-A do Regulamento Tarifário.

Esse mecanismo é especificado em sede de sub-regulamentação, sendo apresentado de seguida.

#### **B. MECANISMO DE APROVISIONAMENTO RACIONAL DO CUR**

As formas de contratação da energia eléctrica distinguem-se pelos horizontes temporais considerados. Pretende-se que a programação de curto prazo do CUR reflecta a gestão de margem de volumes, enquanto a programação de prazo mais alargado esteja mais orientada para uma maior adequação temporal com o horizonte de definição das tarifas, permitindo uma diminuição da volatilidade das mesmas. No quadro exposto, propõe-se aplicar à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes um mecanismo de aceitação dos custos com a aquisição de energia eléctrica, onde o peso de cada componente de aquisição seja definido *a priori*, sendo que para componente de contratação estão associados horizontes temporais distintos. Posteriormente, os preços são ajustados consoante os valores ocorridos.

Este mecanismo integra algumas semelhanças com o mecanismo em vigor em Espanha, por supor a definição prévia do peso de cada forma de contratação (mercado à vista ou contratação a prazo) de energia eléctrica por parte do CUR, para fornecimento dos seus clientes, no volume total da energia eléctrica adquirida pelo CUR à produção em regime ordinário. Os custos e os réditos com a energia adquirida à PRE estarão enquadrados pela respectiva função a criar, de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, para efeitos de definição dos proveitos permitidos da CVEE.

A necessidade de adequação de horizontes temporais, com os consequentes ganhos em termos de estabilidade, conduzem naturalmente a que o peso dado às contratações a prazo e bilateral seja maior. Outra vantagem prende-se com o facto do custo associado a uma maior contratualização a prazo (que decorre do prémio de risco futuro) ser provavelmente menor do que o custo financeiro decorrente dos ajustamentos tarifários, que incorporam um *spread* adicionado da taxa média Euribor de curto prazo.

Com este mecanismo, os custos ocorridos com a aquisição de energia eléctrica no mercado à vista são aceites, desde que o peso da energia adquirida nestes mercados no total da energia eléctrica adquirida corresponda ao limite estabelecido.

A realização de um único leilão de aprovisionamento do CUR antes do respectivo período de entrega conduzirá a uma maior certeza quanto ao preço de aprovisionamento, mas a uma maior necessidade de ajustamento de quantidades, *a posteriori*. Inversamente, a adopção de leilões ou a repartição das aquisições a prazo ao longo do ano a que respeite a tarifa traduzem uma maior incerteza quanto ao preço futuro no momento de apuramento do custo de aquisição de energia, diminuindo, porém, a necessidade de posteriores ajustamentos de quantidades.

Por sua vez, a componente de contratação a prazo poderá decompor-se em subcomponentes, que reflectirão a utilização de mecanismos e mercados organizados já existentes ou contratação no âmbito de instrumentos regulatórios específicos a criar no âmbito da sub-regulamentação.

O preço de referência considerado para a aceitação dos custos com a CVEE deverá reflectir a composição do aprovisionamento do CUR. A fórmula do preço de referência subdivide-se em dois momentos distintos:

- Um primeiro momento em que se define o seu valor *a priori*, de forma previsional, fazendo uso das estimativas que existam para os preços das diferentes modalidades de contratação da metodologia de aprovisionamento, tendo em conta os respectivos horizontes temporais, perfis e maturidades. Assim, a expressão geral do preço de referência estimado será a seguinte:

$$\tilde{p}r_{CUR}^{Ref} = \left( \sum_i^n Q_i \times \tilde{p}r_{CUR}^i \right) \times (1 + \gamma)$$

Em que,

$\tilde{p}r_{CUR}^{Ref}$  é o preço de referência a utilizar para cálculo dos proveitos para a componente de energia do CUR.

$i$  é a forma de contratação  $i$ .

$\tilde{p}r_{CUR}^i$  é o preço estimado da contratação  $i$  de energia, definido de acordo com regras a estabelecer.

$Q_i$  é a proporção da quantidade de energia adquirida na contratação  $i$  no total da energia adquirida, segundo o peso a pré-estabelecer.

$\gamma$  é um parâmetro que reflecte o prémio de risco associado à contratação, definido de acordo com regras a estabelecer.

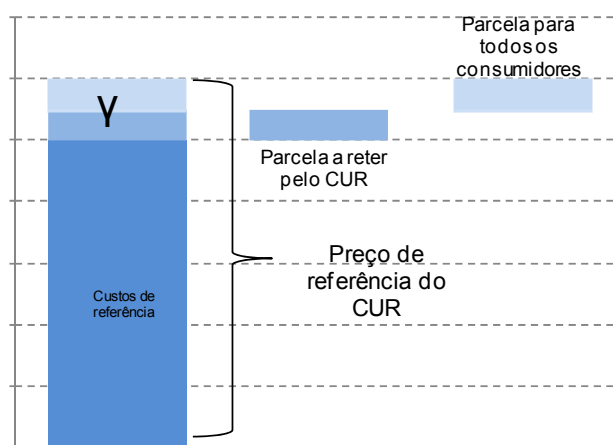
- Um segundo momento em que se efectua o seu cálculo *a posteriori*, com base nos preços ocorridos para a forma de contratação pré-estabelecida, tendo em conta os respectivos horizontes temporais, modalidades, perfis e maturidades.

Para além da diminuição da volatilidade da definição das tarifas e da clarificação do processo de aquisição de energia eléctrica para fornecimento aos clientes do CUR, este mecanismo incentiva

igualmente o CUR a adquirir energia eléctrica em melhores condições. A recuperação dos custos por parte do CUR apenas é garantida na medida da aplicação das fórmulas acima referidas

O mecanismo proposto permite igualmente anular a actual vantagem competitiva do CUR face aos restantes comercializadores, que decorre da integridade do risco com a aquisição de energia eléctrica ser transferido para os consumidores. A anulação desta vantagem poderá passar pela partilha com todos os consumidores dos ganhos resultantes da aquisição de energia eléctrica a menor custo do que resultaria da aplicação da fórmula regulamentar acima mencionada, em especial devido à aplicação do parâmetro  $\gamma$ . Assim, parte dos ganhos do CUR resultantes da aplicação da metodologia de preço de referência seria revertida para os consumidores regulados e de mercado. Qualquer que seja a metodologia, esta transferência dever-se-á efectuar através da diminuição da tarifa UGS II. A figura que segue explana a aplicação do prémio de risco.

**Figura 3-24 - Aplicação do prémio de risco**



O refinamento da metodologia a aplicar deverá ser efectuada em sede de sub-regulamentação prevista ao abrigo do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais, bem como na definição dos parâmetros para o novo período regulatório.

De referir que se prevê que em sede da mesma sub-regulamentação, se salvasse o CUR do risco relativo à diminuição do consumo regulado devido ao processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Deste modo, a ERSE propõe:

30. A anulação da vantagem competitiva do CUR face aos restantes comercializadores, bem como a diminuição da volatilidade associada à actividade de aquisição de energia eléctrica, condicionando a aceitação dos custos desta actividade ao cumprimento de regras definidas a priori tais como:

- A definição prévia da proporção entre as quantidades adquiridas no mercado a prazo e no mercado à vista.
- A definição prévia das condições de aquisição de energia eléctrica no mercado a prazo.

31. Partilha dos ganhos resultantes da aplicação da metodologia de preço de referência entre o CUR e os consumidores regulados e de mercado, através da diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS II.

Em termos regulamentares, a proposta introduz e altera os artigos 84.º e 142º-A do Regulamento Tarifário.

### 3.4.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.4.2.1 REFORÇO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

##### **ENQUADRAMENTO**

Para o período regulatório de 2009 a 2011, a ERSE, tendo em conta as melhores práticas europeias, optou por um modelo de regulação por incentivos para a actividade de Comercialização, a fim de promover um comportamento mais eficiente desta actividade regulada.

A EDP Serviço Universal S.A. (EDP SU), constituída em 2006, é a empresa do Grupo EDP à qual foi atribuída a licença de comercializador de último recurso (CUR). Esta actividade é desenvolvida de uma forma particular, uma vez que a EDP SU transfere, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC), que constitui uma plataforma independente de serviços partilhados entre os diferentes negócios comerciais do Grupo EDP.

Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na totalidade dos custos da actividade da EDP SU, e a necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre estes custos, foi acordada a elaboração de um estudo (contratado à Deloitte) que permitisse avaliar a eficiência dos custos da EDP SU, nomeadamente na sua relação com a EDP SC, de modo a: (i) discriminar a evolução dos custos, com base numa análise aprofundada da realidade da contratualização por processo comercial, no horizonte temporal de 2005 a 2008 (alargado para 2009, durante a execução do estudo); (ii) analisar a adequabilidade dos critérios de imputação dos custos, particularmente entre actividades reguladas e não reguladas; (iii) avaliar o posicionamento dos custos da EDP SU, no que respeita aos principais processos contratados à EDP SC, através de um estudo de benchmark, e por último; (iv) desenvolver uma proposta de um novo modelo de reporte de informação a prestar pela EDP SU à ERSE.

Nesse contexto, a ERSE solicitou à EDP SU, informação relativa à EDP SC, comprovativa do cumprimento de procedimentos concorrenciais, nomeadamente em termos de contratação dos serviços e na prestação dos serviços ao cliente final.

A informação a disponibilizar por este estudo será fundamental no reforço da aplicação da regulação por incentivos, já introduzida no período regulatório 2009 a 2011.

## PROPOSTA

Neste quadro, a ERSE propõe:

32. Um novo modelo de reporte da informação a prestar pela EDP SU à ERSE, resultante do estudo desenvolvido no âmbito da aplicação do Regulamento Tarifário, que possibilitará uma análise mais pormenorizada dos custos imputados à regulação e, conseqüentemente, uma maior garantia de eficiência dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelos consumidores.
33. Reforçar a regulação por incentivos, alterando os drivers de custos e as metas de eficiência tendo em conta o conhecimento pormenorizado da evolução dos custos da EDP SU no período que decorre entre 2005 e 2009, obtido no âmbito da auditoria realizada à EDP SU e à EDP SC.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 141.º do Regulamento Tarifário.

Esta situação espelha as questões identificadas na reestruturação do Grupo REN consubstanciadas na transparência de custos transferidos através de plataformas de serviços partilhados. Os pedidos de informação definidos no Regulamento Tarifário e as respectivas normas complementares terão de acompanhar a alteração identificada anteriormente.

## 3.5 EDA E EEM

A regulação do Sector Eléctrico foi alargada às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no início do segundo período regulatório, em 2002, pelo disposto no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, tendo como objectivo a convergência tarifária a nível nacional. Deste modo, as empresas insulares, Empresa de Electricidade dos Açores (EDA) e Empresa de Electricidade da Madeira (EEM), ficam sujeitas à regulação económica desenvolvida pela ERSE, à semelhança das empresas do sector eléctrico em Portugal Continental, para promover o desempenho eficiente das suas actividades reguladas, Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e Comercialização de Energia Eléctrica (CEE).

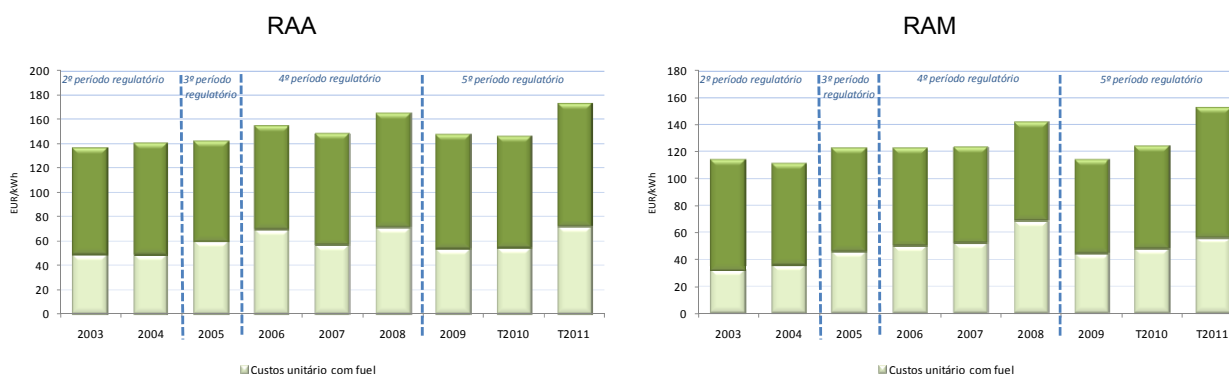
A EDA e a EEM são empresas verticalmente integradas<sup>13</sup>, com *unbundling* contabilístico das actividades reguladas e com metodologias de regulação diferenciadas nas várias actividades.

### 3.5.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário, publicado em Agosto de 2008, manteve a regulação por custos aceites em AGS<sup>14</sup> ao nível do OPEX e do CAPEX. Relativamente aos custos com aquisição de fuelóleo, a ERSE implementou em 2009 uma nova metodologia regulatória. Os custos com o fuelóleo são uma componente importante que integra os preços de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM), representando no caso da RAA entre 23% a 33% do custo total unitário da energia distribuída e no caso da RAM entre 18% e 35%, do custo total unitário da energia distribuída.

A Figura 3-25 evidencia o peso do custo unitário com fuel nos proveitos de AGS.

**Figura 3-25 - Proveitos permitidos 2003-2011 das RAs sem ajustamentos (AGS)  
(Preços constantes de 2011)**



Pelo peso que estes custos têm nos proveitos permitidos de AGS, justifica-se a metodologia adoptada de aceitação destes custos através de um mecanismo de incentivos à aquisição eficiente de fuelóleo, que pretende obter ganhos de eficiência tanto nos processos logísticos de transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo, como na aquisição propriamente dita.

<sup>13</sup> Estas empresas beneficiam de uma derrogação aos termos previstos na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho: R.A.A. (Decisão da Comissão n.º 2004/920/CE, de 20 de Dezembro) e R.A.M (Decisão n.º 2006/375/CE, de 23 de Maio).

<sup>14</sup> Até à data, na fixação dos proveitos permitidos desta actividade, o OPEX aceite pela ERSE pressupõe uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do PIB.



### 3.5.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO

#### ENQUADRAMENTO

A co-existência de formas de regulação por custos aceites e por *price-cap* nestas empresas, potencia o risco de transferência de custos entre actividades.

#### PROPOSTA

O grau de conhecimento obtido através da regulação das actividades das Regiões Autónomas aponta para que seja alterada a forma de regulação de custos aceites para uma regulação por incentivos.

Sendo um dos intuitos de regulação, o correcto alinhamento dos incentivos com os objectivos e funções dos agentes regulados, e pelos motivos referidos no ponto 3.3.1, a ERSE entende ser correcto não incluir a componente de CAPEX dentro do mecanismo de *price cap*.

Assim, a ERSE propõe:

34. Definir metas de eficiência para o OPEX, aplicando a metodologia de regulação por *price-cap* ao nível destes custos, com excepção dos custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afectos a esta actividade.

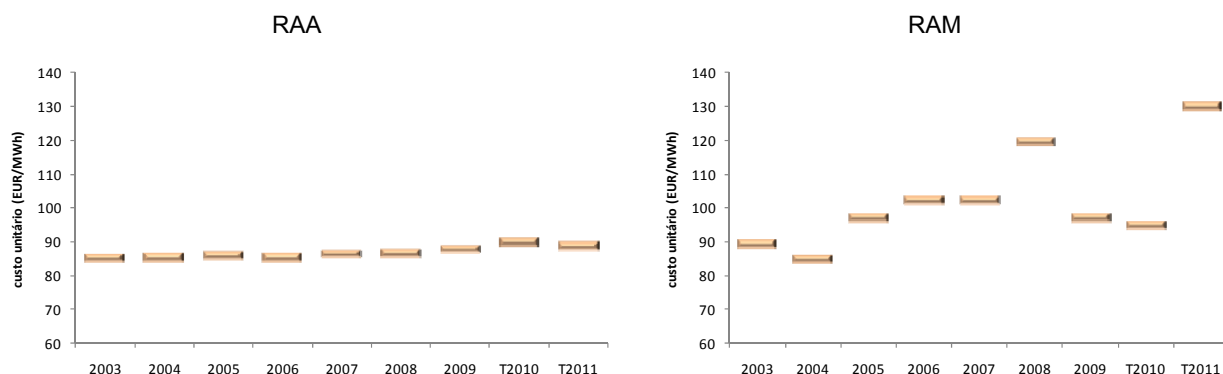
Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 87.º, 94.º, 145.º, 146.º, 149.º e 150.º do Regulamento Tarifário.

### 3.5.1.2 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A TERCEIROS

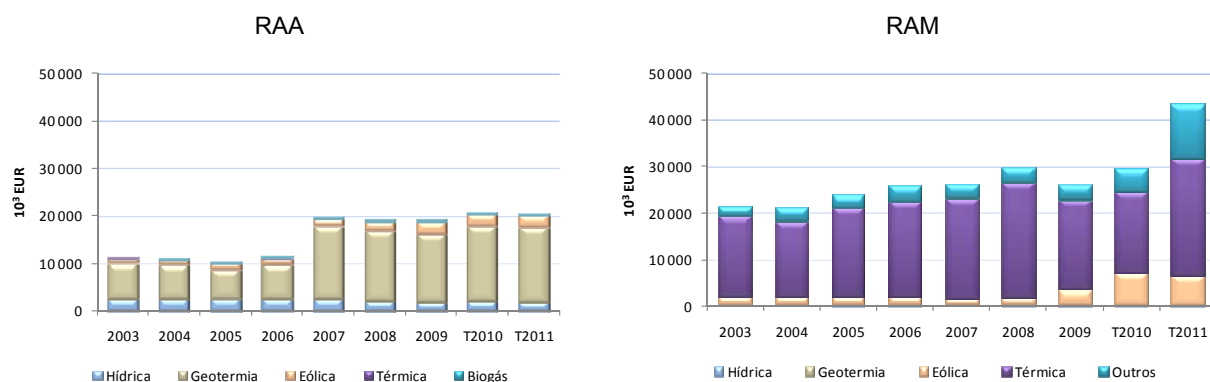
#### ENQUADRAMENTO

Ao nível da actividade de AGS, outra variável merece uma atenção particular por parte da regulação. A aquisição de energia a produtores independentes tem apresentado um acréscimo significativo nos últimos anos. As Figura 3-26 e Figura 3-27 mostram a evolução dos custos unitários de aquisição de energia a produtores independentes e os custos da energia adquirida por cada tipo de tecnologia, entre 2003 e 2011. Note-se que no caso da RAA, os produtores independentes assemelham-se à Produção em Regime Especial do continente, enquanto na RAM, para além dos produtores desta natureza, esta designação inclui igualmente produtores vinculados com tecnologia de produção convencionais que fornecem energia eléctrica à EEM.

**Figura 3-26 - Custos unitários de aquisição de energia a produtores independentes 2003-2011  
(Preços constantes de 2011)**



**Figura 3-27 - Custos da energia adquirida por cada tipo de tecnologia 2003-2011  
(Preços constantes de 2011)**



**PROPOSTA**

Dado o peso crescente desses custos na factura energética das Regiões Autónomas (variando entre 10% a 18% dos proveitos permitidos da RAA em AGS e entre 24% e 32%, dos proveitos permitidos da RAM, em AGS), a ERSE propõe:

35. A elaboração de um estudo de monitorização dos custos unitários de aquisição de energia a produtores independentes, por cada tipo de tecnologia, nas duas regiões, por forma a uniformizar as metodologias de aceitação desses custos, tendo em conta as respectivas especificidades técnicas e económicas.

### 3.5.2 DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.5.2.1 MELHORIA DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO PRICE-CAP

##### ENQUADRAMENTO

O Regulamento Tarifário, publicado em Agosto de 2008, introduziu um novo enquadramento regulatório, ao nível das actividades de DEE e de CEE, com o objectivo de incentivar as empresas insulares a obterem maiores ganhos de eficiência. De acordo com a nova redacção do RT, o apuramento dos proveitos permitidos daquelas actividades passou a ser determinado através da metodologia de *price-cap* aplicado aos custos de exploração (OPEX) e aos custos de investimento (CAPEX), dependendo unicamente de uma parcela variável para cada actividade.

Nestas actividades os proveitos permitidos variam na totalidade com os *drivers* de custos definidos, energia eléctrica distribuída (DEE) e o número médio de clientes (CEE). A definição dos parâmetros e dos factores de eficiência aplicados aos custos controláveis, assentaram na evolução previsional de:

- Consumo de electricidade acrescido de 1%: actividade de DEE.
- Número médio de clientes acrescido de 1%: actividade de CEE.

Da aplicação desta metodologia resultaram os parâmetros para o período regulatório 2009/2011 conforme apresentado na Figura 3-28.

**Figura 3-28 - Parâmetros de eficiência nas RAs para o período regulatório 2009-2011**

RAA		2009	2010	2011	RAM		2009	2010	2011
DEE	MT	-5,7%	-5,0%	-4,7%	DEE	MT/BT	-5,1%	-5,1%	-5,1%
	BT	-5,7%	-4,9%	-4,6%					
CEE	MT	-2,5%	-2,6%	-2,6%	CEE	MT/BT	-3,4%	-3,4%	-3,4%
	BT	-3,6%	-2,8%	-2,8%					

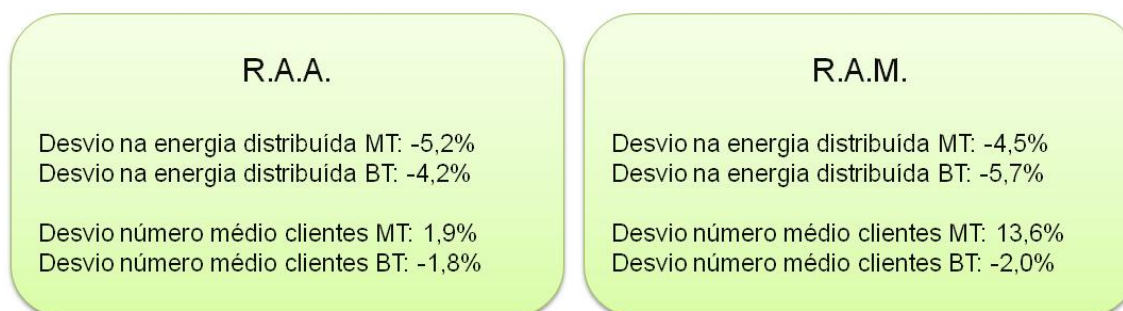
A metodologia aplicada ao longo do actual período de regulação foi contestada por parte da EDA e da EEM, tendo em conta sobretudo dois aspectos:

- Os parâmetros de regulação da actividade de Distribuição foram definidos em 2008, com base nas projecções de consumo, efectuadas pela EDA e pela EEM no início desse ano, que apontavam para taxas de crescimento da procura substancialmente superiores às realmente ocorridas.

- Os proveitos variam unicamente com a energia distribuída e o número de clientes. Dada a volatilidade da procura de energia, que conheceu uma retracção acentuada a partir de 2009, a metodologia implementada foi penalizante para as empresas, tendo em conta que os factores de eficiência definidos pela ERSE encontram-se indexados às taxas de crescimento da procura previstas pelas empresas em 2008.

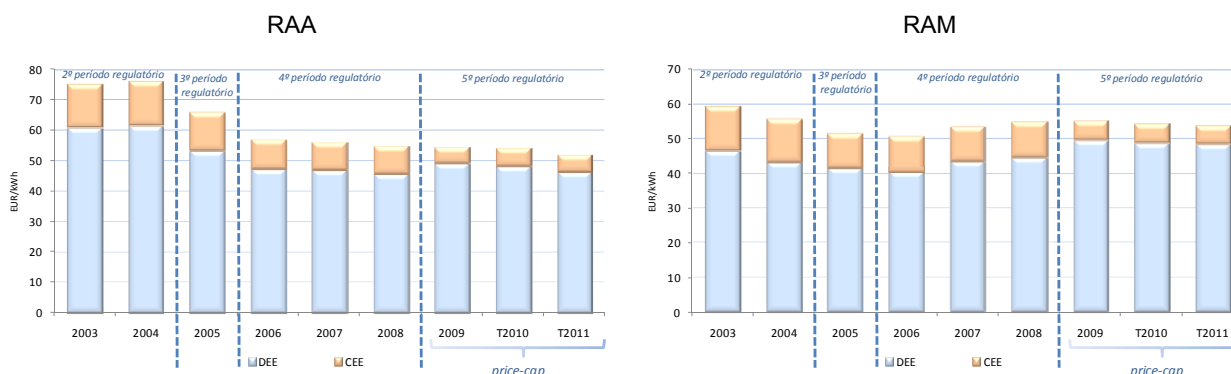
No exercício tarifário de 2011, a ERSE procedeu ao ajustamento definitivo dos proveitos permitidos de 2009, com base nos valores reais, tendo-se apurado desvios ao nível dos valores dos indutores de custos em que assenta a determinação dos proveitos permitidos das actividades de DEE e de CEE. Ao nível da actividade de DEE a retracção da procura foi significativa variando entre -4,2% e -5,7%, conforme a Figura 3-29.

**Figura 3-29 - Desvio de proveitos permitidos nas RAs em 2009**



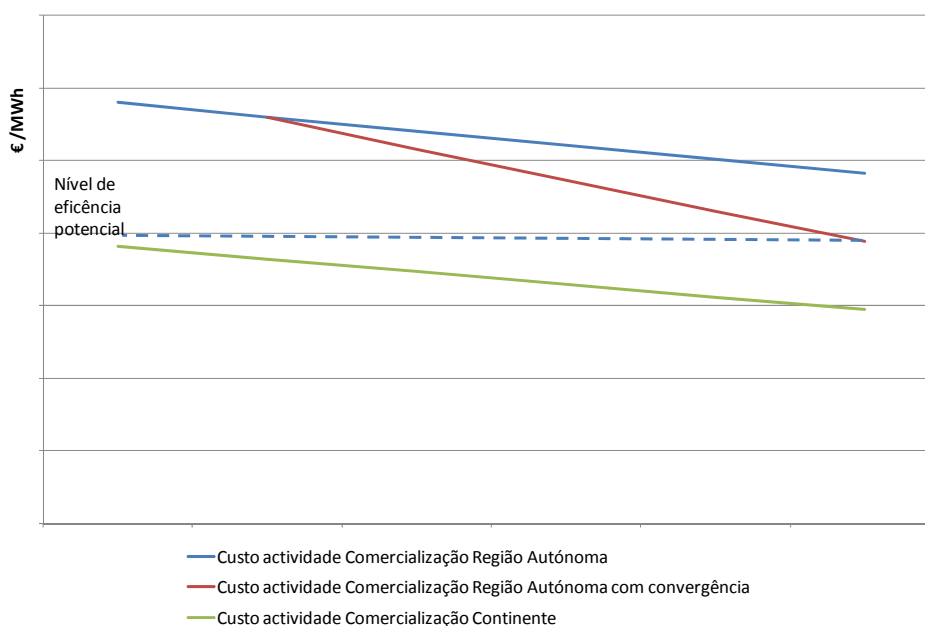
Os proveitos permitidos unitários definidos pela ERSE entre 2003 e 2011 apresentam a evolução, para as actividades de DEE e de CEE evidenciada na Figura 3-30.

**Figura 3-30 - Proveitos permitidos 2003-2011 das RAs sem ajustamentos (DEE e CEE)  
(Preços constantes de 2011)**



No que respeita à actividade de comercialização de energia eléctrica, considera-se que alguns custos possam convergir para os custos verificados no Continente, por serem independentes das especificidades de cada Região Autónoma, tal como se evidencia na figura seguinte.

**Figura 3-31 - Convergência, parcial, entre o nível de custos das Regiões Autónomas**



## PROPOSTA

Para o novo período de regulação 2012-2014, tendo em conta a experiência dos períodos de regulação anteriores, a ERSE entende que as metodologias de regulação das actividades das Empresa insulares deverão ser revistas de forma a conduzir a uma maior aderência entre os proveitos permitidos e os custos eficientes de cada actividade, dada a envolvente em que as empresas actuam e as particularidades de cada Região/Ilha, não penalizando as mais eficientes, em detrimento das menos

eficientes. Para tal, sugere-se a elaboração de um estudo de *benchmarking* que incide nas onze ilhas (nove ilhas dos Açores, ilha da Madeira e ilha do Porto Santo), que permita implementar metodologias de regulação que privilegiem a eficiência e a partilha do risco regulatório entre consumidores e empresas. Com base nesse estudo, pretende-se igualmente definir o peso dos custos fixos e variáveis e, quanto a estes últimos, definir os *drivers* de custos adequados para custos de exploração.

Pondera-se a hipótese de não incluir o CAPEX dentro do mecanismo de *price-cap* pelos motivos expostos no ponto 3.3.1. Tendo em conta que a aplicação desta metodologia apenas se resumiu a um período regulatório, esta hipótese encontra-se em aberto até conclusão do referido estudo.

Adicionalmente, no que respeita à actividade de comercialização de energia eléctrica, a ERSE pretende averiguar a adequabilidade do nível de custos eficientes através de uma análise de *benchmark* baseada na informação disponível, com o devido tratamento, referente às Regiões Autónomas e ao Continente.

Assim, a ERSE propõe:

36. Implementar metodologias de regulação que privilegiem a eficiência e a partilha do risco regulatório entre consumidores e empresas nas actividades de Distribuição de energia eléctrica e de Comercialização de energia eléctrica:

- Elaborando um estudo de *benchmarking* entre as onze ilhas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que permita a definição do peso das componentes dos custos fixos e dos custos variáveis (com os seus respectivos *drivers* de custos) e as metas de eficiência a aplicar.
- Mantendo a regulação por custos aceites para o CAPEX.

37. Avaliar a aderência entre os níveis de custos da actividade de Comercialização de energia eléctrica no Continente e os equivalentes referentes às Regiões Autónomas, elaborando um estudo de *benchmarking*.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 89.º, 90.º, 96.º, 97.º, 147.º, 148.º, 151.º e 152.º do Regulamento Tarifário.

## ANEXO I – ANÁLISE DE IMPACTES DA HARMONIZAÇÃO DO CONCEITO DE BTE E BTN ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL

A migração dos clientes actualmente nas opções tarifárias de BTN para BTE provocará variações na factura média destes clientes. Importa analisar os impactes desta migração.

### IMPACTE DA ELIMINAÇÃO DOS ESCALÕES DE POTÊNCIA SUPERIORES A 41,4 KVA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma dos Açores, para os escalões de potência superiores a 41,4 kVA, e os preços que seriam praticados caso estes clientes fossem clientes em BTE (tendo-se para o efeito construído uma tarifa de BTN equivalente à actual tarifa de BTE, fazendo corresponder ao termo de potência de BTN a soma do termo tarifário fixo e do termo de potência contratada de BTE e imputando o termo de potência em horas de ponta de BTE ao preço da energia de horas de ponta em BTN).

**Quadro I - 1 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA nos escalões de potência superiores a 41,4 kVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA		Preços BTN (>17,25 kVA)	Preços BTE eq. BTN	Variação
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>%</b>
	55,2	73,68	81,09	10%
	69,0	91,77	96,40	5%
	103,5	137,00	134,66	-2%
	110,4	146,05	142,31	-3%
	138,0	182,23	172,93	-5%
	172,5	227,46	211,19	-7%
	207,0	272,69	249,46	-9%
	215,0	283,18	258,33	-9%
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>%</b>
	Horas de ponta	0,2670	0,2669	0%
	Horas cheias	0,1350	0,0967	-28%
	Horas de vazio	0,0708	0,0578	-18%
<b>Energia reactiva</b>			<b>(EUR/kvarh)</b>	<b>%</b>
	Fornecida	---	0,0224	---
	Recebida	---	0,0168	---

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio de cada escalão de potência, observando-se reduções em todos os preços médios:

**Quadro I - 2 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA nos escalões de potência superiores a 41,4 kVA**

TVCF RAA > 41,4 KVA		Preços BTN (>17,25 kVA)	Preços BTE eq. BTN	Varição
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
49	55,2	0,1644	0,1445	-12%
30	69,0	0,1667	0,1457	-13%
6	103,5	0,2058	0,1824	-11%
3	110,4	0,2249	0,2005	-11%
2	138,0	0,2948	0,2646	-10%
0				
0				
1	215,0	0,5462	0,4883	-11%

**IMPACTE DA ELIMINAÇÃO DOS ESCALÕES DE POTÊNCIA SUPERIORES A 41,4 KVA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da Madeira, para os escalões de potência superiores a 41,4 kVA, e os preços que seriam praticados caso estes clientes fossem clientes em BTE (tendo-se para o efeito construído uma tarifa de BTN equivalente à actual tarifa de BTE, fazendo corresponder ao termo de potência de BTN a soma do termo tarifário fixo e do termo de potência contratada de BTE e imputando o termo de potência em horas de ponta de BTE ao preço da energia de horas de ponta em BTN).

**Quadro I - 3 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos escalões de potência superiores a 41,4 kVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM		BTN (>20,7 kVA)	BTE eq. BTN	Varição
Potência		(EUR/mês)	(EUR/mês)	%
	51,75	43,66	76,24	75%
	62,1	51,84	86,74	67%
Energia activa		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
	Horas de ponta	0,2769	0,2707	-2%
	Horas cheias	0,1321	0,0966	-27%
	Horas de vazio	0,0559	0,0568	2%
Energia reactiva			(EUR/kvarh)	%
	Fornecida		0,0220	
	Recebida		0,0168	

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio de cada escalão de potência, observando-se reduções em todos os preços médios:



**Quadro I - 4 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA nos escalões de potência superiores a 41,4 kVA**

TVCF RAM > 41,4 kVA		BTN (>20,7 kVA)	BTE eq. BTN	Variação
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
260	51,75	0,2203	0,1814	-18%
239	62,1	0,2207	0,1811	-18%



## ANEXO II – ANÁLISE DE IMPACTES DA HARMONIZAÇÃO DE BTN ≤ 20,7 KVA EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A migração dos clientes da Região Autónoma dos Açores com uma potência contratada de 20,7 kVA de BTN> para BTN≤ provocará variações na factura média destes clientes. Importa analisar os impactes desta migração.

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma dos Açores, para o escalão de potência 20,7 kVA, e os preços que seriam praticados caso estes clientes fossem clientes em BTN< (tendo-se para o efeito aplicado o mesmo preço do termo de potência e os preços de energia praticados em BTN<).

**Quadro II - 1 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 20,7 kVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA		Preço actual	Preço futuro	Variação
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>%</b>
	20,7	28,45	28,45	0%
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>%</b>
	Horas de ponta	0,2670	0,1593	-40%
	Horas cheias	0,1350	0,1299	-4%
	Horas de vazio	0,0708	0,0776	10%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacto no preço médio, observando-se uma redução:

**Quadro II - 2 - Comparação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 20,7 kVA**

TVCF RAA 20,7 KVA		Preço actual	Preço futuro	Variação
<b>n.º clientes</b>	<b>Potência</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>%</b>
910	20,7	0,1792	0,1571	-12%



### ANEXO III – ANÁLISE DE IMPACTES DA EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A migração dos clientes actualmente nas opções tarifárias dependentes do uso para a tarifa geral provocará variações na factura média destes clientes. Importa analisar os impactes desta migração.

#### IMPACTE DA EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA ORGANISMOS NOS ESCALÕES DE POTÊNCIA SUPERIORES A 17,25 KVA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma dos Açores, para os organismos e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 1 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA geral e para a opção tarifária Organismos, nos escalões de potência superiores a 17,25 kVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA)		GERAL	ORGANISMOS	Variação
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>		<b>%</b>
	20,7	28,45	20,35	40%
	27,6	37,50	26,05	44%
	34,5	46,54	31,76	47%
	41,4	55,59	37,46	48%
	55,2	73,68	48,87	51%
	69,0	91,77	60,29	52%
	103,5	137,00	88,81	54%
	110,4	146,05	94,52	55%
	138,0	182,23	117,34	55%
	172,5	227,46	145,87	56%
	207,0	272,69	174,39	56%
	215,0	283,18	181,01	56%
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>		<b>%</b>
	Horas de ponta	0,2670	0,3269	-18%
	Horas cheias	0,1350	0,1597	-15%
	Horas de vazio	0,0708	0,0612	16%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio de cada escalão de potência, observando-se reduções de 9% em todos os preços médios:

**Quadro III - 2 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA geral e para a opção tarifária Organismos, nos escalões de potência superiores a 17,25 kVA**

TVCF RAA > 17,25 KVA		GERAL	ORGANISMOS	Variação
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
216	20,7	0,1572	0,1736	-9%
71	27,6	0,1570	0,1732	-9%
33	34,5	0,1569	0,1729	-9%
55	41,4	0,1569	0,1727	-9%
15	55,2	0,1568	0,1725	-9%
18	69,0	0,1567	0,1724	-9%
5	103,5	0,1566	0,1722	-9%
2	110,4	0,1566	0,1722	-9%
1	138,0			
2	172,5	0,1566	0,1720	-9%
0	207,0			
0	215,0			

**IMPACTE DA EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA CONSUMIDORES ESPECIAIS EM MT NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da Madeira, para a opção tarifária Consumidores Especiais Longas utilizações em MT e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 3 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais Longas Utilizações, em MT**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		GERAL	ESPECIAIS LU	Varição
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>		<b>%</b>
		43,71	63,31	-31%
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>		<b>%</b>
	Horas de ponta	8,290	9,903	-16%
	Contratada	1,190	1,736	-31%
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>		<b>%</b>
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1099	0,1484	-26%
	Horas cheias	0,0852	0,0914	-7%
	Horas vazio normal	0,0535	0,0567	-6%
	Horas super vazio	0,0500	0,0530	-6%
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1134	0,1498	-24%
	Horas cheias	0,0870	0,0914	-5%
	Horas vazio normal	0,0556	0,0581	-4%
	Horas super vazio	0,0517	0,0543	-5%
<b>Energia reactiva</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>		<b>%</b>
	Fornecida	0,0192	0,0248	-22%
	Recebida	0,0143	0,0171	-16%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacto no preço médio, observando-se uma redução de 16%:

**Quadro III - 4 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais Longas Utilizações, em MT**

TVCF RAM MT		GERAL	ESPECIAIS LU	Varição
<b>n.º clientes</b>	<b>Potência</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	<b>%</b>
77	MT	0,0796	0,0942	-16%

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da madeira, para a opção tarifária Consumidores Especiais Curtas utilizações em MT e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 5 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais Curtas Utilizações, em MT**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		GERAL	ESPECIAIS CU	Variação
<b>Termo tarifário fixo</b>			(EUR/mês)	%
		43,71	63,31	-31%
<b>Potência</b>		(EUR/kW.mês)		%
	Horas de ponta	8,290	16,240	-49%
	Contratada	1,190	0,525	126%
<b>Energia activa</b>		(EUR/kWh)		%
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1099	0,1566	-30%
	Horas cheias	0,0852	0,1086	-22%
	Horas vazio normal	0,0535	0,0627	-15%
	Horas super vazio	0,0500	0,0586	-15%
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1134	0,1573	-28%
	Horas cheias	0,0870	0,1079	-19%
	Horas vazio normal	0,0556	0,0642	-13%
	Horas super vazio	0,0517	0,0600	-14%
<b>Energia reactiva</b>		(EUR/kvarh)		%
	Fornecida	0,0192	0,0248	-22%
	Recebida	0,0143	0,0171	-16%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacto no preço médio, observando-se uma redução de 17%:

**Quadro III - 6 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais Curtas Utilizações, em MT**

TVCF RAM MT		GERAL	ESPECIAIS CU	Variação
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
3	MT	0,1592	0,1925	-17%

**IMPACTE DA EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA CONSUMIDORES ESPECIAIS EM BTE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da madeira, para a opção tarifária Consumidores Especiais em BTE e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.



**Quadro III - 7 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais, em BTE**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		GERAL	ESPECIAIS	Variação
<b>Termo tarifário fixo</b>		(EUR/mês)		%
		23,75	34,44	-31%
<b>Potência</b>		(EUR/kW.mês)		%
	Horas de ponta	17,321	22,881	-24%
	Contratada	1,014	0,631	61%
<b>Energia activa</b>		(EUR/kWh)		%
	Horas de ponta	0,1284	0,1695	-24%
	Horas cheias	0,0966	0,1006	-4%
	Horas vazio normal	0,0587	0,0599	-2%
	Horas super vazio	0,0548	0,0560	-2%
<b>Energia reactiva</b>		(EUR/kvarh)		%
	Fornecida	0,0220	0,0267	-18%
	Recebida	0,0168	0,0191	-12%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio, observando-se uma redução de 11%:

**Quadro III - 8 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais, em BTE**

TVCF RAM BTE		GERAL	ESPECIAIS	Variação
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
124	BTE	0,1310	0,1468	-11%

**IMPACTE DA EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS CONSUMIDORES ESPECIAIS E NÃO DOMÉSTICOS EM BTN ≤ 20,7 KVA E > 2,3 KVA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da madeira, para a opção tarifária Consumidores Especiais em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 9 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais, em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		GERAL	ESPECIAIS	Variação	
Potência		(EUR/mês)		%	
Tarifa simples	3,45	5,61	8,22	-32%	
	6,9	10,13	14,60	-31%	
	10,35	14,59	21,73	-33%	
	13,8	19,05	28,84	-34%	
	17,25	23,51	35,97	-35%	
	20,7	27,97	43,09	-35%	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,81	9,67	-40%
		6,9	10,44	16,58	-37%
		10,35	15,37	23,51	-35%
		13,8	20,17	30,42	-34%
		17,25	24,76	37,34	-34%
		20,7	29,36	44,25	-34%
Energia activa		(EUR/kWh)		%	
Tarifa simples		0,1352	0,1403	-4%	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1437	0,1403	2%	
	Horas de vazio	0,0802	0,0712	13%	

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio de cada escalão de potência, observando-se reduções em todos os preços médios:

**Quadro III - 10 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Consumidores Especiais, em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA**

TVCF RAM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			GERAL	ESPECIAIS	Variação
	n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
Tarifa simples	97	3,45	0,1890	0,2191	-14%
	119	6,9	0,2086	0,2461	-15%
	58	10,35	0,2072	0,2475	-16%
	42	13,8	0,1927	0,2274	-15%
	16	17,25	0,1704	0,1941	-12%
	83	20,7	0,1780	0,2062	-14%
Tarifa bi-horária	2	3,45			
	3	6,9	0,1499	0,1637	-8%
	6	10,35	0,1526	0,1669	-9%
	5	13,8	0,1788	0,2061	-13%
	1	17,25	0,1381	0,1446	-5%
	12	20,7	0,1547	0,1697	-9%

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da Madeira, para a opção tarifária Não Domésticos em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 11 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Não Domésticos, em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		GERAL	NÃO DOMÉSTICOS	Variação
Potência		(EUR/mês)		%
Tarifa bi-horária	3,45	5,81	7,00	-17%
	6,9	10,44	11,30	-8%
	10,35	15,37	15,61	-2%
	13,8	20,17	19,91	1%
	17,25	24,76	24,21	2%
	20,7	29,36	28,52	3%
Energia activa		(EUR/kWh)		%
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1437	0,1502	-4%
	Horas de vazio	0,0802	0,0831	-3%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacto no preço médio de cada escalão de potência, observando-se reduções em todos os preços médios:

**Quadro III - 12 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Não Domésticos, em BTN ≤ 20,7 KVA e > 2,3 KVA**

TVCF RAM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		GERAL	NÃO DOMÉSTICOS	Varição	
	n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	%
Tarifa bi-horária	85	3,45	0,1732	0,1887	-8%
	146	6,9	0,1380	0,1445	-5%
	80	10,35	0,1358	0,1413	-4%
	193	13,8	0,1425	0,1476	-3%
	78	17,25	0,1373	0,1422	-4%
	432	20,7	0,1403	0,1451	-3%

**IMPACTE DA EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA ESPECIAIS EM BTN ≤ 2,3 kVA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas em vigor em 2011, na Região Autónoma da Madeira, para a opção tarifária Especiais em BTN ≤ 2,3 kVA e os preços que seriam praticados caso estes clientes estivessem na tarifa geral.

**Quadro III - 13 - Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Especiais, em BTN ≤ 2,3 kVA**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)		GERAL	ESPECIAIS	Varição
Potência		(EUR/mês)		%
Tarifa simples	1,15	2,21	2,72	-19%
Energia activa		(EUR/kWh)		%
Tarifa simples	1,15	0,1175	0,1300	-10%

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados em 2009 analisou-se o impacte no preço médio, observando-se uma redução de 11%:

**Quadro III - 14 - Comparação dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM geral e para a opção tarifária Especiais, em BTN ≤ 2,3 kVA**

TVCF RAM BTN (<=2,3 kVA)		GERAL	ESPECIAIS	Varição
n.º clientes	Potência	(EUR/kWh)		%
13	1,15	0,1322	0,1482	-11%