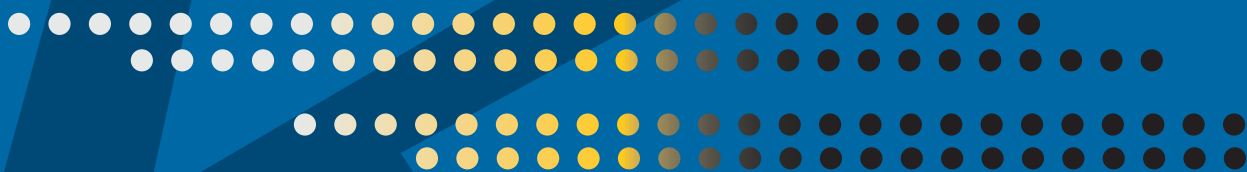




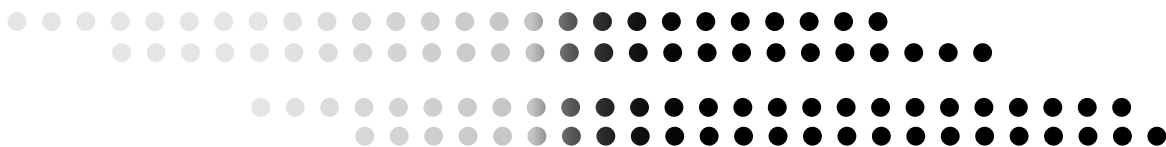
# A Regulação da Energia em Portugal

## 1997-2007



# **A Regulação da Energia em Portugal**

**1997-2007**



## Ficha Técnica

**Título** – A Regulação da Energia em Portugal – 1997-2007

**Autoria** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**Participação** – José Barros Monteiro, Vanda Reis e Gualter Crisóstomo

**Colaboração** – Amanda Falcão, Artur Trindade, Elsa Água, Patrícia Rainha e Sandra Ferreira

**Design Gráfico** – Security Print - Sociedade de Indústria Gráfica, Lda

**Produção** – Security Print - Sociedade de Indústria Gráfica, Lda

**Tiragem** – 500 exemplares

**Primeira edição** – Abril de 2008

**Impressão e acabamento** – Security Print - Sociedade de Indústria Gráfica, Lda

**Depósito Legal** – 275706/08

**ISBN** – 978-989-20-1173-8

## **AUTORES**

Adelino Fortunato  
Amanda Falcão  
António Domingues  
António Leite Garcia  
Artur Trindade  
Carla Grosa  
Carlos Vaz  
Cristina Barros  
Eduardo Teixeira  
Elsa Água  
Eugénia Alves  
Hélder Milheiras  
Henrique Moreira  
Hugo Coutinho  
Isabel Apolinário  
Jorge Esteves  
Jorge Vasconcelos  
José Afonso  
José Braz  
José Capelo  
José Ribeiro  
Liliana Ferreira  
Maria Isabel Soares  
Maria José Clara  
Maria Margarida Corrêa de Aguiar  
Mónica Cunha  
Neuza Costa  
Nuno Felizardo  
Paula Almeida  
Paulo Oliveira  
Paulo Toste  
Pedro Costa  
Pedro Pita Barros  
Pedro Torres  
Pedro Verdelho  
Teixeira Bastos  
Vítor Marques  
Vítor Santos

As análises, opiniões e conclusões expressas nos artigos que compõem esta colectânea traduzem os pontos de vista, dos respectivos autores, não veiculando necessariamente as posições da ERSE.



**ÍNDICE**





<b>Introdução</b> .....	13
<b>A Regulação do Sector Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios</b> .....	19
<b>Capítulo I - Protecção dos consumidores</b>	
A Informação e os Direitos dos Consumidores de Energia Eléctrica e de Gás Natural .....	31
O Tribunal e o Direito Europeu da Concorrência .....	35
O Papel da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico na Protecção dos Direitos e Interesses dos Consumidores .....	47
Inquérito de Qualidade de Serviço: Consumidores Empresariais .....	59
<b>Capítulo II - Princípios de Regulação Económica</b>	
Aplicação de Tarifas Aditivas no Sector Eléctrico .....	81
Additive Tariffs in the Electricity Sector .....	91
Cálculo de Tarifas por Actividade no Sector Eléctrico .....	105
Alteração da Estrutura Tarifária – Aplicação às Tarifas de Venda a Clientes Finais em AT .....	115
Determination of Time-Of-Day Schedules in the Portuguese Electric Sector .....	125
Some Regulation Perspectives for Power Quality .....	137
Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço nas Redes de Distribuição .....	149
Funcionamento Operacional do SNGN no Âmbito do Enquadramento Regulamentar da ERSE .....	163
Parâmetros de Regulação na Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	183
Remuneração de Investimentos nas Redes .....	193
Custos com ligações às Redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica .....	205
Padrões de Segurança do Transporte .....	229



### **Capítulo III - Ambiente e Eficiência Energética**

Ambiente e Sector Eléctrico: Gestão da Procura, uma Solução .....	253
Produção em Regime Especial (Energias Renováveis, Resíduos e Cogeração): Ponto de Situação em Portugal Continental .....	261
Planos de Promoção da Qualidade Ambiental: A Experiência de Quatro Anos .....	275
Mercado de Certificados Verdes – Avaliação da Possibilidade de Aplicação a Portugal .....	285
Economic Criteria for Evaluating Demand Side Management Measures in the Context of Electricity Sector Regulation .....	293
Métrica de Avaliação de Medidas de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica .....	307
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica em Portugal para 2007 .....	317

### **Capítulo IV - Regulação e a Construção do Mercado Único da Energia**

Transmission Network Unbundling – Evidence from Portugal .....	329
Mecanismo Europeu de Compensação entre Operadores de Redes de Transporte por Fluxos Transfronteiriços de Energia Eléctrica .....	335
O Incidente Europeu de 4 de Novembro de 2006 e o Comportamento do Sistema Eléctrico Português .....	347

### **Capítulo V - Estudos e Metodologias Aplicadas à Regulação**

Custos Ociosos no Sector Eléctrico .....	363
Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede .....	377
Competition and Market Power in Europe: Warnings from the Electricity and Gas Markets .....	387
Behaviour Patterns and the Electricity Market Design: Evidence from the Spanish Daily Market .....	399
Reflexão sobre o Cálculo do Custo de Capital para as Empresas Reguladas .....	415
Technical Efficiency in the European Electricity Distribution Industry .....	437
Análise do Consumo de Gás Natural para o Ano Gás 2007/2008 .....	457



## INTRODUÇÃO

**Vítor Santos** (Presidente do Conselho de Administração da ERSE)

“Agradeço os comentários e sugestões efectuados pela Dra. Margarida Corrêa de Aguiar e o Doutor José Braz que contribuíram decisivamente para melhorar e tornar mais claro este artigo.”



A ERSE celebrou recentemente o seu décimo aniversário! Foi uma década vivida intensamente ao ritmo das profundas mutações do sector energético e sob o impulso de novas perspectivas sobre o papel do Estado na regulação das indústrias de rede. Foi uma década em que a ERSE nasceu e teve de ganhar rapidamente a maturidade que lhe permitiu não ser um mero agente passivo deste processo mas, pelo contrário, um protagonista empenhado e comprometido com a dinâmica de liberalização dos mercados energéticos.

Esta Colectânea de textos é um testemunho vivo que nos dá uma visão própria de toda esta dinâmica de transformação passada e que antecipa os desafios futuros da regulação do sector energético.

A colectânea estrutura-se em torno de cinco temas que constituem pilares essenciais da regulação do sector energético e que, por isso mesmo, mobilizaram as vontades e a atenção dos colaboradores da ERSE:

Parte I – Protecção dos consumidores

Parte II – Princípios de Regulação Económica

Parte III – Ambiente e Eficiência Energética

Parte IV – Regulação e a Construção do Mercado Único da Energia

Parte V – Estudos e Metodologias Aplicadas à Regulação

A anteceder os textos relativos às cinco áreas temáticas, inclui-se um capítulo de enquadramento em que se procura cobrir dois aspectos relevantes: a evolução do pensamento económico e da praxis relativamente aos papéis do Estado, do mercado e da regulação económica na promoção da afectação de recursos, no caso específico das indústrias de rede; uma análise, muito sintética, do processo de liberalização do sector energético em Portugal e a formulação dos novos desafios para a sua regulação.

### **Parte I - Protecção dos consumidores**

A ERSE tem tido um papel primordial na protecção dos direitos e dos interesses dos consumidores. As suas competências no âmbito regulamentar cobrem aspectos de grande relevância para os consumidores: a fixação das tarifas, o relacionamento comercial e contratual e a qualidade de serviço. O legislador atribuiu também à ERSE a incumbência de promover o recurso aos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, nomeadamente a mediação, a conciliação e a arbitragem. Uma outra função relevante da ERSE é assegurar o relacionamento institucional com as instituições representativas dos consumidores, nomeadamente através da participação activa destas no Conselho Consultivo e Conselho Tarifário.

A informação a prestar aos consumidores é também um aspecto de extrema relevância. Na fase inicial da liberalização do sector energético, os processos de reestruturação estavam muito circunscritos aos actores do próprio sector energético e, em relação ao processo de mudança de fornecedor, os primeiros beneficiários foram os grandes consumidores industriais.

Por essa razão, a comunicação era muito especializada dado que se destinava a um público-alvo muito bem informado. Sem perda de rigor e de consistência, temos que procurar fazer chegar as nossas mensagens a públicos mais alargados. Pensamos que o regulador, em parceria com as associações de consumidores, deve procurar atingir novos públicos, nomeadamente os consumidores domésticos, que terão de ser, cada vez mais, protagonistas activos do processo de liberalização. Temas como a eficiência energética, a existência ou não de tarifas reguladas de venda a clientes finais, a própria discussão do nível e/ou da taxa de variação das tarifas mais desejável para a sociedade, assim como a qualidade ambiental, beneficiarão da existência de consumidores bem informados que não sejam meros figurantes mas, antes pelo contrário, sejam actores activos face aos novos desafios da regulação.

A Parte I da Colectânea inclui quatro artigos que cobrem todos os aspectos acabados de referir: a natureza estratégica da informação enquanto bem público que contribui para minimizar os efeitos penalizadores decorrentes da existência de informação assimétrica, a análise das funções e atribuições da ERSE e, finalmente, uma reflexão sobre os dados de um inquérito, efectuado junto dos consumidores empresariais, em que se procura perceber as suas expectativas e necessidades em relação à qualidade de serviço técnica e comercial.

## **Parte II - Princípios de Regulação Económica**

A criação de um mercado concorrencial exige a separação das diferentes actividades do sector energético que tradicionalmente se encontram horizontal e verticalmente integradas. As actividades exercidas em regime de monopólio são sujeitas à regulação de proveitos e preços de forma a assegurar a maximização do bem-estar social e tendo presente a aplicação dos seguintes princípios:

- ♦ igualdade de tratamento e oportunidades;
- ♦ transparência na formulação e fixação das tarifas;
- ♦ inexistência de subsidias cruzadas entre actividades e clientes;
- ♦ transmissão de sinais económicos adequados aos agentes económicos;
- ♦ protecção dos consumidores mas assegurando, simultaneamente, o equilíbrio económico e financeiro às actividades reguladas em condições de gestão eficiente;
- ♦ criação de incentivos ao desempenho eficiente das actividades reguladas das empresas;
- ♦ contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

Por isso mesmo, a aditividade tarifária e o cálculo das tarifas por actividade constituem dois temas centrais da Parte II desta Colectânea. Mas, para além destes, outros temas relevantes da regulação são analisados nesta parte do livro: os incentivos à melhoria da qualidade técnica de serviço, os padrões de segurança do transporte<sup>1</sup>, a fundamentação para a fixação dos parâmetros da regulação na actividade de distribuição e para a remuneração das redes de transporte e distribuição.

O enquadramento regulamentar do Sistema Nacional do Gás Natural é objecto de análise num texto em que se procura realçar a sua natureza instrumental bem como os seus reflexos no funcionamento operacional do sistema.

### Parte III - Ambiente e Eficiência Energética

Uma outra dimensão de crescente relevância relaciona-se com a promoção da qualidade ambiental e da eficiência energética. A ERSE tem procurado desenvolver instrumentos regulatórios e acções voluntaristas que visam minimizar as falhas de mercado que impedem que a produção, o transporte, a distribuição e a utilização da energia se processe de forma eco-eficiente. De entre os múltiplos instrumentos que poderão contribuir para a promoção da eficiência energética, destacáramos os seguintes:

- Liberalização e consolidação do mercado único (incluindo MIBEL e MIBGAS);
- As tarifas devem constituir um sinal incentivador de comportamentos típicos de racionalidade económica: do lado da oferta, promovendo o investimento em geração e o reforço e consolidação de redes visando, não apenas, a melhoria da qualidade de serviço, a segurança no abastecimento, a promoção da concorrência, mas também, a eficiência energética (redução da ponta nacional, redução das perdas, etc.); do lado procura, promovendo o estímulo à utilização eficiente da energia e garantindo a competitividade do tecido empresarial num quadro de concorrência internacional.
- As assimetrias de informação e outras falhas de mercado restringem a eficácia do sinal preço e sugerem a necessidade de utilizar medidas complementares mais voluntaristas, de que o PPEC – Plano de Promoção da Eficiência ao Consumo de Energia Eléctrica constitui o exemplo mais (re)conhecido.

A natureza sistémica das medidas de promoção da eficiência energética exige acções de natureza mais transversal, estando a ERSE naturalmente disponível para cooperar activamente com todos os actores relevantes no desenvolvimento deste tipo de iniciativas.

A regulação económica dos monopólios naturais, nomeadamente quando é baseada em incentivos, tende a estimular as empresas a privilegiarem o desempenho e a eficiência em detrimento de outros objectivos que são da maior importância como sejam a qualidade de serviço ou o desempenho ambiental. A necessidade de criar um quadro de incentivos mais equilibrado e harmonioso, que contribua para que as empresas desenvolvam estratégias empresariais inspiradas nos princípios do desenvolvimento sustentável, constituiu o factor determinante para que a ERSE tenha desenvolvido instrumentos regulatórios de que o PPDA – Planos de Promoção da Qualidade Ambiental constitui o exemplo mais destacado.

A Parte III da Colectânea cobre um conjunto muito diversificado de temas de grande relevância para a regulação dos aspectos relacionados com o desempenho ambiental e a eficiência energética:

- A racionalização do PPDA como um instrumento que incentiva as empresas reguladas a definirem estratégias empresariais intertemporalmente mais sustentáveis sem, contudo, deixarem de preservar comportamentos eficientes induzidos pelos instrumentos de regulação tradicionais.
- A análise da PRE – Produção em Regime Especial nas suas diferentes perspectivas: produção, potencial e metas definidas pelo decisor político; identificação dos instrumentos mais custo-eficazes de promoção da PRE, nomeadamente o mecanismo dos certificados verdes.
- Apresentação da metodologia inovadora que suporta a métrica de avaliação do PPEC e caracterização dos projectos apresentados e aprovados no âmbito do PPEC 2007, bem como dos benefícios que deles decorrerão (avaliação ex-ante).

#### Parte IV - Regulação e a Construção do Mercado Único da Energia

Com a globalização crescente dos mercados energéticos faz cada vez menos sentido perspetivar a regulação apenas no quadro dos mercados nacionais. Nesta perspetiva, um dos grandes desafios da Europa é identificar os caminhos que podem viabilizar a passagem de 27 mercados parcialmente liberalizados para um mercado único mais integrado e mais competitivo.

Desde a primeira hora, a ERSE tem sido um agente activo de construção do mercado interno da energia. Para um pequeno país como Portugal, geograficamente periférico e apostado em retomar o seu processo de convergência real com os países mais desenvolvidos da União Europeia, é essencial que a regulação das indústrias de rede (electricidade e gás natural) seja justa e eficiente, não penalizando a periferia em relação ao centro.

A concretização destas acções requer a permanente cooperação e concertação entre as entidades reguladoras nacionais e as autoridades da concorrência dos diferentes Estados-Membros. Nesta perspetiva continuaremos a manter uma activa cooperação com os diferentes fora europeus – ERGEG (Grupo Europeu dos Reguladores de Electricidade e Gás) e o CEER (Conselho de Reguladores Europeus de Energia) – que constituem, respectivamente, órgãos consultivos da Comissão Europeia e plataformas para a partilha de experiências e a cooperação entre os reguladores dos Estados-Membros.

A Parte IV da Colectânea inclui três artigos que se dedicam à análise de temas regulatórios de âmbito transnacional no quadro da União Europeia: a análise comparativa dos efeitos (no investimento, nos preços e na qualidade de serviço) decorrentes da exploração de infraestruturas de transporte de electricidade em quadros institucionais distintos (integração vertical, separação legal e separação de propriedade)<sup>2</sup>; os problemas suscitados pela criação de um mecanismo europeu de compensação entre operadores de rede de transporte pelos fluxos transfronteiriços de energia eléctrica; e, ainda, uma reflexão sobre o Incidente Europeu de 4 de Novembro de 2006 acompanhado de um conjunto de recomendações que visam reduzir a probabilidade de ocorrência de acontecimentos deste tipo.

#### Parte V - Estudos e Metodologias Aplicadas à Regulação

A Parte V inclui um conjunto de estudos metodológicos que têm uma natureza instrumental em relação à regulação sectorial. Neste âmbito são analisados os seguintes temas: a explicitação dos procedimentos adoptados em vários países da União Europeia e, em particular, em Espanha, relativamente aos custos ociosos; a adopção dos instrumentos analíticos da Organização Industrial para proceder ao estudo da estrutura dos mercados energéticos; a reflexão sobre o cálculo do custo de capital para as empresas reguladas nomeadamente nos casos em que as empresas não estão cotadas em bolsa; a análise das inconsistências que podem resultar quando se procura utilizar uma única metodologia de cálculo da eficiência para fundamentar a implementação da regulação baseada em incentivos; e, finalmente, a utilização de modelos econométricos de previsão não causal de curto prazo para proceder às previsões de procura do gás natural.

<sup>2</sup> O artigo desenvolve o tema do "ownership unbundling" que constitui um elemento central do 3º Pacote legislativo da União Europeia, actualmente em debate.

# A REGULAÇÃO DO SECTOR ENERGÉTICO EM PORTUGAL: BALANÇO E NOVOS DESAFIOS

**Vítor Santos** (Presidente do Conselho de Administração da ERSE)

"Agradeço os comentários e sugestões efectuados pela Dra. Margarida Corrêa de Aguiar e o Doutor José Braz que contribuíram decisivamente para melhorar e tornar mais claro este artigo."





## 1. Introdução

O sector energético tem sido palco de processos muito dinâmicos de reestruturação empresarial e inovação regulatória que têm contribuído para mudanças muito substanciais e profundas no seu funcionamento e desempenho.

A desintegração vertical (*unbundling*), a institucionalização dos reguladores independentes, a consolidação da regulação económica, a promoção de mecanismos visando a desconcentração e a promoção da concorrência nos segmentos competitivos das cadeias de valor, a cooperação entre reguladores de forma a viabilizar a harmonização regulatória e a criação dos mercados regionais, como mecanismo transitório visando a concretização do mercado único, são alguns dos passos que já foram dados na busca de mercados energéticos mais competitivos, mais eficientes e com melhor qualidade de serviço.

Neste artigo procuramos apresentar, de uma forma sistemática e sintética, o percurso já efectuado no processo de liberalização do sector energético português bem como enunciar os principais desafios para a sua regulação. Num ponto preliminar, analisaremos a evolução do pensamento relativamente aos papéis do Estado, do mercado e da regulação económica na promoção da afectação eficiente de recursos, no caso específico das indústrias de rede.

## 2. Estado, mercado e regulação das indústrias de rede da auto-regulação à regulação económica

Apesar de existir consenso em torno da ideia de que os mercados constituem o quadro institucional mais adequado para promover a afectação de recursos nas economias, também é reconhecido por todos que os mercados exibem imperfeições que afectam o interesse dos consumidores, a dinâmica de crescimento e o bem-estar social. A regulação económica justifica-se pela necessidade de corrigir as falhas de mercado decorrentes da existência de externalidades, das estratégias anti-competitivas das empresas que beneficiam de poder de mercado ou daquelas que operam como monopólios naturais e, finalmente, das distorções que podem resultar da existência de informação imperfeita ou assimétrica. No caso específico do sector energético não podem ignorar-se outros factores que justificam a regulação sectorial como sejam, entre outros, a segurança de abastecimento, a protecção dos consumidores mais vulneráveis e o respeito pelas obrigações de serviço público.

A regulação económica do sector energético teve uma evolução dinâmica muito marcada pelas mudanças ocorridas no próprio sector. Mas, para além destas alterações de natureza endógena, o modelo regulatório sectorial foi também muito marcado pelas reflexões teóricas e pelo consenso gerado em torno de um novo paradigma de actuação do Estado. De uma perspectiva baseada num Estado que acumulava as funções de accionista, produtor e (auto)regulador, passou-se, em períodos mais recentes, para uma nova concepção, mais descentralizada e focalizada no aproveitamento da dinâmica e eficiência dos mercados concorrenciais, em que a função regulação é assumida por entidades reguladoras independentes.

Durante várias décadas, uma parte significativa dos países adoptaram uma concepção de Estado que não se limitava a ter uma função reguladora do funcionamento do sistema económico mas que assumia, claramente, uma postura voluntarista de grande envolvimento que acabava por condicionar, quase sempre, o potencial do mercado enquanto mecanismo de afectação de recursos. À luz das ideias então prevalentes, e face à existência de falhas de mercado, o Estado assumia as funções de produtor de forma a superar as deficiências do lado da oferta, procurando assegurar a provisão adequada de bens e serviços. Mais: o Estado não encarava as suas actividades produtivas como estritamente empresariais e, por isso mesmo, acumulava as funções de produtor de bens e serviços com a de regulador, procedendo, de algum modo à auto-regulação das suas actividades empresariais.

A profunda reorganização do sector eléctrico baseado na existência de monopólios públicos verticalmente integrados para um modelo de funcionamento focalizado na separação entre actividades competitivas e monopólios naturais, no livre acesso às redes, na privatização das empresas e na criação de reguladores independentes tem a sua fundamentação na ocorrência das transformações que se apresentam seguidamente:

- O excesso de capacidade instalada nos países desenvolvidos que suscitou problemas de rentabilidade à indústria eléctrica, nomeadamente nos países em que o sector eléctrico era dominado por empresas públicas.

- O sector foi protagonista de profundas mutações tecnológicas que permitiram reduzir as economias de escala na produção, os custos de transacção associados à coordenação entre actividades posicionadas em diferentes segmentos da cadeia de valor, a redução do tempo de construção das novas centrais, a redução do nível de investimento por unidade de energia e a adopção de novas formas de descentralizadas de comercialização da energia

- As falhas de Estado puseram em causa o modelo de autoregulação dos monopólios públicos. A falência dos modelos políticos e das estratégias de desenvolvimento económico e social protagonizados pelos países da Europa Central e Oriental e o insucesso das opções excessivamente intervencionistas assumidas um pouco por diferentes países à escala planetária conduziram a uma *praxis* económica basicamente caracterizada pela assunção clara de um Estado menos intervencionista e mais regulador, basicamente preocupado em superar os fracassos de mercado de forma a garantir um funcionamento eficiente das economias.

Estes pressupostos não só influenciaram a análise do comportamento e do desempenho dos agentes económicos e a própria compreensão dos próprios processos de crescimento económico, como acabaram por condicionar os princípios e a filosofia que está subjacente às políticas públicas e o papel que o Estado pode desempenhar no desenho das estratégias de desenvolvimento económico de um país.

Se tivermos presente a histórica económica recente, constatamos que, a partir dos anos 1980, toda a concepção que tinha subjacente o Estado-produtor-accionista como que colapsou dando lugar à ideia de Estado-regulador com reflexos visíveis na reestruturação dos diferentes sectores dominados pela presença das *utilities*: *unbundling* progressivo e gradual dos monopólios públicos verticalmente integrados; introdução de legislação que tornou possível a regulação dos monopólios naturais (transporte e distribuição) e conduziu à abolição das situações de monopólio nas áreas em que as

condições tecnológicas ou as condições de funcionamento dos mercados não o justificam; institucionalização de Entidades Reguladoras Independentes; privatização das empresas públicas; introdução de novos instrumentos de mercado que permitem potenciar o aumento da concorrência nos segmentos competitivos da cadeia de valor do sector eléctrico (produção e comercialização).

Um dos principais argumentos para a criação de reguladores independentes é a preservação da estabilidade e a redução dos riscos regulatórios. A credibilidade e a consistência intertemporal das decisões regulatórias são particularmente relevantes na regulação do sector energético. Os investimentos em infraestruturas têm a natureza de “*sunk costs*” e têm subjacentes períodos de vida útil muito longos. Neste contexto, a existência de estabilidade regulatória é uma pré-condição essencial para a promoção de investimento privado baseado em expectativas de remuneração adequadas; a falta de credibilidade ou a incerteza regulatória podem não inviabilizar o investimento mas, certamente, contribuirão para aumentar o custo de capital e os custos de financiamento com reflexos no incremento das tarifas.

Para que se prossigam estratégias de longo prazo convergentes com a promoção do interesse público, as entidades reguladoras devem ser estruturadas de acordo com um modelo de organização e *governance* baseadas na independência, estabilidade decisional e escrutínio público.

### 3. A liberalização do sector energético em Portugal e novos desafios para a regulação

#### 3.1. A regulação do Sector Eléctrico

##### i) Desempenho regulatório: um *benchmark* em termos europeus

Não é por mero acaso que o desempenho regulatório e a evolução da política energética portuguesa no seu conjunto constitui um “*benchmark*” ao nível europeu:

- A separação dos diferentes segmentos da cadeia de valor foi mais longe do que o estabelecido nas directivas europeias (já existe *ownership unbundling* do transporte desde 2000)<sup>1</sup>;
- A separação das diferentes actividades da cadeia de valor foi também acompanhada pela separação de tarifas e pela aplicação do princípio da aditividade tarifária de forma extensa, assegurando-se a convergência para um sistema tarifário isento de subsidiações cruzadas;
- Reduziu-se, embora de forma pouco expressiva, o grau de concentração na produção (em termos da capacidade instalada, o Grupo EDP passa de 75,4% em 1999 para 68,1% em 2005);
- Foi feito um esforço de investimento significativo no reforço da capacidade de interligação com Espanha (1500 MW, correspondendo actualmente a 15% da ponta portuguesa; os investimentos planeados até 2014, permitem que a capacidade venha a corresponder a 3000MW);
- Melhoria muito significativa na qualidade de serviço (técnica e comercial) e uma redução expressiva das perdas nas redes eléctricas;
- Finalmente, mas não menos relevante, houve uma redução substancial das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição) a preços constantes.

.....

<sup>1</sup> A circunstância do *ownership unbundling* constituir o aspecto central das propostas do 3º Pacote, a vigorar, na melhor das hipóteses, a partir de 2010, traduz bem o avanço que se verifica no modelo de organização do sector eléctrico português.

## ii) Grandes desafios regulatórios no futuro próximo

Apesar do sucesso na concretização destas mudanças na organização do sector eléctrico, ainda subsistem inúmeras distorções de mercado cuja eliminação pode ter reflexos positivos no desempenho eficiente do sector eléctrico, na qualidade de serviço e nos preços da energia.

Os resultados do inquérito ao sector energético promovido pela Comissão Europeia revelam claramente que é preciso ir mais longe e sugerem a necessidade de haver um ponto de viragem na regulação sectorial: a actividade regulatória deverá deixar de estar centrada, quase exclusivamente, na regulação dos monopólios naturais constituídos pelas redes de transporte e distribuição e passará a estar cada vez mais focada nos segmentos potencialmente competitivos da cadeia de valor do sector eléctrico: a produção (mercado grossista) e a comercialização (mercado retalhista).

Em 1 de Julho de 2007 foram introduzidas alterações estruturais no sector eléctrico português:

- Cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) passando os produtores a vender a energia no mercado;
- Aprovisionamento do CUR – Comercializador de Último Recurso no mercado de energia eléctrica (em concreto, trata-se da EDP Serviço Universal), resultando numa redução da Tarifa de Energia;
- Introdução do mecanismo dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), resultando num aumento da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);
- Introdução do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

O aumento da concorrência na produção passa pela adopção de medidas que conduzam a uma alteração expressiva dos mecanismos de funcionamento deste segmento da cadeia de valor:

- É necessário reduzir o grau de concentração e, nomeadamente, a quota de mercado dos incumbentes;
- É imprescindível criar mecanismos de mercado que, tendo em consideração as características específicas do sector electroprodutor, viabilizem a emergência de mercados eficientes.

É também necessário estimular a concorrência na comercialização da energia junto dos seus utilizadores finais.

O estímulo da concorrência passa pela ponderação de diferentes aspectos mas existe um tema que se coloca a este respeito: será que se devem manter tarifas reguladas de venda a clientes finais elevadas de forma a estimular a entrada de novos comercializadores ou, tal como é defendido pela maioria dos reguladores europeus, se deve pura e simplesmente eliminar tais tarifas, acautelando sempre os interesses dos consumidores vulneráveis? A ERSE preconiza uma eliminação, progressiva e gradual das tarifas reguladas, dando prioridade aos consumidores industriais e acautelando sempre o interesse dos consumidores vulneráveis.

### 3.2. Que novidades existem em relação à regulação do Gás Natural (GN)?

Na sequência da publicação do enquadramento legislativo que define a organização do sector e o calendário da liberalização (DL 30/2006 e DL 140/2006), em Setembro de 2006 foram publicados os regulamentos do GN e agora está a desenvolver-se toda a sub-regulamentação bem como iniciar os trabalhos visando a fixação de tarifas e o desenvolvimento de todas as restantes actividades regulatórias:

- ♦ A ERSE fixa, pela primeira vez, tarifas reguladas em Maio de 2007. Existe uma redução expressiva das Tarifas de Uso do Terminal de GNL (-16,3%), Tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo (-30,3%) e da Tarifa de Acesso à Rede de Alta Pressão (-5,4%);
- ♦ A partir de 1 de Julho de 2008 passarão a ser fixadas, pela ERSE, as tarifas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de pressão;
- ♦ A regulação visa contribuir para:
  - uma redução expressiva, ainda que gradual e progressiva, das tarifas de acesso às redes de gás natural;
  - a manutenção dos incentivos que estimulem a dinâmica de crescimento do sector do GN bem como o seu desempenho eficiente;
  - a melhoria da qualidade de serviço e a protecção dos consumidores;
- ♦ Eliminação, progressiva e gradual, das tarifas reguladas, dando prioridade aos consumidores industriais e acautelando sempre o interesse dos consumidores vulneráveis;
- ♦ Criação do MIBGAS como primeiro passo para o Mercado Único do Gás.

### 3.3. Qual a importância do MIBEL no processo de liberalização do sector eléctrico?

Com a globalização crescente dos mercados energéticos faz cada vez menos sentido perspectivar a regulação apenas no quadro dos mercados nacionais. Para além disso, os mercados energéticos carecem de massa crítica, dimensão e profundidade para funcionarem de forma eficiente.

Na linha da experiência precursora desenvolvida pela Nordpool (processo de integração dos mercados eléctricos da Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), a criação de mercados regionais, como o MIBEL, para além de contribuir para minimizar os problemas acima referidos, constitui um passo intermédio para a consolidação de um mercado único da electricidade.

Durante muitos anos, a Península Ibérica permaneceu como sendo quase uma ilha já que o trânsito de energia eléctrica com os restantes países europeus, através dos Pirinéus, era incipiente face à insuficiente capacidade de interligação instalada. O reforço da capacidade de interligação entre os dois estados ibéricos, e posteriormente com os restantes países europeus, vai conduzir a uma integração progressiva dos dois mercados com reflexos positivos no desempenho do sector eléctrico, na qualidade de serviço e nos preços da energia.

Nos quadros seguintes apresentam-se, de forma muito sintética, os grandes desafios do MIBEL, as iniciativas que já foram concretizadas e as acções que estão em curso.

#### **Mercado Ibérico: Grandes Desafios**

- Desafio do MIBEL para Portugal: passar de um mercado de 6 milhões de consumidores, uma potência instalada de 13,4 GW e um consumo de 49 TWh para um mercado de 30 milhões de consumidores, 85,2 GW de potência instalada e um consumo de 281 TWh;
- A Península Ibérica, em termos eléctricos, está isolada do resto da UE (capacidade de interligação com França muito limitada);
- A integração dos dois sistemas implica um grau de concorrência superior ao que se verifica separadamente em cada um dos mercados que poderá beneficiar os consumidores dos dois países:
  - Produção mais eficiente;
  - Impacto moderador nos preços de electricidade (tudo o resto permanecendo constante);
  - Melhor qualidade de serviço.
  - O MIBEL permite criar um enquadramento legal estável que permitirá aos agentes de ambos os países desenvolver actividades na Península Ibérica com os mesmos direitos e obrigações.

#### **Mercado Ibérico: O que já foi concretizado?**

- Reforço da interligação Portugal-Espanha;
- Aumento das transacções de energia eléctrica entre os dois países;
- Actuação ibérica dos principais grupos empresariais eléctricos;
- Início do Funcionamento do Conselho de Reguladores;
- Início do Funcionamento do OMIP e, recentemente, criação de um Operador de Mercado Ibérico a partir da integração dos dois pólos nacionais actualmente existentes;
- Mecanismo de gestão conjunta dos congestionamentos das interligações;
- Cessação do CAE e colocação da energia no mercado;
- Iniciou-se a realização dos leilões de capacidade virtual (VPP), em que o incumbente disponibiliza capacidade mas está impedido de adquirir energia;
- Mecanismos comuns de aquisição de energia pelo CUR.

### Mercado Ibérico: O que está em curso?

- ♦ Harmonização das tarifas de acesso;
- ♦ Na sequência da proposta da CNE e da ERSE, definição do conceito de Operador Dominante;
- ♦ Concretização do plano de reforço das interligações;
- ♦ Na sequência da proposta da CNE e da ERSE, definição de um modelo harmonizado de garantia de potência;
- ♦ Harmonização de regras e procedimentos que permitam o desenvolvimento do mercado retailista ibérico (procedimentos de mudança de fornecedor, telecontagem, etc.);
- ♦ Criação de condições para o arranque do MIBGAS.

Para que o Mercado Ibérico da Energia seja uma parte integrante do Mercado Único da Energia é imprescindível que as interligações entre Espanha e França sejam substancialmente reforçadas (nomeadamente na electricidade). No âmbito das Iniciativas Regionais do ERGEG (Mercado do Sudoeste), estão em curso conversações entre os Governos de Espanha e França, visando o reforço da capacidade de interligação entre os dois países, após mais de três décadas de impasse nesta matéria.

Como já referimos, o MIBEL é um mercado que iniciou o seu funcionamento em 1 de Julho e, naturalmente, constitui um processo que carece de correcções e ajustamentos que melhorem o seu funcionamento. Na situação presente, existe um diferencial médio de preços entre Portugal e Espanha de cerca de 5€/MWh, estando os mercados separados durante cerca de 50% das horas.

Estão já definidas medidas correctivas que permitem atenuar esta situação:

- ♦ Curto-médio prazo:
  - Leilões de capacidade virtual disponibilizada por centrais instaladas em território português;
  - Gestão mais flexível e eficiente da interligação, promovendo, por exemplo, os leilões explícitos de capacidade da interligação;
- ♦ Médio prazo:
  - Investimento no reforço da capacidade de interligação;
  - Instalação de nova capacidade de geração em Portugal.

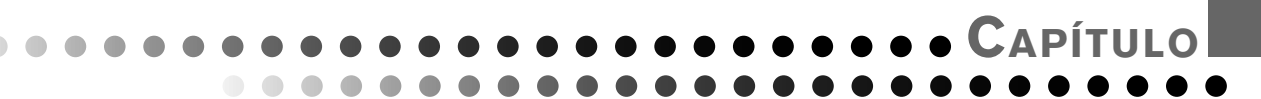


#### 4. Considerações Finais

A liberalização do sector energético tem sido um processo complexo que tem avançado com pequenos passos sustentáveis e consistentes com reflexos positivos no desempenho dos operadores sectoriais (eficiência e qualidade de serviço) e com benefícios tangíveis para os consumidores domésticos e industriais.

Houve avanços significativos nos últimos dez anos. O sector energético foi objecto de profundas reestruturações empresariais e a regulação sectorial tem vindo a adoptar uma nova filosofia de acção mais adequada à regulação económica em contextos em que o mercado, embora com múltiplas imperfeições, está cada vez mais presente e constitui, cada vez mais, uma alternativa aos mecanismos administrativos de natureza mais intervencionista. Esta Colectânea é um testemunho vivo de alguns dos contributos que a ERSE e os seus colaboradores deram, no contexto do processo de liberalização em curso, e que tem vindo a conduzir a profundas alterações no modelo de funcionamento e no desempenho do sector.

Face à dominância de estratégias empresariais de âmbito internacional, a regulação sectorial terá de saber dar o salto do âmbito de jurisdição nacional para níveis territoriais cada vez mais abrangentes. Sendo certo que o fim último do processo de liberalização é a criação de um mercado único para a energia eficiente e competitivo, é cada vez mais consensual a percepção de que, a melhor maneira de atingir este objectivo passa pela criação de mercados regionais, cada vez mais abrangentes e visando objectivos cada vez mais ambiciosos. Se é verdade que, no caso português, o grande objectivo presente é reforçar e consolidar o MIBEL e lançar as bases para a criação do MIBGAS, não podemos descurar a necessidade de reforçar as interligações de gás natural e, sobretudo, de electricidade entre Espanha e França de forma que a Península Ibérica não continue a ser, tal como acontece hoje, uma ilha eternamente separada do continente europeu.



**CAPÍTULO**

**PROTECÇÃO DOS CONSUMIDORES**



**A INFORMAÇÃO E OS DIREITOS DOS CONSUMIDORES  
DE ENERGIA ELÉCTRICA E DE GÁS NATURAL**

**Maria Margarida Corrêa de Aguiar**

Artigo publicado no jornal Diário Económico, no dia 15 de Março de 2007



Celebra-se hoje o Dia Mundial dos Direitos do Consumidor que consagra o reconhecimento internacional de que todos os cidadãos, independentemente da sua situação económica e social, têm direitos enquanto consumidores.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem vindo a dedicar uma crescente atenção à concretização do direito à informação dos consumidores de energia.

A actividade regulatória desenvolvida assenta no entendimento de que a informação deve ser positivamente discriminatória para os consumidores, atenta a assimetria de informação existente entre estes e as empresas fornecedoras de energia eléctrica e de gás natural.

Por outro lado, constitui preocupação da ERSE que a informação seja adequada às condições específicas dos próprios consumidores, distinguindo por exemplo entre consumidores de alta e média tensão e consumidores de baixa tensão. Acresce ainda que a informação sobre tarifas e preços deve ser simples, completa e transparente e de forma a promover a eficiência energética, bem como deve também ser clara e objectiva de modo a permitir a liberdade de escolha do consumidor sobre as melhores opções de fornecimento.

A informação sobre o preço da energia e a qualidade de serviço é fundamental para que os consumidores tomem decisões e adoptem comportamentos ajustados às suas necessidades, optimizando e racionalizando o uso da energia.

Tendo presentes estas preocupações, a ERSE impõe às empresas fornecedoras de energia eléctrica e de gás natural o dever de informar

os consumidores sobre uma diversidade de matérias relevantes: preços, modalidades de facturação e pagamento, mudança de fornecedor, modalidades de atendimento e tempos de resposta, apresentação e tratamento de reclamações, actuação em caso de corte do fornecimento, etc.

A informação a prestar aos consumidores assume uma função estratégica. Neste sentido, a ERSE está dotada de uma estrutura especializada, capaz de antecipar e corresponder às necessidades dos consumidores de energia: o Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia (NACE). Esta estrutura tem um papel primordial em matéria de informação e de resolução de conflitos.

Sendo a informação a matéria-prima da regulação, a capacidade de rapidamente a receber, tratar e divulgar é forçosamente crítica para o desempenho da regulação.

É neste contexto que se posiciona o Portal Externo da ERSE (acessível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt)) que constitui um meio privilegiado de divulgação da função regulatória, colocando à disposição dos consumidores de electricidade e de gás natural um serviço especializado: o Atendimento On-Line.

A ERSE associa-se ao Dia Mundial dos Direitos do Consumidor com o lançamento de uma nova ferramenta de comunicação: a EXTRANET da ERSE, que disponibilizará um sistema de comunicações público – suportado na certificação digital de assinaturas e documentos – que permitirá partilhar de forma segura informação entre a ERSE e os seus parceiros, de entre os quais se privilegiaram na

primeira fase, as associações e entidades representantes dos consumidores.

De entre os objectivos fundamentais do desenvolvimento da EXTRANET da ERSE, destaca-se a simplificação do processo de gestão das reclamações submetidas pelas associações dos consumidores e associadas ao Livro de Reclamações, do qual se realça a desmaterialização, a automatização, a celeridade, a transparência e a segurança.

A ERSE quer estar no futuro mais perto dos consumidores. Na fase inicial da liberalização do sector energético, os primeiros actores foram os grandes consumidores industriais. A comunicação era, por esta razão, muito especializada e técnica.

Com a crescente liberalização dos mercados energéticos é uma prioridade da ERSE atingir novos públicos alvo, designadamente os consumidores domésticos, por constituírem um grupo em relação ao qual é ainda significativo o défice de informação sobre matérias tão importantes como opções tarifárias, utilização

racional da energia e direitos no relacionamento contratual com os fornecedores de energia.

A correcção desta falha é fundamental para a satisfação dos consumidores e a sua inclusão no mercado como agentes activos da eficiência energética.

Queremos estar também mais perto dos consumidores vulneráveis. A regulamentação do sector eléctrico já consagra a existência de uma tarifa social aplicável a clientes economicamente mais desfavorecidos. Também os Regulamentos da Qualidade de Serviço para os sectores eléctrico e do gás natural identificam os consumidores com necessidades especiais e estabelecem um conjunto de obrigações para com estes consumidores.

Independentemente da evolução que a legislação venha a registar no futuro em matéria de protecção de consumidores vulneráveis, o direito deste grupo de consumidores a informação não discriminatória e adequada às suas condições específicas será objecto de cuidados particulares por parte da ERSE.



## **O TRIBUNAL E O DIREITO EUROPEU DA CONCORRÊNCIA**

**José Ribeiro**



Artigo apresentado em Seminário promovido pela DECO e pelo Conselho Superior de Magistratura, em 2005





## **A Concorrência e a Defesa do Consumidor no Sector dos Serviços Públicos**

### **Resumo**

*Este trabalho, apresentado no âmbito de uma conferência subordinada ao tema “O tribunal e o direito europeu da concorrência” apresenta e desenvolve as principais competências da ERSE na qualidade de entidade reguladora dos sectores de electricidade e gás natural, com especial enfoque na sua missão de defesa da concorrência e direitos dos consumidores, lidos à luz da Constituição da República Portuguesa e dos seus Estatutos.*

### **1. A primazia dos princípios políticos na defesa dos cidadãos (consumidores)**

Hoje, mais que nunca, numa altura em que tanto se discute a economia, alcandorada a uma obsessiva veneração nacional, como uma divindade que condiciona os nossos destinos, importa repor na ordem do dia o primado da política e dos direitos que a corporizam sobre os desígnios da discussão económica.

Seguramente, muito do que de problemático existe na economia é reflexo de uma crise política, cujas causas radicarão porventura no esquecimento de que a essência da política é a consciência da sociedade e da cidadania. Em tempos de declarada crise económica, os especialistas aparecem com devotada insistência, porventura com incontida obstinação, a apresentar os remédios para a sua cura. No entanto, o cuidado a ter, e é sempre pouco, é que a terapia não pode matar o doente, isto é, o cidadão. Importa por isso, já que na sociedade em que nos agrupamos o cidadão é a medida de todas as coisas, afirmar o primado da política sobre os instrumentos que a realizam. Os va-

lores políticos, os seus objectivos e os direitos que os densificam, bem assim a consideração da dignidade do cidadão, têm consagração expressa na Constituição da República Portuguesa (CRP).

Neste tempo, em que na ordem do dia a discussão económica domina o debate da sociedade, talvez com excessiva primazia, importa, na defesa dos direitos dos consumidores, relembrar alguns dos princípios fundamentais que fazem parte integrante da CRP e que têm por consagração teleológica a realização do cidadão inserido numa sociedade justa e solidária.

### **2. A economia como instrumento essencial para a realização dos direitos dos cidadãos (consumidores)**

Independentemente da inversão de valores em que o debate económico se tem centrado, sobrepondo-se aos objectivos políticos da sociedade e alterado o papel de cada um destes factores, a verdade é que a economia é inquestionavelmente o instrumento indispensável para a realização dos direitos dos cidadãos. Sendo assim, a economia, na sua função instrumental, deve servir o cidadão e não o contrário. Neste seu papel de indiscutível importância, todos os meios que a economia utiliza, que promovam o desenvolvimento harmonioso e o bem-estar social, utilizando com eficiência meios e recursos, são legítimos, desejáveis e necessários. A concorrência constitui um instrumento económico que reúne estes requisitos. Mas quando se fala em concorrência e defesa

dos consumidores, nomeadamente nos sectores dos serviços públicos, releva igualmente recordar alguns dos princípios constitucionais que comandam e orientam a organização económica, para que se tome em consideração a conciliação dos diversos interesses à luz da tutela da realização dos direitos.

### **3. A concorrência e a defesa dos consumidores no sector dos serviços públicos (energia eléctrica e gás natural)**

“A economia de mercado, embora baseada na iniciativa privada e na concorrência, depende essencialmente da regulação pública”

Prof. Dr.<sup>a</sup> Maria Manuel Leitão Marques e Prof. Dr. Vital Moreira in *A Mão Visível Mercado e Regulação*.”

Não há verdades absolutas. Mas esta é uma verdade, ainda que relativa, que a recente história económica portuguesa atesta. E a verdade é que hoje tem plena consagração na CRP. Com efeito, as liberdades económicas têm pleno assento constitucional, não só quanto à afirmação dos direitos, mas também no que respeita à sua promoção e protecção pelo Estado. Estes direitos movem-se dentro da livre iniciativa, desenvolvida numa economia de mercado, traduzida no seu exercício de forma livre e concorrencial, no quadro da opção de integração de Portugal na União Europeia.

A conciliação da afirmação do direito à liberdade económica e de organização empresarial com o dever da sua promoção e protecção pelo Estado tem expressa tradução na CRP, designadamente nos seus Art.os 9.º, 61.º, 62.º, 80.º, 81.º, 82.º e 86.º.

A liberdade de iniciativa e de organização empresarial é elevada a um dos princípios fundamentais da organização económica, tal como se estabelece na alínea c) do Art.º 80.º.

A promoção e a protecção destes direitos são reconduzidas pelo Art.º 81.º à consideração de incumbências prioritárias do Estado. É, pois, à luz deste preceito e do seu quadro de actuação, que deve derivar actualmente toda a regulação pública.

O Estado, que até há cerca de duas décadas tolerava a existência da iniciativa privada, passou agora a desempenhar um papel activo na promoção da economia de mercado, estimulando as livres iniciativas, a concorrência e a sua protecção. Os serviços públicos, nomeadamente os serviços públicos essenciais na definição da Lei nº 23/96, de 26 de Julho, foram, gradualmente, sujeitos à actuação do princípio da concorrência. Contudo, na filosofia política dimanada do referido preceito constitucional, a concorrência não se justifica nem é um fim em si mesmo, mas constitui um instrumento indispensável para promover o aumento do bem-estar social e económico e a qualidade de vida das pessoas. Na verdade, a concorrência justifica-se enquanto os consumidores, garantido o acesso universal a bens e serviços, possam tirar dela vantagens em termos de qualidade e de acessibilidade dos preços. Nos domínios tradicionalmente integrados na definição dos serviços públicos, estes objectivos só podem ser atingidos através de uma regulação pública que assegure a eficiência, a transparência dos procedimentos, a racionalidade dos preços e, naturalmente, a defesa dos consumidores.

O papel da regulação pública, promotor da concorrência e da conciliação dos demais interesses económicos relevantes, só pode ser cabalmente desempenhado por autoridades reguladoras independentes.

#### **3.1 Regulação pública independente, a concorrência e a defesa dos consumidores dos serviços públicos**

A afirmação do pendor da sociedade civil portuguesa iniciada no começo da década de oitenta, no século passado, é essencialmente caracterizada por dois traços marcantes: Por um lado, o reforço das garantias dos direitos civis fundamentais; por outro lado, o desencaixar do processo de liberalização da economia, rumo a uma economia de mercado, que encontrou a sua expressão mais concreta na privatização da maior parte do sector empresarial do Estado que se tinha consolidado na política

de nacionalizações praticada em 1975. Para incrementar e acompanhar este aprofundamento da sociedade civil, passou-se à criação de entidades administrativas independentes cuja modelação representou o início de uma nova postura do Estado na sociedade civil e, em particular, na economia. Com efeito, ao Estado dirigista e intervencionista, controlador e condicionador das iniciativas da sociedade civil, sucede-se um Estado que passa a assumir-se no quadro organizativo inspirado por uma atitude libertária da sociedade civil, expressão que passou desde então a fazer parte do léxico da maioria dos discursos políticos dos mais diversos quadrantes partidários. Ao posicionar-se nesta linha, o Estado encontrou na regulação o instrumento apropriado para concretizar os novos desígnios de funcionamento da sociedade, nomeadamente no domínio das opções económicas, definitivamente integradas na economia de mercado com a adesão de Portugal às Comunidades Europeias.

A evolução do conceito de regulação, substanciado na criação de autoridades administrativas independentes, traduz-se na reformulação do papel do Estado na sociedade, em particular face à economia. Esta nova ideia de regulação corresponde a uma visão que se manifesta no crescimento emancipador da sociedade civil. No quadro desta filosofia política, o Estado intervém cada vez menos e zela cada vez mais para que as instituições e a economia possam crescer em ambiente de livre concorrência. O Estado, em nome do desenvolvimento, assume-se então como entusiasta desta liberdade e, simultaneamente, como seu garante.

Nesta postura, o Estado define os direitos, promove o seu exercício, assegura o seu respeito e reprime os seus abusos e atropelos. O Estado centralista e centralizador, que faz as regras e intervém jogando com elas, passa agora a definir as regras, mas deixa que sejam os elementos da sociedade civil a jogar com elas, assumindo o papel de árbitro que incentiva o jogo transparente e só intervém quando esteja em causa o cumprimento destas regras. Neste

ambiente de sociedade aberta, o Estado regulador é imparcial mas não neutral, uma vez que na sua função de regulação cabe-lhe criar um bom ambiente propiciador dos impulsos e dinamismos da sociedade civil e defender os destinatários das actividades económicas, ou seja, os consumidores.

O conceito de regulação é reconhecidamente um conceito polissémico. No entanto, na moderna tendência da organização administrativa do Estado, o conceito de regulação evoluiu no sentido da não intervenção do Estado nas instituições da sociedade civil. Contudo, não intervir não pode significar desinteressar-se dos problemas, uma vez que deve assumir-se como garante subsidiário dos interesses dos consumidores. Na função reguladora, o Estado assume-se como garante institucional dos direitos fundamentais dos cidadãos e das suas organizações, bem como dos interesses económicos exercidos num ambiente de uma economia de mercado.

No domínio da economia, a regulação, actuando no contexto de uma economia de mercado, tem por finalidade criar um ambiente estimulador à concorrência e à observância das suas regras, cabendo-lhe assegurar de uma forma harmoniosa a conciliação de uma trilogia de interesses:

- a) o desenvolvimento geral, social e económico;
- b) os interesses dos consumidores, protegendo-os dos comportamentos abusivos, designadamente através da consagração de obrigações de serviço público, e promovendo a sua qualidade de vida;
- c) os interesses dos agentes económicos, velando no sentido de que estes exerçam as actividades segundo as regras do direito da concorrência, enquadrados na protecção de valores socialmente relevantes, como sejam as obrigações de serviço público.

Nas sociedades democráticas e abertas, nomeadamente dos Estados Unidos da América e dos Estados-Membros da União Europeia, o Estado assegura uma regulação interessada e

imparcial, evitando intrometer-se enquanto actor que simultaneamente define as regras. Para o efeito, encontra nas entidades administrativas independentes a estrutura administrativa consentânea com uma atitude de imparcialidade e independência face aos interesses em presença. Garantida a legitimação e o controlo democrático destas entidades, a sua independência representa a expressão consolidada de um Estado organizado e estável nos seus objectivos sociais e económicos. A função reguladora dos modernos Estados, em contraste com a concepção clássica da organização administrativa, típica de um Estado centralizador, intervencionista e burocrata, confere a confiança e a imparcialidade que a governamentalização das estruturas administrativas não consente.

A natureza específica das entidades administrativas independentes, designadamente das autoridades reguladoras independentes no domínio económico e financeiro, constitui uma realidade actual que importa ter em conta na economia de mercado a funcionar em regime de concorrência, sem perder de vista os interesses dos seus destinatários, ou seja, dos consumidores.

#### **4. ERSE – Um caso de regulação pública no sector dos serviços públicos – electricidade e gás natural**

Prevista no Decreto - Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, como pessoa colectiva de direito público de autonomia administrativa e financeira, na definição de entidade administrativa independente, com a finalidade de proceder à regulação do sector eléctrico nacional, no Continente.

Mais recentemente, com a publicação do Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a ERSE foi transformada em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), passando também a regular o sector do gás natural.

Ainda, no que respeita ao sector eléctrico, as competências da ERSE foram tornadas exten-

sivas às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pelo Decreto - Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, no quadro da definição de uma política de convergência tarifária entre os sistemas eléctricos públicos.

No quadro das suas atribuições e competências, foi-lhe fixada, entre outros, a prossecução dos seguintes objectivos:

- + Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia.
- + Proteger os interesses dos consumidores em relação a preços e serviços; preços acessíveis e qualidade de serviço.
- + Assegurar o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas.
- + Fomentar a concorrência onde exista potencial para a melhoria e a eficiência.
- + Assegurar a transparência das relações comerciais entre os operadores e os consumidores.

#### **4.1 A Regulação da ERSE no Sector Eléctrico**

A revolução iniciada com o golpe de 25 de Abril de 1974 trouxe ao Estado novas preocupações sociais, contextualizadas num modelo de filosofia de democracia participativa, da afirmação dos direitos universais do homem, assentes em princípios de respeito pela dignidade da condição humana, de afirmação do direito à igualdade de tratamento e de solidariedade social,

Na nova filosofia política, consubstanciada na CRP, estes princípios assentaram na ideia pragmática da conciliação da liberdade individual com a liberdade colectiva, sendo teleologicamente afirmados na construção de uma sociedade livre, justa e solidária. Para a afirmação destes princípios, o Estado reservou para si, como incumbência constitucional, um conjunto de tarefas e de objectivos que passaram nos primeiros anos da revolução pela apropriação colectiva dos principais meios de produção e por vedar à iniciativa privada o exercício de certas actividades consideradas de interesse público geral.

Acantonando-se nesta filosofia política, o Estado lançou mão do processo de nacionalização dos sectores fundamentais da economia, destacando-se os situados nos sectores dos designados serviços de interesse geral, particularmente os da energia.

Neste contexto ideológico, pelo Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de Abril, procedeu à nacionalização das sociedades concessionárias do sector eléctrico, entregando o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica a uma empresa pública, criada pelo Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de Junho, com a designação de EDP, E.P, que passou a deter o monopólio, no Continente, do exercício das actividades do sector eléctrico: produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. O mesmo sucedeu na Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sendo as actividades confiadas à EDA, E.P. e à EEM, E.P., respectivamente.

O quadro legislativo do sector eléctrico passou então a reflectir a linha política aplicável ao quadro empresarial do Estado cujos contornos axiomáticos se expressaram da seguinte forma:

- ♦ Nacionalização integral das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e dos meios de propriedade a ela afectos.

- ♦ Criação de empresas públicas, sob tutela directa do Estado, com a incumbência de exercer, em exclusivo, em regime de monopólio, as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

- ♦ Proibição do exercício destas actividades à iniciativa privada, acesso que lhe foi expressamente vedado pela denominada lei de “Delimitação dos Sectores”, Lei n.º 47/77.

No plano económico, a década de oitenta do século passado é marcada pelo início e desenvolvimento do processo de liberalização das actividades económicas. Muito por causa da adesão de Portugal às Comunidades Europeias, este processo começou pela abertura do exercício das actividades antes vedadas à

iniciativa privada. No âmbito do sector eléctrico, este processo foi desencadeado pela publicação do Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de Dezembro, que introduziu alterações à lei de “Delimitação dos Sectores”, tendo como efeitos operativos:

- ♦ O levantamento da proibição do exercício pela iniciativa privada das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

- ♦ A publicação de legislação de enquadramento das actividades, numa linha assumidamente de liberalização do sector (Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março).

- ♦ A reestruturação da organização empresarial do Estado, no sector da electricidade, tendo em vista a sua futura privatização (Decreto-Lei n.º 7/9.1, de 8 de Janeiro, e Decreto - Lei n.º 131/94, de 19 de Maio).

A discussão da política da criação do Mercado Interno de Energia dinamizou o processo de liberalização do sector eléctrico nacional. Reorganizada a estrutura da EDP, primeiro através da sua transformação em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, posteriormente pela sua cisão dando origem a um grupo de empresas, no sentido da desverticalização do sector, impunha-se a consagração de um quadro legislativo mais consentâneo com as novas tendência de desenvolvimento do sector eléctrico e com os princípios subjacentes à Directiva de Mercado Interno de Electricidade. O quadro legislativo determinado por estas realidades, cujo processo de revisão entretanto agora se iniciou com a publicação dos Decretos-Lei n.os 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, e dos Decretos-lei n.ºs 36/2004 e 192/2004, respectivamente de 26 de Fevereiro e de 17 de Agosto, que estabelecem as disposições aplicáveis à elegibilidade de todos os consumidores de energia eléctrica, isto é, o direito de cada um poder escolher o seu fornecedor, e que deverá estar concluído com a aprovação de uma nova lei de bases do sector eléctrico, apresentou as seguintes características:

- ♦ Redefinição do Sistema Eléctrico Nacional.

- Liberalização progressiva e limitada do exercício das actividades.

- Definição da existência de um sector de obrigações de serviço público e de um sistema de mercado.

- Relacionamento comercial dos dois sistemas numa lógica de complementaridade e de partilha de benefícios.

- Regulação das actividades das empresas por uma autoridade reguladora independente.

- Reprivatização da estrutura empresarial do Estado.

Antecipando-se à aprovação da Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns aplicáveis ao mercado interno de electricidade, foi publicado um conjunto de diplomas destinados a regular o sector eléctrico, que ficaria a ser vulgarmente designado como o “pacote” legislativo de 1995. Este “pacote legislativo” foi constituído por um conjunto de Decretos-Lei, publicados em 27 de Julho de 1997, com numeração seguida de 182 a 188. Retomando os princípios já consagrados no Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março, o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, estabeleceu as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

Na definição normativa, os objectivos do funcionamento do sector eléctrico foram consignados da seguinte forma:

- Oferta de energia eléctrica em termos adequados às necessidades dos consumidores, em termos quantitativos e qualitativos.

- Racionalidade e eficiência na utilização dos meios, desde a produção ao consumo.

- Utilização racional dos recursos naturais, através da preservação e da manutenção do equilíbrio ecológico.

Quanto à sua organização, o SEN ficou a compreender dois sistemas:

- O Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), que se rege por uma lógica de obrigações de serviço público.

- O Sistema Eléctrico Independente, que fundamentalmente se rege por uma lógica de mercado.

Embora a lógica de funcionamento destes sistemas seja diferente, os seus objectivos são, por força do estabelecido no Art.º 2.º, convergentes para a finalidade geral do SEN.

Como parte integrante do SEN integra-se a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP e das relações comerciais entre o SEP e o SENV. Esta regulação baseia-se no princípio da coexistência dos dois sistemas e na garantia de serem observadas condições de transparência e de igualdade de tratamento e de oportunidades. Na justificação preambular deste diploma, à regulação pública independente foram cometidas as funções de estabelecer os mecanismos de regulação do SEN, tendo em vista assegurar as condições que possam conferir uma racionalidade económica e uma maior confiança aos diversos operadores do sector eléctrico. No propósito desta racionalidade económica integra-se a introdução de mecanismos de concorrência com a definição de níveis de abertura de mercado, nos termos que lhe foram atribuídos no Art.º 48.º, expressos na definição de clientes elegíveis (clientes que podem escolher o seu fornecedor), bem como na fixação de condições que possam maximizar a partilha de benefícios resultantes da exploração conjunta dos sistemas.

Com a integral liberalização do sector, que está em curso, com a aceleração da realização do Mercado Interno de Energia e neste contexto com a criação do MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) deixa de fazer sentido esta classificação organizativa, devendo falar-se de um único sistema onde estão consagradas obrigações de serviço público que assegurem a defesa dos consumidores.

#### 4.2 A Regulação da ERSE no sector eléctrico

A Directiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, estabeleceu as regras comuns relativas à produ-

ção, transporte e distribuição de electricidade, definindo as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector, ao acesso ao mercado, bem como os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes. As disposições desta Directiva inserem-se na criação do Mercado Interno de Energia, cuja organização e funcionamento radica na liberdade de iniciativa, segundo critérios não discriminatórios e transparentes, e no seu funcionamento ao abrigo das regras de mercado, na promoção dos princípios da concorrência.

A Directiva, tendo em consideração as condições específicas associadas à organização e ao funcionamento dos sectores eléctricos de cada um dos Estados-Membros, estabeleceu um regime gradual e faseado para a abertura de mercado, adoptando um modelo de fixação de quotas de acordo com os termos estabelecidos no seu Art.º 19.º. Determinou que a quota inicial, calculada com base na quota comunitária de electricidade consumida pelos consumidores finais com consumos superiores a 40 GWH, por local de consumo, incluindo a autoprodução, seria progressivamente aumentada durante um período de seis anos. No quadro desta disposição, transferiu para os Estados-Membros a obrigação de adopção de medidas necessárias para assegurar a abertura de mercado, designadamente a publicação dos critérios de definição dos clientes elegíveis com direito a escolher o seu fornecedor de energia eléctrica.

Para efeitos de abertura de mercado, atribuiu à Comissão Europeia a competência para a fixação anual da quota mínima a observar em todos os Estados-Membros. A determinação da quota mínima para o ano seguinte, publicada pela Comissão Europeia até 1 de Novembro de cada ano, resulta do quociente entre o total dos consumos dos consumidores que no ano anterior registaram um consumo superior às quantidades definidas na Directiva, pelo total dos consumos nacionais registados no mesmo ano. A Directiva determinou que e o

cálculo da quota mínima deveria ser efectuado nos consumos dos com consumos superiores às seguintes quantidades:

- + 40 GWH, para definição da quota mínima de 1999 e anos anteriores.
- + 20 GWH, para definição de quota mínima nos anos de 2000, 2001 e 2002.
- + 9 GWH, para os anos a seguir a 2002.

Os valores publicados da quota mínima de abertura de mercado para 1999 e 2000 foram, respectivamente, 26, 48% e 30, 27%. O valor para 2001 foi fixado em 30,20%.

Por força do disposto no Art.º 48º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, ficou a competir à ERSE a fixação dos consumos mínimos que permitiram até ao presente atribuir aos clientes elegíveis o estatuto de cliente não vinculado, ou seja, os clientes consumidores de energia eléctrica em Media Tensão e em Alta Tensão que, nos termos deste preceito, podiam escolher o seu fornecedor fora do SEP. De igual modo, de acordo com a mesma disposição, ficou a competir à ERSE a fixação do período de pré-aviso de adesão ao SENV.

Considerando a percentagem de energia que o distribuidor vinculado em MT e AT podia adquirir fora do SEP (parcela livre), fixada em 8% do total das suas necessidades para fornecer os seus clientes, verificou-se que, no período 1999-2002, a abertura de mercado em Portugal atingiu valores superiores a 33%.

As medidas adoptadas pela ERSE sobre a abertura de mercado colocou o sector eléctrico, em termos de concorrência, a níveis semelhantes aos verificados na Itália, França, Irlanda, Bélgica, Áustria e Grécia.

Por deliberação da ERSE, n.º 92-A/99, a quantia mínima de elegibilidade das instalações consumidoras de energia eléctrica, ou seja para atribuição do estatuto de cliente não vinculado, foi fixada em 9 GWH. Com a revisão regulamentar operada pela ERSE, ocorrida em 2001, foram simplificados os procedimentos administrativos para a atribuição do estatuto de cliente não vinculado, estabelecendo-se, no que se refere à quantia mínima prevista



no Art.º 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, apenas a condição de as instalações consumidoras não terem consumo nulo.

O processo de atribuição do estatuto de cliente não vinculado encontra-se estabelecido na Secção I do Capítulo X do Regulamento de Relações Comerciais em vigor. Relativamente ao regulamento editado pela ERSE em 1998, que já consagrava um processo simples e expedito, traduz-se num procedimento administrativo ainda mais simplificado, constituindo-se, assim, dentro dos limites que a lei lhe permite, um instrumento idóneo para a promoção do regime concorrencial decorrente do desenvolvimento do SENV. Actualmente, pela publicação dos Decretos-lei n.ºs 36/2004 e 192/2004 e pela recente revisão do Regulamento de Relações Comerciais, todos os consumidores de energia eléctrica são considerados clientes elegíveis, pelo que o referido estatuto é concedido a todos os consumidores.

A acompanhar as medidas tomadas no âmbito de abertura de mercado, a ERSE criou simultaneamente as condições necessárias que possibilitam a sua concretização, viabilizando o exercício dos direitos dos agentes.

Por um lado, aprovou o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações que estabeleceu as disposições regulamentares apropriadas à materialização do direito de acesso às redes do SEP pelos clientes elegíveis, assegurando-lhes:

- A transparência dos procedimentos.
- A igualdade de tratamento e de oportunidades.
- O acesso à informação em termos adequados e oportunos.
- A celebração de acordo de acesso e operação das redes mediante a aprovação de um contrato-tipo, adoptando um clausulado transparente e simples, evitando os abusos de posição dominante.
- A fixação de tarifas de uso de redes em igualdade de tratamento com as tarifas praticadas para os clientes do SEP, criando assim as condições para que o direito de escolha do

fornecedor pelos clientes elegíveis se processe segundo mecanismos de concorrência efectiva.

- A adopção de incentivos ao desenvolvimento das redes e ao aumento das suas capacidades de recepção e de transporte, facilitando a sua ligação às instalações dos clientes.

- A divulgação através de publicações e dos meios informáticos das condições de elegibilidade dos clientes, bem como do acesso às redes do SEP.

- A prestação de informação aos interessados e a garantia do acesso à mesma informação junto das empresas reguladas.

Por outro lado, no âmbito do relacionamento comercial entes os dois sistemas -SEP e SENV, o Regulamento de Relações Comerciais consagrou um conjunto de disposições indutoras da transparência deste relacionamento e da promoção da partilha de benefícios que podem ser extraídos da gestão conjunta dos sistemas.

Acresce referir que todas as medidas adoptadas tiveram como preocupação última o benefício dos interessados, isto é, dos consumidores.

#### **4.3. A regulação da ERSE no sector do gás natural**

O processo de introdução em Portugal do gás natural iniciou-se com a publicação do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, que definiu o regime das actividades de importação, aprovisionamento, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural. Estas actividades foram consideradas de interesse público e o seu exercício ficou sujeito ao regime de concessão de serviço público. Ao referido diploma, modificado pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 7 de Fevereiro, que introduziu as figuras de, licença de serviço público e de serviço privativo, sucedeu-lhe um conjunto de legislação que regulou as bases das concessões, o regime de servidões, os projectos do sistema, as condições de segurança e os requisitos dos grupos profissionais.

A experiência de regulação da ERSE em relação ao gás natural é recente, sendo que actual-

mente ainda não tem o exercício de competências em matérias tarifárias.

Acresce que, à luz das Directivas comunitárias sobre a liberalização do mercado do gás natural (98/30/CE, de 22 de Julho, e 2003/55/CE, de 26 de Junho), o mercado português é considerado um mercado emergente, significando isto que goza de uma derrogação relativa ao cumprimento das disposições aplicáveis à abertura de mercado. Esta derrogação termina em 2007, sendo que o mercado deve estar totalmente liberalizado até 2012.

Sem embargo do referido, a ERSE tem exercido as suas competências no âmbito da regulação do gás natural no domínio do relacionamento comercial entre os operadores e os consumidores, na prestação de informação, na decisão de reclamações e na promoção da resolução de conflitos, nomeadamente através do recurso à resolução extrajudicial de conflitos.

#### 4.5 A Regulação e liberalização no sector energético

Da “Cimeira de Lisboa” (ano 2000) resultou o compromisso dos Estados-Membros dinamizarem o processo de liberalização dos mercados da electricidade e do gás natural, no sentido da realização do Mercado Interno de Energia, livre e concorrencial.

Aquele compromisso teve finalmente tradução na aprovação da Directiva 2003/54/CE e na Directiva 2003/55/CE, ambas de 26 de Junho, do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabeleceram as novas regras comuns aplicáveis à organização e ao funcionamento dos mercados internos da electricidade e do gás natural.

O funcionamento de um mercado interno de energia, livre e concorrencial, constitui um dos objectivos estabelecidos por estas Directivas. Tendo por finalidade a defesa dos interesses dos agentes económicos e dos consumidores, a regulação independente representa, na consideração destas directivas, um instrumento indispensável para que aqueles objectivos possam ser atingidos. Assim, considerando o

papel das autoridades reguladores independentes no processo de abertura do mercado, nomeadamente nos domínios dos serviços de interesse geral, como seja a energia, as Directivas atribuíram a estas entidades um conjunto de atribuições que asseguram a transparência e a concorrência no sector. Trata-se de um papel activo adequado à concretização dos objectivos associados à realização do Mercado Interno da Energia, compatibilizando a promoção dos mecanismos de concorrência com a definição de obrigações de serviço público.

Relevando o papel das autoridades reguladoras independentes, as Directivas, para impedir a discriminação dos agentes, promover a concorrência efectiva e o bom funcionamento do mercado, conferem àquelas entidades um conjunto de atribuições, idóneas para o efeito, designadamente a adopção de normas e de mecanismos destinados a assegurar:

- + A gestão e a atribuição das capacidades de interligação das redes.
- + A resolução de situações de congestionamento das redes.
- + A separação efectiva de contas.
- + As condições de tarifas de ligação.
- + O nível de transparência e de concorrência.
- + A aprovação de tarifas de acesso às redes.
- + A prestação de serviços de compensação.
- + A existência de tarifas que protejam os consumidores mais vulneráveis.

Estas Directivas deveriam ter sido transpostas até 1 de Julho de 2004, o que ainda não ocorreu. A sua transposição deve, na nossa óptica, ter enquadramento numa lei de bases do sector energético, aprovada pela Assembleia da República, quer pela importância que a energia representa na economia portuguesa, quer porque estão em causa matérias de competência reservada a este órgão de soberania, como sejam as competências dos municípios na distribuição de energia eléctrica, a definição de um regime sancionatório específico, a atribuição de competências administrativas a entidades a funcionar no âmbito do MIBEL, bem como a eventual consagração de mecanismos de ar-

bitragem necessária. Neste quadro, espera-se que as competências da ERSE sejam as que as referidas Directivas têm como necessárias para as entidades reguladoras sectoriais.

## **5. A regulação da ERSE, a concorrência e a defesa dos consumidores**

### **5.1 A promoção da concorrência**

No âmbito dos seus actuais Estatutos, a ERSE tem atribuições na promoção da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural, atribuições que são reafirmadas pelas Directivas do Gás e de Electricidade.

A recente criação da Autoridade da Concorrência, pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, e a aprovação, pela Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, do novo regime jurídico da concorrência, suscitam a questão de qual é o papel que está reservado para as autoridades reguladoras sectoriais em matéria de concorrência.

A pergunta assume inteira pertinência.

Para se responder com propriedade à questão colocada, impõe-se, à luz das atribuições e das competências de cada uma destas entidades, distinguir quais os domínios específicos da sua esfera de actuação.

No domínio da concorrência, distinguem-se substantivamente dois níveis de actuação:

- + Ex ante
- + Ex post

O primeiro é por excelência o campo de actuação das autoridades reguladoras sectoriais. Com efeito, actuando especificamente em sectores que estiveram durante muito tempo vedados à iniciativa privada e em que se desenvolvem processos de liberalização gradual, cabe às autoridades reguladoras sectoriais assumir-se como instrumentos activos na promoção e na criação de condições de concorrência.

O segundo, que fundamentalmente se relaciona com a verificação do cumprimento das regras do sector já abertos à concorrência, é o campo de actuação dominante da Autoridade da Concorrência.

Os dois níveis não se excluem. Antes se conjugam. A articulação entre estas entidades e a com-

patibilização entre os dois níveis estão assegurados, ainda que a forma não seja a mais perfeita, quer pelo Decreto-Lei n.º 10/2003 (Art.º 6.º), quer pela Lei n.º 18/2003 (Art.º 29.º), quer ainda pelos Estatutos da ERSE.

### **5.2 A defesa dos consumidores**

Estatutariamente, a ERSE tem competências expressas na defesa dos consumidores, nomeadamente nos mais vulneráveis. Na sua actuação, conta com a participação das associações dos consumidores, quer ao nível da sua actividade regulamentar, quer ao nível das decisões com repercussão na sua esfera de interesses. Para melhor corresponder às exigências que lhe são impostas pelas suas competências, criou um serviço - NACE - Núcleo de Apoio aos Consumidores de Energia.

## **6. Conclusão**

A promoção da concorrência nos serviços públicos e a regulação pública independente - na qual se integra a ERSE - processa-se na harmonização de uma trilogia de Interesses que dimanam da leitura do Art.º 81.º da CRP:

- + O interesse público traduzido no desenvolvimento social e económico.
- + O interesse e a protecção dos consumidores destinatários dos serviços, assegurando preços acessíveis e a qualidade do serviço.

O interesse dos agentes económicos, no respeito da sua liberdade de iniciativa e de organização.

- + A concorrência constitui um instrumento necessário para a realização destes interesses. Enquanto instrumento e não objectivo em si mesmo, deve conferir aos sectores públicos mais qualidade e maior eficiência dos recursos e dos meios a utilizar, mas também trazer mais benefícios para os consumidores, quer quanto à garantia do acesso universal, quer quanto à qualidade dos serviços e acessibilidade dos preços. A concorrência é necessária e deve ser promovida. No entanto, na sua promoção, não deve esquecer-se de que o consumidor deve ser a medida da actividade económica.

# **O PAPEL DA ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO NA PROTECÇÃO DOS DIREITOS E INTERESSES DOS CONSUMIDORES**

**Eugénia Alves**

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em Março de 1998



## Resumo

*Este estudo, elaborado em Março de 1998, analisa o papel da ERSE na protecção dos direitos e interesses dos consumidores de energia eléctrica. São analisadas as competências legalmente atribuídas à ERSE, com especial destaque para as que se referem à protecção dos consumidores. Verifica-se que a Entidade Reguladora tem um papel fundamental na protecção dos direitos e interesses dos consumidores, que resultam das competências que lhe estão atribuídas na Lei e nos seus Estatutos, designadamente as seguintes: aprovação de regulamentos; aprovação de tarifas e preços; inspecção dos registos de reclamações apresentadas pelos consumidores; instrução de processos de contra-ordenação e consequente aplicação de coimas em caso de infracções cometidas pelas empresas reguladas.*

*Palavras-chave – protecção dos consumidores; competências da ERSE; resolução de conflitos.*

## 1. Introdução

A Entidade Reguladora do Sector Eléctrico é uma pessoa colectiva de direito público, regendo-se pelo Dec. Lei nº 187/95, de 27 de Julho, que a criou, pelos seus estatutos, aprovados pelo Dec. Lei nº 44/97, de 20 de Fevereiro, que por sua vez alterou o atrás citado diploma, e pela demais legislação aplicável. Subsidiariamente a Entidade Reguladora submeter-se-á ao regime jurídico das empresas públicas.

Por força da alínea b) do art. 3º do Dec. Lei nº 187/95, bem como da alínea b) do art. 2º dos seus estatutos, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) vê definido como um dos seus objectivos “Proteger os interesses dos

consumidores, em relação aos preços, serviços e qualidade do abastecimento”. E ainda que de uma forma não tão precisa, os restantes objectivos enunciados acabam por reflectir a preocupação decorrente do objectivo transcrito, designadamente a alínea f) dos mesmos estatutos segundo a qual a actuação da ERSE deverá “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo de energia eléctrica”.

A Lei de Defesa do Consumidor (Lei nº 24/96, de 31 de Julho) apresenta-nos o consumidor como a pessoa singular, a quem será prestado um serviço para uso não profissional, pelo que, no sector eléctrico este conceito ficaria confinado ao consumidor doméstico. Todavia, e sem descurar as acrescidas atenções que nos merece o consumidor propriamente dito, no sector eléctrico ele assume uma maior amplitude, pese embora alguma diferenciação necessária em razão das características técnicas, nomeadamente o nível de tensão da energia utilizada.

Em abono de um alargamento do conceito de consumidor de energia eléctrica existe como referência inegável a nova lei relativa aos serviços públicos essenciais (Lei nº 23/96, de 26 de Julho), que, talvez pela natureza dos mesmos, cria mecanismos de protecção aplicáveis a todos os utentes de tais serviços, sejam pessoa singular ou colectiva.

Na sequência do trabalho anterior, intitula-

do de “Os direitos dos consumidores no sector eléctrico”, este estudo vem agora considerar as competências legalmente atribuídas à ERSE, especialmente no que se refere à prossecução do seu objectivo de protecção dos consumidores.

Como entidade administrativa incumbem-lhe uma função reguladora do sector eléctrico, bem como a fiscalização do cumprimento das respectivas regras, de acordo com o procedimento administrativo. E no desenvolvimento deste papel como autoridade administrativa, a ERSE poderá proferir decisões condenatórias através da instrução de um processo próprio, sempre que a prática de um facto se revele numa infracção que a lei classifique expressamente de contra-ordenação.

Por último, procuraremos descobrir algumas das acções que poderão ser levadas a cabo pela Entidade Reguladora no exercício do seu dever de fomentar a arbitragem voluntária como mecanismo de resolução dos conflitos comerciais e contratuais concretos que envolvam os consumidores.

A garantia do interesse público implica uma maior ingerência da lei não só nos contornos das actividades a desenvolver, mas também no relacionamento a estabelecer entre os intervenientes, neste caso, do sector eléctrico. A submissão ao direito administrativo, enquanto ramo do direito público, demonstra a necessidade dessa garantia e permite o exercício de competências de regulação e de fiscalização por entidades que são qualificadas de autoridades administrativas.

As restrições à liberdade das partes no seu relacionamento comercial e contratual serão igualmente fundamentadas na salvaguarda do interesse público, resultando, por vezes, na imposição de obrigações de serviço público, ainda que neste domínio se reserve sempre uma maior margem à vontade dos intervenientes na estipulação recíproca dos respectivos direitos e deveres.

Deste modo, a actuação da ERSE será distinta em cada situação, consoante a mesma possa

configurar um incumprimento das regras estabelecidas para a actividade ou se trate de um conflito de relacionamento comercial e contratual, sem prejuízo de se revelarem as duas ocorrências num só caso concreto.

## 2. A Entidade Reguladora como Entidade Administrativa

Como pessoa colectiva de direito público a ERSE sujeitar-se-á ao conjunto de normas que compõem o chamado direito administrativo e, designadamente, às disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo, aprovado pelo Dec. Lei nº 442/91, de 15 de Novembro, já revisto pelo Dec. Lei nº 6/96, de 31 de Janeiro.

O Código do Procedimento Administrativo (C.P.A.) aplica-se a todos os órgãos da Administração Pública que, no desempenho da actividade administrativa de gestão pública, estabeleçam relações com os particulares, bem como aos órgãos do Estado, ainda que não integrados na Administração Pública, que desenvolvam funções materialmente administrativas. Este modo de proceder perante os particulares, consubstanciado no referido código tem, entre outros, o propósito de:

- + Assegurar a informação dos interessados e a sua participação na formação das decisões que lhes digam respeito;
- + Salvar em geral a transparência da acção administrativa e o respeito pelos direitos e interesses legítimos dos cidadãos.

Na sua *função de reguladora* caberá à ERSE estabelecer as regras de funcionamento do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de relacionamento entre este e o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), o que realizará através da elaboração e emissão do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento do Despacho e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, acrescentando a preparação da proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço, fiscalizando o cumprimento dos mesmos.

No campo específico da regulação é de notar que, antes de proceder a qualquer alteração de algum regulamento da sua competência, a Entidade Reguladora deverá comunicar esse processo, designadamente às associações de consumidores, facultando-lhes o acesso ao respectivo texto, bem como a todas as sugestões apresentadas.

A representação dos consumidores, a par da dos restantes intervenientes no sistema eléctrico, moldando o próprio funcionamento da Entidade Reguladora é feita através dos seus órgãos - Conselho Consultivo e Conselho Tarifário. Ambos os órgãos integram na sua composição dois representantes das associações de consumidores, de âmbito nacional e de interesse genérico, adicionando um representante do Instituto do Consumidor no Conselho Tarifário, com a função de coordenar o mesmo.

Em conformidade com os próprios estatutos, o Conselho Consultivo pronunciar-se-á sobre as propostas de alteração dos regulamentos cuja emissão seja da competência da ERSE, excepcionando o regulamento tarifário, cuja revisão e a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços pertencem, naturalmente, ao Conselho Tarifário.

A audiência dos interessados como obrigação de quem tem competência regulamentar, prevista genericamente no próprio Código do Procedimento Administrativo, tem a sua expressão na apreciação dos textos dos regulamentos, das suas revisões e alterações pelos representantes dos consumidores, bem como pela Direcção-Geral de Energia, pela entidade concessionária da RNT e pelos titulares de licença.

A previsão expressa da participação das referidas entidades nos processos de alteração dos regulamentos, quer no Dec. Lei nº 187/95 (art. 20º) quer nos estatutos da ERSE

(art. 6º), pressupõe um funcionamento pleno da Entidade Reguladora, com a consequente vigência dos regulamentos por ela elaborados e emitidos. Pelo que, é necessário ir um pou-

co além da interpretação literal, buscando no espírito da lei (interpretação extensiva) a participação das mesmas entidades no próprio processo de elaboração dos regulamentos.

O princípio da especialidade, com maior vigor no direito público, determina que não sejam válidos os actos que sejam praticados fora do quadro das atribuições resultante expressamente da lei. Tais actos, de acordo com o C.P.A., seriam nulos, não produzindo, por isso, quaisquer efeitos na esfera jurídica dos seus destinatários.

Neste sentido, foi na própria lei que indagámos das competências atribuídas à Entidade Reguladora que concretizam de alguma forma a preocupação pelos direitos e interesses dos consumidores.

Assim, e em relação às actividades de transporte e de distribuição, respectivamente, “A Entidade Reguladora pode, regularmente, inspecionar os registos das reclamações dos consumidores apresentadas (...) à entidade concessionária da RNT e às entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição e seleccionar exemplos de queixas que se integrem no âmbito das suas competências para posterior investigação” (art. 9º do Dec. Lei nº 187/95).

Por outro lado, e desde que se trate de matéria da sua competência, a ERSE, por sua iniciativa ou a solicitação do Ministério da Economia, pode conduzir inquéritos. O inquérito substancia um procedimento fiscalizador sobre factos de que a autoridade administrativa tome conhecimento, seja através de uma fonte externa (por denúncia ou por meio de comunicação social ou outro) seja durante a realização de uma fiscalização/ inspecção. Conduzir um inquérito é promover todas as acções necessárias à averiguação do assunto a investigar, no fim do qual será elaborado um relatório completo que fundamentará ou não a tomada das medidas adequadas. Se o inquérito for solicitado pelo Ministério da Economia é a este que pertence a execução das medidas convenientes, após a entrega do relatório pela ERSE.

Mas a protecção dos consumidores também



assentará, necessariamente, numa actuação mais ampla de promoção dos seus direitos e interesses, concretizável por variadas formas, desde a informação materializada em folhetos ou brochuras até às campanhas ou acções de sensibilização ou mesmo de formação, sobretudo no âmbito do relacionamento comercial e da qualidade de serviço. A informação, clara e completa, continua a ser o melhor instrumento para um exercício adequado dos direitos atribuídos, contribuindo para uma efectiva prevenção dos conflitos.

Para além da publicação no jornal oficial - Diário da República - dos próprios regulamentos, como qualquer acto normativo, a obrigatoriedade de publicação dos preços, pelo mesmo meio, parece reflectir uma necessidade especial de informação e cuja função será, sem dúvida, a de contribuir para a satisfação do objectivo da Entidade Reguladora em proteger os interesses dos consumidores em relação aos preços da energia eléctrica.

Partindo do geral para o particular não podemos deixar de nos deter numa reflexão, a qual se prende com o eventual comportamento da ERSE perante um pedido de informação ou uma reclamação que lhe seja apresentado por um consumidor.

Deste modo, e se atendermos à incumbência da Entidade Reguladora de inspeccionar os registos das queixas dos consumidores junto da concessionária da RNT e das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição, bem como a de solicitar informações às mesmas, terá, por maioria de razão, todo o interesse em conhecer das situações que lhe serão suscitadas directamente pelos consumidores. E nestes casos a ERSE terá um motivo concreto para requerer, se for caso disso, que a empresa cuja acção foi questionada se pronuncie sobre a mesma, ou ainda a correcção da irregularidade que tenha sido cometida, sob pena de poderem ser tomadas as medidas exigidas para a reposição da normalidade.

De acordo com o *procedimento administrativo*, a ERSE decidirá sobre os assuntos da sua competência, praticando o correspondente acto administrativo. A iniciativa desta tramitação poderá decorrer quer da apresentação de um pedido, reclamação ou queixa de um particular (não público), quer do conhecimento officioso de uma situação. A decisão administrativa pressupõe a instrução do procedimento (recolha de elementos de prova) e esta, uma vez concluída, deverá dar lugar à audiência dos interessados, a fim de se pronunciarem sobre as questões em apreço.

Ao abrigo do mesmo quadro normativo, a ERSE obriga-se a informar o particular que lhe solicite esclarecimento sobre o andamento de procedimentos em que o mesmo seja directamente interessado ou prove ter interesse legítimo em tais elementos. Segundo o art. 61º e seguintes do C.P.A., as informações em causa deverão ser fornecidas no prazo máximo de 10 dias.

Com a decisão final (prática do acto administrativo), a ERSE deverá notificar o destinatário do acto para proceder em conformidade com o mesmo. Os actos administrativos podem ser objecto de reclamação ou de recurso administrativo, que poderão determinar ou não a revogação do acto, ou ainda de recurso contencioso, neste caso para os tribunais administrativos.

A capacidade sancionatória atribuída à Entidade Reguladora será devidamente descrita quando nos detivermos mais adiante na competência para a instrução de processos de contra-ordenação e a consequente aplicação de coimas.

Posto isto, parece concluir-se que a Entidade Reguladora não só tem competência para solicitar informações junto das entidades que se relacionam com os consumidores, como deverá requerê-las perante um pedido ou reclamação que lhe seja dirigido, motivando ou não a instrução de um procedimento que poderá culminar na prática de um acto administrativo sobre as questões suscitadas.

### 3. A Competência para a Instrução de Processos de Contra-Ordenação

Sempre que um determinado comportamento se revele numa infracção que a lei qualifica de contra-ordenação, e se enquadre nas suas competências, a Entidade Reguladora instruirá o processo correspondente.

O ilícito de mera ordenação social, consagrada a partir de 1979, tem vindo a assumir uma relevância prática, na medida em que tem mostrado a melhor adequação ao tipo de sanção que se pretende aplicável ao incumprimento de determinadas regras.

A violação de algumas regras não justifica a medida de censurabilidade, porque menos grave, prevista para o direito penal, nem mesmo uma intervenção judicial imediata, o que motivou a atribuição da competência nestas áreas às autoridades administrativas fiscalizadoras, mas sem diminuição das garantias aplicáveis nos procedimentos judiciais de natureza criminal.

O regime contra-ordenacional assenta, actualmente, no Dec. Lei nº 433/82, de 27 de Outubro, já alterado pelo Dec. Lei nº 356/89, de 17 de Outubro e pelo Dec. Lei nº 244/95, de 14 de Setembro.

Obedecendo aos princípios da legalidade e da tipicidade, só será contra-ordenação “(...) o facto ilícito e censurável que preencha um tipo legal no qual se comine uma coima”. Pelo que, a ERSE processará as contra-ordenações que se encontrem expressamente previstas e punidas por lei, que sejam da sua competência. A conclusão pela existência de contra-ordenação determina a aplicação de uma coima (pena pecuniária) e eventualmente outras sanções acessórias.

À Entidade Reguladora do Sector Eléctrico foi atribuída competência para o *processamento de contra-ordenações* aos níveis da produção, do transporte e da distribuição de energia eléctrica, de acordo com o disposto, respectivamente, nos Decretos-Lei nºs 183/95, 185/95 e 184/95, todos de 27 de Julho, para além da fundamentação para tal prevista nos próprios

estatutos (art. 6º).

Nos domínios da produção, do transporte e da distribuição de energia eléctrica, constituem contra-ordenação:

- + a inobservância das regras de relacionamento comercial;
- + o não envio da informação requerida no âmbito das suas competências;
- + o não permitir ou dificultar o acesso da fiscalização às instalações ou aos documentos relativos ao exercício da actividade .

Para as actividades de distribuição e de transporte configuram igualmente o mesmo tipo de infracção:

- + a aplicação a clientes de tarifas ou preços que não tenham sido aprovados.

Por fim, para a produção e para o transporte, respectivamente, consubstanciam ainda contra-ordenação:

- a inobservância das decisões do despacho centralizado;
- a inobservância das regras de ligação, de utilização e de exploração das redes.

O elenco legal de contra-ordenações acima enunciado parece apresentar-se um pouco genérico, talvez porque o suporte legislativo antecede a concretização de muitas das regras - tarefa dos regulamentos . Contudo, a competência regulamentar não comporta a faculdade de criar novas infracções, nem mesmo quando estas possam reconhecer-se como uma das formas abrangidas pelas contra-ordenações tipificadas .

Na verdade, os princípios da legalidade e da tipicidade, já atrás descritos, determinam que só aos actos normativos com força de lei (lei e decreto-lei) seja permitida a qualificação de comportamentos como contra-ordenação.

Assim sendo, e sem desrespeito de tais princípios, parece admitir-se tão-só e apenas que os regulamentos venham eles próprios atribuir maior ou menor gravidade à violação das regras que estabelecem, graduando, deste modo, as contra-ordenações já previstas.

Em conformidade com o já mencionado

anteriormente, à aplicação da coima, cujos montantes mínimos e máximos estão igualmente delimitados por lei, podem acrescer sanções acessórias, também enunciadas no próprio regime geral das contra-ordenações. Deste modo, e de acordo com os Dec. Lei n.ºs. 183/95, 184/95 e 185/95, se do julgamento de um processo de contra-ordenação a Entidade Reguladora entender necessário, poderá propor à Direcção-Geral de Energia a revogação ou a suspensão, esta última segundo os seus estatutos, da respectiva licença.

Se a DGE não concordar com a sanção acessória proposta deverá submeter o assunto ao Ministro da Economia (competência delegada no Secretário de Estado da Indústria e Energia) que proferirá a decisão final.

Na sequência do já exposto acerca da actualização da ERSE como entidade administrativa, a violação das regras que possam constituir contra-ordenação podem ser denunciadas pelos consumidores, genericamente representados ou individualmente considerados.

Em bom rigor, a iniciativa do processo de contra-ordenação pode partir da denúncia ou por ofício de uma autoridade policial ou administrativa com poderes de fiscalização. Passando à fase de instrução do processo serão recolhidos todos os elementos de prova necessários à tomada de uma posição, culminando na proposta de decisão, fundamentada factual e juridicamente. O infractor (arguido) terá, naturalmente, o direito de se defender antes de ser decidida a aplicação de uma coima, e, para o efeito, a lei estabelece um “prazo razoável”, cabendo à autoridade administrativa estipular o prazo em função, entre outros, do tipo de infracção e da gravidade dos factos.

A decisão sobre o assunto em apreço poderá ser simplesmente o arquivamento dos autos ou então a condenação do infractor no pagamento de uma coima. A determinação concreta do valor pecuniário a pagar obedecerá aos critérios da gravidade da contra-ordenação, da culpa, da situação económica do seu autor, e ainda do benefício económico que retirou da sua prática.

Notificado o infractor (ou o seu representante legal e seu mandatário, caso exista), este poderá interpor recurso da decisão administrativa, no prazo de 20 dias a contar do seu conhecimento. A ERSE deverá receber o recurso, apondo-lhe carimbo de entrada e entregando cópia, também carimbada, ao recorrente, tomando uma das seguintes posições:

- ou remete o recurso para o Ministério Público, e o processo passará a correr os seus trâmites no tribunal competente ;

- ou revoga a decisão condenatória .

Todo este processo encontra-se regulado no regime geral das contra-ordenações, assente nos diplomas já mencionados.

#### 4. A Competência para a Resolução de Conflitos Comerciais ou Contratuais

Segundo os próprios estatutos da ERSE caberá a esta *fomentar a arbitragem voluntária* como mecanismo de resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual que possam resultar do relacionamento entre a concessionária da RNT, as entidades titulares de licenças de produção ou distribuição e os consumidores. A referida competência já havia sido contemplada pelo diploma que criou a Entidade Reguladora, no seu art. 21º.

A arbitragem voluntária rege-se, actualmente, pela Lei

nº 31/86, de 29 de Agosto, que logo no seu art. 1º estabelece que “Desde que por lei especial não esteja submetido exclusivamente a tribunal judicial ou a arbitragem necessária, qualquer litígio que não respeite a direitos indisponíveis pode ser cometido pelas partes, mediante convenção de arbitragem, à decisão dos árbitros”. Ou seja, desde que se trate de conflitos em que possam estar em causa direitos sobre os quais as partes envolvidas podem dispor livremente, celebrar acordos, e a lei não determine que a sua resolução fique sujeita exclusivamente à intervenção de um tribunal judicial ou a outro órgão indicado para realizar arbitragem (necessária), o conflito poderá ser submetido, por vontade das partes, à decisão dos árbitros.

Como o próprio nome indica este tipo de arbitragem assenta na voluntariedade dos intervenientes nos conflitos, os quais celebram, para o efeito, uma convenção de arbitragem. E é, normalmente, na convenção de arbitragem que as partes procedem à designação dos árbitros, de um só árbitro ou de vários, mas sempre em número ímpar, salvo se perante a falta de acordo cada uma das partes escolher árbitros em número igual, caso em que pertencerá aos próprios árbitros indicar um outro árbitro que completará a constituição devida.

A par desta arbitragem ad hoc tem sido incrementada a chamada arbitragem institucionalizada, profissionalizando e atribuindo um carácter de permanência à actividade, através da criação de centros de arbitragem, de competência genérica ou especializada em razão da matéria.

Por remissão da própria lei de arbitragem, o Dec. Lei nº 425/86, de 27 de Dezembro veio aprovar o regime da outorga da competência para a realização da arbitragem de forma institucionalizada. A autorização de criação de centros de arbitragem é incumbência do Ministro da Justiça, especificando, designadamente, o carácter genérico ou específico da arbitragem.

A resolução de conflitos pela arbitragem voluntária tem como particularidade a possibilidade dos árbitros designados recorrerem aos juízos de equidade (justiça do caso concreto), em substituição do direito constituído (lei), desde que as partes o consintam. Ou seja, se houver acordo das partes e não se trate de uma relação jurídica indisponível, o(s) árbitro(s) pode(m) decidir segundo as circunstâncias da situação concreta, não se subordinando aos critérios normativos, por vezes muito rigorosos, que a lei fixa.

O Estado e outras pessoas colectivas de direito público podem igualmente celebrar convenções de arbitragem se para tal se encontrarem habilitadas por lei especial ou o conflito resulte de relações de direito privado. Neste sentido, a Entidade Reguladora não estaria, ou não estará, impedida de celebrar convenções de

arbitragem, visando a resolução de eventuais litígios em que seja interveniente directo.

Contudo, quando a lei prevê que a ERSE deverá fomentar a arbitragem voluntária parece pretender privilegiar esse mecanismo na resolução dos eventuais litígios decorrentes, tão somente, do relacionamento entre a concessionária da RNT, as entidades titulares de licença de produção e distribuição e os consumidores, cabendo à Entidade Reguladora incentivá-lo.

Com efeito, a ERSE não deixará de ser um terceiro na relação estabelecida entre as entidades mencionadas, e consequentemente no conflito que da mesma possa emergir. Pelo que, se a ERSE não pode substituir-se na declaração de vontade das partes envolvidas no diferendo, faltar-lhe-á legitimidade para celebrar as respectivas convenções de arbitragem.

Por idênticas razões, o estabelecimento de acordos com centros de arbitragem existentes só será praticável pelas entidades em conflito, limitando-se a Entidade Reguladora a fomentar e a impulsionar a iniciativa de recurso às arbitragens voluntárias, ou então, e porque não, a promover a criação de centro(s) de arbitragem com competência especializada para o relacionamento em apreço.

A arbitragem voluntária institucionalizada para o sector eléctrico talvez seja uma das medidas mais adequadas perante as condicionantes legais da Entidade Reguladora nesta área. Parecem indiscutíveis as vantagens da existência e do funcionamento de um centro de arbitragem com competência especializada em relacionamento comercial e contratual no sector eléctrico. Tratar-se-ia de uma verdadeira instância de recurso para os consumidores, com efeitos não só resolutivos em caso de conflito, mas também preventivos dos mesmos, pois assumir-se-ia igualmente como fonte de informação e esclarecimento aos consumidores.

No que toca à escolha e designação dos árbitros, na chamada arbitragem ad hoc, a Entidade Reguladora também só poderá ser chamada a intervir se as entidades em litígio entenderem, de comum acordo, solicitar-lhe essa tarefa, não

por sua iniciativa, mesmo nos casos em que as partes divergem de opinião quanto à composição do tribunal arbitral.

Naturalmente que a Entidade Reguladora não pode impor o recurso à arbitragem voluntária, mas poderá sempre sugerir-lo, e um dos meios de assegurar este mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos será, sem dúvida, a inclusão de uma cláusula compromissória nos contratos de fornecimento de energia eléctrica e outros, tendo por objecto, sempre que possível, a arbitragem voluntária como forma de resolução de conflitos. E nestes casos serão os próprios contraentes que se comprometem a recorrer à arbitragem voluntária para dirimir os eventuais litígios ocorridos entre ambos.

Este é, pois, o resultado de uma interpretação restritiva da lei, que pela sua letra parece ir mais além do supostamente pretendido pelo legislador. Na mesma ordem de ideias não podemos deixar de referir um outro exemplo de incentivo à arbitragem voluntária, agora especificamente no âmbito do transporte de energia eléctrica, através das próprias bases de concessão da RNT, aprovadas como anexo ao Dec. Lei nº 185/95, que reservam um capítulo à resolução de eventuais conflitos entre o concedente e a concessionária, mas também entre esta última, os produtores, os distribuidores e os terceiros que se encontrem ligados à RNT.

Para além da faculdade de celebração de convenções de arbitragem entre os intervenientes nas diversas relações jurídico-comerciais, a letra da Base XXXVI parece ainda atribuir a possibilidade dos mesmos sujeitos aderirem a processos de arbitragem realizados junto da Entidade Reguladora. Por todo o acima exposto, não podemos deixar de reiterar a necessidade de interpretar restritivamente a supra citada norma, encontrando-se uma possível intervenção da ERSE cerceada pelos condicionamentos legais também já descritos.

## 5. Conclusões

Em suma, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico é titular de um papel primordial na

protecção dos direitos e interesses dos consumidores, determinando expressamente a lei que também seja esse um dos seus objectivos. Para o efeito, a mesma lei beneficia-a com alguns meios, qualificando-a como pessoa colectiva de direito público, com poder de decisão administrativa, e prosseguindo com a atribuição de competência para o processamento de contra-ordenações e consequente aplicação de coimas.

No *foro administrativo* verificámos que à Entidade Reguladora, na prossecução da finalidade de proteger os consumidores compete, designadamente, o seguinte:

- + Preparar e emitir o Regulamento Tarifário, e as respectivas actualizações;
- + Estabelecer periodicamente os valores das tarifas e preços a aplicar, e respectiva publicação;
- + Preparar e emitir o Regulamento de Relações Comerciais e as suas revisões ou alterações;
- + Preparar a proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- + Fiscalizar o cumprimento das regras estabelecidas pelos Regulamentos acima indicados e dos demais emitidos pela ERSE;
- + Determinar que a entidade concessionária da RNT e os titulares de licença vinculada de distribuição compensem os consumidores, quando os padrões de qualidade de serviço não forem cumpridos;
- + Inspeccionar regularmente os registos das reclamações apresentadas pelos consumidores junto da concessionária da RNT e das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição;
- + Investigar as reclamações que foram seleccionadas aquando das inspecções periódicas;
- + Garantir, por competência própria ou através das entidades competentes, de que são tomadas as acções correctivas adequadas para repor a situação da normalidade, em caso de infracção praticada pela concessionária da RNT e pelas titulares de licença vinculada

relativa às condições comerciais de funcionamento do SEP;

- Solicitar ao presumível infractor a identificação das referidas acções adequadas, sob pena da própria Entidade Reguladora as definir por despacho ou ainda tomar as medidas apropriadas se aquelas acções não forem executadas;

- Conduzir, por sua iniciativa ou a solicitação do Ministério da Economia, inquéritos sobre matérias da sua competência.

Por outro lado, também descobrimos que muitas das infracções cometidas pelos intervenientes no sector eléctrico podem constituir uma das *contra-ordenações* tipificadas na lei, a qual atribui expressamente à ERSE competência para a instrução do correspondente processo e consequente aplicação de coimas aos níveis da produção, do transporte e da distribuição de energia eléctrica.

Já no campo *do relacionamento comercial e contratual*, o legislador aderiu por completo às vias alternativas de resolução de conflitos, incumbindo a Entidade Reguladora de fomentar o recurso aos mecanismos de resolução extrajudicial, *maxime* a arbitragem voluntária.

No campo da arbitragem voluntária destacámos a promoção da criação de um centro de arbitragem vocacionado para os diferendos emergentes de relações comerciais inerentes ao sector eléctrico, sem descurarmos outras formas de incentivo à arbitragem, designadamente, a inclusão de cláusula compromissória nesse sentido nos próprios contratos celebrados entre os vários actores do sistema eléctrico, ou até a possibilidade da Entidade Reguladora ser chamada à designação de árbitro na arbitragem *ad hoc* quando as partes por acordo o solicitem.

Mas a resolução extrajudicial de conflitos pode ser alcançada mediante a utilização de outros instrumentos - a mediação e a conciliação de conflitos .

Pese embora a ausência de previsão legal expressa que nos remeta para o recurso à mediação ou à conciliação de litígios, parece-nos de todo admissível a sua aplicabilidade à resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual

entre a concessionária da RNT, os titulares de licença de produção ou distribuição e os consumidores.

Neste domínio, se a Entidade Reguladora, no exercício de funções como entidade administrativa, pode requerer a correcção de um procedimento não conforme à lei, pode tomar as medidas adequadas à reposição da normalidade da situação, pode inclusivamente cominar um infractor cujo comportamento configure uma contra-ordenação, permitir-se-á, com certeza, que recomende a resolução de um litígio existente. Ora, a recomendação de que um conflito seja solucionado, com ou sem proposta da medida a adoptar, consubstancia, no essencial, *a mediação*, a qual não possui capacidade vinculativa ou coerciva.

Por sua vez, *a conciliação* assenta numa solução de compromisso, num acordo de resolução do litígio entre os próprios envolvidos, pelo que, também não parece haver impedimento para que a Entidade Reguladora possa sugerir às partes que estabeleçam um acordo para esse efeito.

Por fim, não poderíamos terminar este texto sem uma anotação sobre os *organismos/ organizações de consumidores* e o tipo de relacionamento estabelecido ou possível com a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

Por um lado, uma relação institucional encontra-se garantida com a representação do Instituto do Consumidor e das associações de consumidores nos órgãos da ERSE - Conselho Consultivo e Conselho Tarifário . Mas a articulação das respectivas competências com vista ao mesmo objectivo de proteger os direitos e interesses dos consumidores pode ainda ser considerada numa perspectiva de informação constante, sempre que da Entidade Reguladora emanem medidas ou acções respeitantes à generalidade dos consumidores, assim como no esclarecimento de questões concretas que sejam suscitadas pelos mesmos organismos/organizações, por sua iniciativa ou por denúncia dos próprios consumidores.





**INQUÉRITO DE QUALIDADE DE SERVIÇO  
A CONSUMIDORES EMPRESARIAIS**

**Amanda Falcão Eduardo Teixeira**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2000





## Inquérito de Qualidade de Serviço a Consumidores Empresariais

### Resumo

A Qualidade de Serviço representa uma das principais preocupações da ERSE no âmbito da defesa dos interesses dos consumidores de energia eléctrica. Nesse sentido, conhecer a opinião e preferências dos consumidores de electricidade relativamente às vertentes de qualidade de serviço associadas ao fornecimento de energia é um aspecto importante da monitorização que é efectuada pela ERSE.

O presente documento enquadra um estudo levado a cabo pela ERSE em 2000, aquando da publicação do primeiro Regulamento da Qualidade de Serviço, orientado para os consumidores empresariais, dadas as suas necessidades específicas relativamente ao fornecimento de energia. Para este estudo, a ERSE contou com a cooperação de um conjunto alargado de associações empresariais, que serviram de interface com os clientes finais de energia eléctrica.

A avaliação da qualidade de serviço que se procurou efectuar com este estudo abrangeu três vertentes principais: continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e relacionamento comercial.

O conjunto de conclusões que foi possível extrair permitiu verificar:

- Uma maior sensibilização para a continuidade do fornecimento do que para a qualidade da onda de tensão, a par de poucas diferenças na avaliação da qualidade de serviço, em função da localização geográfica, do nível de tensão e dos consumos. Verifica-se, no entanto, uma tendência para se avaliar de forma mais negativa a qualidade de serviço para níveis de tensão e de consumos mais elevados.

- A avaliação que é feita dos actuais níveis de qualidade de serviço, ponderando todos os aspectos, parece ser de alguma forma contraditória com a avaliação individual que se faz das três vertentes da qualidade de serviço, já que, embora haja uma tendência para enfatizar a ocorrência de interrupções de fornecimento e de perturbações na onda de tensão e seus respectivos reflexos, os consumidores empresariais tendem a avaliar de forma globalmente positiva o panorama actual da qualidade de serviço em Portugal Continental

Palavras-chave – Qualidade de serviço; Continuidade; Qualidade técnica; Qualidade comercial; Consumidores empresariais.

### 1. Introdução

A protecção dos interesses dos consumidores, designadamente em relação à qualidade do fornecimento de energia eléctrica, é um dos objectivos atribuídos expressamente à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) pelo quadro legal em vigor, tornando a responsável pela verificação da aplicação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.

A ERSE, consciente das suas atribuições e competências, em conjunto com entidades representativas de diversos sectores de actividade económica, decidiu promover a realização de um Inquérito alargado a consumidores empresariais de energia eléctrica.

Os principais objectivos que se pretenderam alcançar com este Inquérito podem sintetizar-se da seguinte forma:

- Conhecer a opinião, as necessidades e os

problemas dos consumidores empresariais de energia eléctrica relativamente à qualidade de serviço;

- Facilitar a participação dos consumidores nas questões do sector eléctrico;
- Obter informação adicional e acessível a todos.

A caracterização da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica faz-se com o recurso a três dimensões de análise: continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e qualidade do relacionamento comercial.

Estas vertentes de qualidade de serviço podem, resumidamente, definir-se da seguinte forma:

- A continuidade de serviço é a dimensão da qualidade de serviço associada ao número e duração das interrupções de fornecimento de energia eléctrica;
- A qualidade da onda de tensão encontra-se relacionada, designadamente, com as características de amplitude, de frequência, de forma da onda de tensão e de simetria do sistema trifásico;
- A qualidade comercial está associada com a atenção que é prestada pelas empresas ao relacionamento comercial com os seus clientes.

A consciência da existência de necessidades distintas e de problemas com consequências também diversas, sentidas pelos diferentes consumidores de energia eléctrica, conduziu a que, na realização deste estudo, se optasse por dirigi-lo exclusivamente a consumidores empresariais.

Na concretização do questionário em que assentou este Inquérito, houve a preocupação de o tornar o mais ajustado possível às necessidades, preocupações e formas de interpretação da informação de consumidores empresariais. Para tal, a ERSE solicitou a um conjunto alargado de associações empresariais que apresentassem as suas sugestões, críticas e comentários a um texto base fornecido pela ERSE. Em acréscimo, houve lugar à realização de duas sessões de trabalho com as associações que responderam positivamente à solicitação da

ERSE, para discussão do conteúdo do questionário e das sugestões, críticas e comentários recebidos. A grande maioria destes foi acolhida pela ERSE na elaboração do questionário final que veio a ser submetido aos consumidores.

A cooperação com as associações empresariais foi indispensável para a concretização dos objectivos deste estudo, já que são entidades mais próximas do tecido empresarial e com conhecimento da realidade das empresas. Por tudo isto e por razões da própria logística do estudo, as associações empresariais constituíram-se como o canal privilegiado de contacto aos consumidores empresariais de energia eléctrica. Salvo raras excepções – e nestas por indicação expressa das associações respectivas –, as empresas que receberam o Inquérito para preenchimento, foram contactadas directamente pela respectiva organização associativa a que pertencem.

A ERSE procedeu à distribuição de 30.000 cópias do Inquérito, que, pela via acima descrita, foram remetidas aos consumidores empresariais. Para comodidade do consumidor empresarial, foi remetido com cada um dos inquéritos um envelope com franquia paga previamente dirigido à ERSE. Em acréscimo, e por solicitação da generalidade das associações contactadas, foi disponibilizado na página web da ERSE um formulário electrónico de preenchimento do Inquérito. A resposta ao Inquérito foi rigorosamente anónima, excepto nos casos de resposta por via electrónica, onde foi necessário proceder ao controlo de proveniência das mesmas, para procurar evitar situações de utilização indevida ou abusiva. Também para tornar mais fácil a gestão operacional do processo, todas as respostas – por via postal e por via electrónica – foram recepcionadas pela ERSE. No cômputo geral, foram recepcionadas pela ERSE 1.224 respostas ao “Inquérito de Qualidade de Serviço a Consumidores Empresariais” (adiante designado simplesmente de Inquérito).

Deve notar-se que este Inquérito não permite uma caracterização exaustiva da qualidade de

serviço do fornecimento de energia eléctrica e que a informação, com ele recolhida e aqui apresentada, corresponde à percepção de qualidade de serviço dos consumidores empresariais de energia eléctrica.

## 2. Metodologia

### 2.1 Universo

O Universo é constituído por consumidores empresariais de energia eléctrica com instalação ou instalações de consumo situadas no território nacional continental. Excluíram-se do universo deste estudo os consumidores domésticos. A informação disponível não permite apurar com exactidão a real dimensão do universo, podendo ter-se uma medida de aproximação caracterizando, por um lado o número de consumidores de energia eléctrica em Portugal Continental por nível de tensão e o número de empresas que se encontram registadas nas estatísticas do Instituto Nacional de Estatística.

A informação para 1999, relativa a número de clientes de energia eléctrica por nível de tensão, aponta para a partição constante da seguinte tabela:

#### Número de Clientes do Fornecimento de Energia Eléctrica

Portugal Continental - 1999

Nível de Tensão	N.º Clientes
Muito Alta Tensão (MAT)	11
Alta Tensão (AT)	91
Média Tensão (MT)	18,140
Baixa Tensão Especial (BTE)	24,507
Baixa Tensão Normal (BTN)	5,211,279
<i>Total Baixa Tensão (BT)</i>	<i>5,235,786</i>
<i>Total sem BTN</i>	<i>42,749</i>
<b>Total</b>	<b>5,254,028</b>

Fonte : EDP Distribuição

Tabela 1 - Número de Clientes de Energia Eléctrica

O Instituto Nacional de Estatística, no Anuário Estatístico de Portugal 1999, refere a existência, em 1998, de 204.792 empresas no território continental nacional, sendo que destas, 122.336 são empresários em nome individual. A informação pode, pois, sintetizar-se na seguinte.

#### Número de Empresas

Portugal Continental - 1998

Natureza Jurídica	N.º Empresas
Empresários em nome individual	122,336
Sociedades em nome colectivo	6,905
Sociedades por quotas	68,214
Sociedades anónimas	4,391
Outros	2,946
<i>Total sem Empresários nome individual</i>	<i>82,456</i>
<b>Total</b>	<b>204,792</b>

Fonte: Instituto Nacional de Estatística

Tabela 2 - Número de Empresas

Assim, em face da informação atrás mencionada, parece razoável extrapolar que o número consumidores empresariais que constitui o universo se situa acima de um valor de referência de 100.000 empresas. Deve, contudo, ter-se em conta que:

- Existem actividades empresariais, designadamente no sub-sector da restauração, que são desenvolvidas sob a forma jurídica de empresários em nome individual;

- Numa outra parte importante, a actividade exercida por empresários em nome individual não requer a existência de instalação própria para o efeito (e por conseguinte instalação consumidora de energia eléctrica), podendo ser considerados como consumidores domésticos de energia eléctrica.

### 2.2 Amostragem

A amostra foi seleccionada por via indirecta, repartindo o número de Inquéritos pelas associações empresariais cooperantes, de forma a procurar obter uma cobertura do território continental nacional e dos sectores empresariais ajustada à distribuição do universo por estas duas variáveis.

O contacto com as associações empresariais procurou assegurar a participação de empresas dos principais sectores económicos nacionais, de uma forma proporcional ao número de empresas registado por cada associação empresarial contactada.

Tendo em conta que, na esmagadora maioria dos casos, foram as associações empresariais a remeter os questionários aos seus associados,

foi aplicado, com o intuito de manter a operacionalidade do processo de contacto e de limitar o esforço logístico de cada uma das associações dentro de limites razoáveis para os meios disponíveis, um modelo indicativo de determinação do número de questionários a remeter, que a seguir se apresenta.

#### Número de questionários a enviar

##### Associações Empresariais - Portugal Continental

Número de associados	Enviar o Inquérito a ...
Até 500 associados	Todos os seus associados
Entre 500 e 2.000 associados	250+(50% x N) associados
Entre 2.000 e 4.000 associados	375+(25% x N) associados
Entre 4.000 e 10.000 associados	450+(10% x N) associados
Entre 10.000 e 20.000 associados	475+(5% x N) associados
Mais de 20.000 associados	1.000 dos seus associados

N= Número total de associados.

Tabela 3 - Número de questionários a enviar pelas associações

Foi solicitado que cada uma das associações remetesse questionários do Inquérito para todos os distritos onde possuía associados, numa proporção que assegurasse o equilíbrio relativo, quanto à dispersão geográfica, da sua amostra específica face ao seu universo particular.

A amostra obtida apresenta um erro de amostragem médio de 3,3% para um intervalo de confiança de 95%.

### 2.3 Questionário

A definição do conteúdo e forma de apresentação de cada uma das questões do Inquérito, foi efectuada em colaboração com as Associações Empresariais que, para o efeito, se disponibilizaram a remeter à ERSE comentários e sugestões ao documento base por esta elaborado.

O processo de recolha de sugestões e comentários escritos foi complementado com a realização de duas sessões de trabalho entre a ERSE e as Associações Empresariais, com o intuito de melhor adequar o conteúdo do questionário à realidade dos consumidores empresariais de energia eléctrica, com vista a promover a sua participação activa nesta iniciativa.

O questionário enviado ao público alvo deste Inquérito foi organizado de modo a obter uma sistematização da informação sobre as três vertentes essenciais em que assenta a caracterização da qualidade de serviço no sector eléctrico - continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e qualidade do relacionamento comercial e contratual. O questionário integra três secções de perguntas autónomas (A, B e C), dedicadas a cada uma das vertentes citadas, a que se acrescentaram uma secção inicial de caracterização geral da entidade que respondeu ao Inquérito e uma parte final de apreciação global da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica.

### 2.4 Envio do Questionário

O envio dos questionários foi efectuado com o auxílio das associações empresariais, com apenas duas excepções em que a ERSE, de acordo com indicações das respectivas associações, efectuou o envio directo do Inquérito às empresas constantes das listagens fornecidas.

O Inquérito começou a ser remetido às associações que com a ERSE cooperaram durante o mês de Outubro, sendo o prazo indicativo para a recepção de respostas fixado entre o início do mês de Novembro e o final do mês de Dezembro. Durante este período, esteve disponível na página web da ERSE o formulário de resposta ao Inquérito, possibilitando, assim, o seu preenchimento e resposta electrónica.

### 2.5 Recolha de Respostas

A recolha de respostas ao Inquérito foi efectuada directamente pela ERSE, tendo para tal sido fornecido com cada um dos exemplares do questionário, um envelope de porte pago - remessa sem franquia - previamente endereçado à ERSE.

Como atrás já foi referenciado, os consumidores empresariais que o desejassem poderiam efectuar o preenchimento do formulário do Inquérito em formato electrónico, disponível na respectiva página web, e remetê-lo por via também electrónica para a ERSE.

Concluído o período de recepção de respostas ao Inquérito, foram recepcionados pela ERSE 1224 questionários preenchidos, sendo que destes apenas 11 respostas (cerca de 0,9% do número total de respostas consideradas) utilizaram o formato electrónico.

### 3. Informação Geral

Na primeira parte do Inquérito, designada de Informação Geral sobre a Instalação Consumidora de Energia Eléctrica, é formulado um conjunto de questões que servem para caracterizar, de forma genérica, a instalação consumidora de energia eléctrica que respondeu ao Inquérito. A utilização da designação Instalação Consumidora é justificada pelo facto de, no caso específico dos consumidores empresariais de energia eléctrica, muitas vezes a um cliente não corresponder apenas um único ponto de consumo.

No caso em que cada entidade contactada para responder ao Inquérito apresentasse mais do que uma instalação consumidora, foi solicitado que respondesse a instalação que maior importância assumia no âmbito da actividade da empresa.

#### 3.1 A Instalação Consumidora

Na primeira questão do Inquérito é solicitado que o consumidor empresarial informe o distrito onde se encontra a instalação consumidora de energia eléctrica. A partição do número de respostas pelos distritos de Portugal Continental é a que consta do gráfico seguinte.

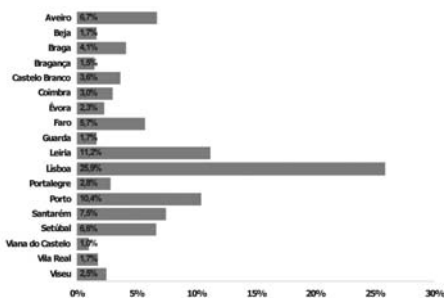


Figura 1 - Distrito de Localização da Instalação Consumidora

Como se pode verificar, Lisboa é o distrito mais representado na amostra de consumidores empresariais obtida, seguindo-se-lhe os distritos de Leiria e do Porto. No conjunto, os distritos que compõem a faixa litoral entre Viana do Castelo e Setúbal representam cerca de 69% da amostra e, conseqüentemente, das respostas ao Inquérito.

A segmentação das respostas por nível de tensão mostra que a base de consumidores empresariais é constituída, nesta amostra, por instalações consumidoras em BT (Baixa Tensão) e em MT (Média Tensão), que, no conjunto, representam cerca de 91% das respostas processadas. Os consumidores em MAT (Muito Alta Tensão) representam somente 0,2% da amostra obtida neste Inquérito e em AT (Alta Tensão) encontram-se cerca de 8,8% do número total de consumidores empresariais de energia eléctrica.

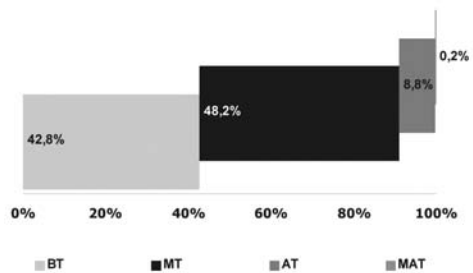


Figura 2- Instalações Consumidoras por Nível de Tensão

Em termos de potência contratada, a maior frequência diz respeito a instalações consumidoras com potência contratada até 41,4 kW (cerca de 33% do número de respostas) e para o intervalo entre 41,4 kW e 250 kW (aproximadamente 29% das respostas). Apenas 3,3% dos consumidores que responderam ao Inquérito declararam potência contratada superior a 5.000 kW. Com uma potência contratada entre 1.000 e 5.000 kW responderam 11% dos consumidores, enquanto no intervalo entre 250 kW e 1.000 kW temos cerca de 24% das empresas consumidoras de energia eléctrica.

A localização (urbana ou rural) da instalação consumidora e o tipo de rede que a alimenta

são também características importantes com influência no nível da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica. Cerca de 78% dos consumidores empresariais de energia eléctrica possuem a sua instalação em zona urbana, enquanto apenas 22% se situam em zona rural. Por outro lado, 54,6% das empresas constantes da amostra são alimentadas por rede aérea e 45,4% através de rede subterrânea.

A distribuição dos consumidores empresariais em Portugal Continental por intervalos de consumo apresenta uma concentração nos intervalos até 1.000 MWh de energia eléctrica consumida – 24,6% das empresas consultadas com consumos até 10 MWh, 31% com consumos entre 10 e 100 MWh e 23,3% com consumos entre 100 e 1.000 MWh. Com consumos anuais entre 1.000 e 9.000 MWh responderam cerca de 17,5% de consumidores, enquanto acima do nível de elegibilidade para acesso ao SENV<sup>1</sup> (9.000 MWh/ano) encontramos 4,6% dos consumidores empresariais.

A análise dos ciclos de funcionamento dos consumidores empresariais, em base diária, semanal e anual, mostra que apenas 1,2% das instalações consumidoras de energia eléctrica apresentam padrões de funcionamento e de consumo sazonais (ciclo anual), sendo que os restantes 98,8% dos casos funciona continuamente durante todo o ano.

No que diz respeito ao ciclo semanal de funcionamento, a esmagadora maioria dos consumidores empresariais divide-se entre o funcionamento durante sete dias por semana (37,6%), os cinco dias úteis de cada semana (40,1%) e de segunda-feira a Sábado (21,4%). As instalações consumidoras a operarem menos de cinco dias úteis por semana e a funcionarem de Domingo a segunda-feira apresentam valores residuais com, respectivamente, 0,6% e 0,3%.

Em relação ao ciclo diário de funcionamento, 70,8% dos consumidores empresariais detêm instalações consumidoras de energia eléctrica a operar entre 8 e 16 horas por dia (36,6%) ou em contínuo (34,2%). Cerca de 22,1% das instalações consumidoras funcionam até 8 horas

por dia, 6,1% mais de 16 horas por dia e apenas 1,1% apresentam períodos de funcionamento diários que não excedem as 6 horas.

Das instalações consumidoras de energia eléctrica contactadas, cerca de 95% declararam não possuir qualquer forma de produção própria de energia eléctrica (5% dos consumidores disseram possuir capacidade de autoprodução) e 76,4% consomem exclusivamente energia eléctrica (23,6% dos consumidores recorrem também a outros tipos de energias).

Das instalações consumidoras de energia eléctrica que mencionaram a existência de autoprodução de energia eléctrica, 50% referiram que esta representa até 20% dos consumos totais de electricidade, havendo a destacar a existência de cerca de 23% de instalações para as quais a autoprodução consegue suprir mais de 80% dos consumos globais.

Por outro lado, em relação aos casos em que existe consumo de outras formas de energia, para 33,5% das instalações consumidoras, essas outras formas apresentam um peso relativo de até 20% do total da factura energética. Em 19,8% das instalações consumidoras, as outras formas de energia representam entre 20 e 40% do total da factura energética e, em 20,2% dos casos, esse valor é situado no intervalo entre 40 e 60% dos custos globais com consumo de energia.

### 3.2 O Consumidor Empresarial

A partição por actividade económica dos consumidores empresariais de energia eléctrica aponta como principais actividades representadas neste Inquérito a Metalurgia e Metalomecânica (9,2%), Química e Farmacêutica (9,2%), Banca, Seguros e Serviços Financeiros (9,1%) e Construção e Obras Públicas (8,8%). Em Outras Indústrias, encontram-se agregados cerca de 13,4% dos consumidores empresariais. Os valores discriminados por sector de actividade encontram-se explicitados no gráfico que se apresenta de seguida.



Figura 3 - Consumidor por actividade económica

Em termos de dimensão empresarial, cerca de 75% das instalações que responderam ao Inquérito encontram-se integradas no grupo a que é usual designar por Pequenas e Médias Empresas (PME), de forma quase equitativa – 37,6% de pequenas empresas e 37,3% de médias empresas. De registar ainda que cerca de 17,2% das respostas dizem respeito a instalações consumidoras de grandes empresas e cerca de 7,1% estão afectas a microempresas.

A primeira parte do Inquérito, referente a aspectos de caracterização geral do consumidor, era concluída com uma questão acerca da importância específica do consumo de energia eléctrica para a actividade desenvolvida na instalação consumidora.

Para 77,5% dos consumidores empresariais, o consumo de energia eléctrica é muito importante para a actividade da empresa e em 16,8% esse consumo é reputado de importante. Existem apenas 1,6% de consumidores para os quais o consumo de energia eléctrica é pouco (1,5%) ou mesmo nada (0,1%) importante. Por fim, 4,1% das instalações consumidoras contactadas expressaram uma importância moderada do consumo de energia eléctrica no desenvolvimento da sua actividade empresarial.

#### 4. Continuidade de Serviço

A continuidade de serviço, como já foi referido anteriormente, é a dimensão da Qualidade de Serviço que surge relacionada com o número e duração das interrupções do fornecimento

de energia eléctrica.

Deve atender-se que, no âmbito da qualidade de serviço, apenas se deverão considerar, para a caracterização da continuidade de fornecimento, as interrupções cujas causas não sejam directamente imputáveis ao consumidor e, nas situações restantes, levar em linha de conta que existem interrupções de fornecimento a que a empresa distribuidora é alheia – normalmente, decorrentes de acções que a empresa não controla directamente, como condições atmosféricas especialmente adversas ou acção de terceiros, para apenas citar alguns exemplos.

#### 4.1 Monitorização da Continuidade de Serviço

A aferição da qualidade de serviço, em termos de continuidade de fornecimento, passa então pelo apuramento do número de interrupções e da sua duração, usualmente durante um período de tempo – um ano é o mais frequente. Essa aferição pode ser feita por observação directa ou através de equipamento de registo de interrupções.

O Inquérito permitiu verificar que cerca de 89% das instalações consumidoras não possuem qualquer tipo de equipamento que registre o número e a duração das interrupções de fornecimento, contra cerca de 11% que mencionaram a existência de tais dispositivos.

A ocorrência de interrupções pode ser minimizada com o recurso a equipamentos de fornecimento alternativo de energia eléctrica. Este tipo de equipamento parece ser relativamente frequente junto dos consumidores empresariais, se atendermos aos 47,7% de instalações que mencionaram possuir meios de fornecimento alternativo de energia eléctrica.

Ao abordar a duração das interrupções, é usual distinguir as interrupções de curta duração das de maior duração. O limiar de separação entre as curtas e as longas interrupções é, no âmbito do presente Inquérito e também do Regulamento da Qualidade de Serviço, colocado nos 3 minutos.

São aqui consideradas interrupções de fornecimento longas, aquelas em que o tempo de



interrupção é superior a 3 minutos e, ao invés, serão designadas por interrupções curtas as que verifiquem tempos de falta de fornecimento de energia inferiores ou iguais ao referido limiar de 3 minutos.

Com a informação comunicada pelos consumidores empresariais contactados no âmbito deste Inquérito, pode inferir-se uma maior frequência de interrupções curtas do que de interrupções de fornecimento longas. Esse facto traduz-se da seguinte forma:

- Os intervalos de maior frequência de interrupções são mais pronunciados para o número de interrupções curtas - 24,4% das instalações consumidoras com 9 a 20 interrupções; 10,2% com entre 21 e 48 interrupções e 9,4% com mais de 48 interrupções durante o último ano.

- Detecta-se uma significativa concentração de respostas (cerca de 2/3) que referem a ocorrência de um número de interrupções longas entre 1 e 8 interrupções de fornecimento. A percentagem cumulativa das respostas que referem a ocorrência de um número inferior ou igual a 8 interrupções de fornecimento longas representa 71,5% do total.

- Essa percentagem (instalações consumidoras que referem entre 1 e 8 interrupções no último ano) desce para cerca de 48,2% nas interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos. A percentagem cumulativa das respostas que referem a ocorrência de um número inferior ou igual a 8 interrupções de fornecimento longas representa 56% do número de consumidores empresariais.

- Cerca de 4,9% e 7,8% das instalações consumidoras abrangidas por este Inquérito mencionaram não terem existido, respectivamente, interrupções superiores e inferiores ou iguais a 3 minutos.

A duração das interrupções de fornecimento, aferida no Inquérito com duas questões que solicitavam a indicação da duração efectiva da interrupção de serviço mais prolongada e da duração média de todas as interrupções de fornecimento registadas no ano precedente, é

outro aspecto importante para a caracterização da continuidade de serviço.

Os consumidores contactados evidenciaram uma maior dispersão das respostas a estas questões relacionadas com a duração das interrupções do que o que haviam feito quanto ao número de interrupções.

A interrupção de serviço mais prolongada, para 28,8% das instalações consumidoras parece ter-se situado entre 30 e 90 minutos e para 24,6% entre 90 e 240 minutos. Quase 19% dos consumidores referiram que a interrupção mais longa excedeu as 4 horas (mais de 240 minutos) e para 13,2% nem sequer atingiu os 15 minutos.

A duração média, como seria de esperar, fica bem abaixo desses valores, parecendo ser mais frequente uma duração média das interrupções entre os 3 e os 15 minutos - 30,8% das instalações com duração média das interrupções entre 3 e 10 minutos e 23% entre 10 e 15 minutos. Ainda assim, há cerca de 19% de consumidores que mencionam uma duração média das interrupções de fornecimento acima dos 30 minutos. Em 12% das instalações de consumo de energia eléctrica, a duração média das interrupções parece ter ficado abaixo dos 3 minutos.

#### **4.2 Actuação e Consequências em Caso de Interrupção de Serviço**

Convirá relembrar que nem todas as interrupções do fornecimento de energia eléctrica aos consumidores assumem carácter de inesperado ou accidental. Existem situações em que são necessárias interrupções do fornecimento para realizar intervenções de reparação, alteração ou expansão nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica. Se, no caso das interrupções ditas accidentais, a questão não se coloca, já nas interrupções programadas, os consumidores afectados podem ser avisados com alguma antecedência da realização de tais trabalhos e subsequentes cortes de alimentação.

Das instalações consumidoras que responderam ao presente Inquérito, 64,8% mencio-

nou que nunca foi prevenida previamente pela empresa distribuidora da ocorrência de interrupções e 25,9% referiu que só raramente o foi. Nos restantes 9,2% dos casos, há a registar 2,1% de consumidores que mencionaram terem sido sempre prevenidos de interrupções pela sua empresa de distribuição e 2,4% que o foram regularmente.

Na ocorrência de falhas no fornecimento de energia eléctrica, os consumidores afectados podem contactar a empresa de distribuição para apurar ou comunicar informação acerca da interrupção (comunicar a sua ocorrência, saber das eventuais causas, tempo previsto de duração, etc.).

No que concerne ao contacto com a empresa de distribuição, a disparidade de resposta parece ser maior que a que se encontra na questão da existência de aviso prévio de interrupção. Assim, a maior concentração acontece para as instalações que contactaram sempre a empresa distribuidora no decurso da existência de uma interrupção – 30,2% dos casos. Para 13,7% dos consumidores empresariais de energia eléctrica, o contacto com a empresa de distribuição ocorreu frequentemente e, para 19,8%, regularmente. Existem ainda cerca de 20% de instalações consumidoras que raramente promoveram o contacto com a empresa distribuidora e 16,2% que nunca o fez.

Ainda relacionado com a questão do aviso prévio de interrupção, foi solicitado às instalações consumidoras, no âmbito do Inquérito, que explicitassem qual a antecedência mínima com que necessitariam ser avisadas da ocorrência de uma interrupção de fornecimento, para que fossem minimizados os impactes e/ou custos dela decorrentes.

Cerca de 34,4% das instalações consumidoras de energia eléctrica (mais de 1/3) referenciaram um valor até 4 horas. Para 14% dos consumidores empresariais, o aviso prévio com antecedência de entre 4 e 12 horas é o suficiente para minimizar impactes e/ou custos da interrupção de serviço e 22,6% e 21,1% referem intervalos de tempo de, respectivamente, 12 a

24 horas e 24 a 36 horas. Existem apenas cerca de 8,1% de instalações consumidoras para as quais o valor de 36 horas não é suficiente. De notar que as 36 horas de antecedência mínima são um requisito constante do Regulamento de Relações Comerciais em matéria de interrupções por razões de serviço (alínea c) do n.º 3 do artigo 177º).

A avaliação que é feita do impacte causado pelas interrupções de serviço permite verificar que 60,3% dos consumidores empresariais consideram que estas são muito inconvenientes para a actividade empresarial desenvolvida. Cerca de 25% das instalações consumidoras de energia eléctrica considera as interrupções de fornecimento como inconvenientes, havendo uma pequena minoria de respostas (1,4% e 4,1%, respectivamente) que as considerou nada ou pouco inconvenientes.

Quando questionadas sobre a forma como a interrupção de fornecimento de energia eléctrica se reflectiu na actividade da empresa, o aspecto mais vezes apontado, por 61,4% dos consumidores empresariais, é o da interrupção da actividade. A perda de produção em curso afecta quase metade (48,5%) das instalações consumidoras, sendo que a existência de danos em equipamento, fruto das interrupções de serviço, é referida em 27% das situações. Cerca de 16,6% dos consumidores empresariais de energia eléctrica referem que, em resultado de interrupções de serviço, tiveram necessidade de recorrer a fornecimento alternativo e 4,5% referiram que as interrupções de serviço não se reflectiram na actividade da empresa.

Directamente relacionados com o reflexo que as interrupções de fornecimento de energia eléctrica têm sobre a actividade dos consumidores empresariais, encontram-se os tempos de normalização do processo produtivo.

Para cerca de 20,6% das instalações consumidoras, a retoma da actividade em moldes normais é imediata e em 39% dos casos ocorre no espaço de meia hora. Quase 25% dos consumidores empresariais estabilizam a sua actividade após a ocorrência de uma interrupção de

fornecimento entre 30 e 90 minutos, mas 7,5% e 8%, respectivamente, necessitam entre 90 e 180 minutos ou mesmo mais de 180 minutos para o realizar.

## 5. Qualidade da Onda de Tensão

O Regulamento da Qualidade de Serviço esclarece que “na avaliação da qualidade da onda de tensão consideram-se, nomeadamente, as características de amplitude, frequência, de forma da onda de tensão e de simetria do sistema trifásico”.

Assumindo uma maior complexidade técnica na sua caracterização, os aspectos relacionados com a qualidade da onda de tensão revestem-se também de maior complexidade de avaliação por parte dos consumidores.

### 5.1 Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão

Quando questionados acerca da existência, no domínio da instalação consumidora de energia eléctrica, de equipamento de registo de perturbações da onda de tensão, que os auxiliasse na monitorização desta vertente de qualidade de serviço, apenas 7,4% dos consumidores empresariais declararam possuir tal equipamento.

O tipo de perturbação da onda de tensão que os consumidores empresariais parecem perceber com maior frequência é a queda de tensão – problema referido por 47,6% das instalações consumidoras -, seguida de flutuações rápidas de tensão que aparecem no primeiro lugar da lista de perturbações da onda de tensão para 41,9% dos consumidores empresariais. A sobretensão é o principal aspecto de perturbação da onda de tensão para cerca de 7,1% das instalações consumidoras contactadas e somente 3,4% destas referem sentir com maior frequência outro tipo de perturbação.

Quando questionados acerca da frequência com que se apercebem de perturbações na onda de tensão, os consumidores empresariais referiram que só muito raramente (para 19,5%) ou raramente (para 38,9%) isso acon-

tece. Com carácter de regularidade, existem 25,4% de instalações consumidoras que dizem aperceber-se de perturbações da onda de tensão, sendo que 11,8% e 4,5% referem a sua ocorrência, respectivamente, frequentemente ou mesmo muito frequentemente.

### 5.2 Actuação e Consequências em Caso de Perturbação da Onda de Tensão

A maior complexidade técnica desta vertente da qualidade de serviço parece também ser evidente quando analisamos a iniciativa de contacto com a empresa de distribuição de energia eléctrica após a percepção de perturbações na onda de tensão. Existe, neste âmbito, uma maioria de consumidores – 53,9% - que referiu nunca ter contactado a empresa distribuidora após ter detectado a ocorrência de perturbações na onda de tensão. Se a estes adicionarmos o número dos consumidores que toma a iniciativa de contactar a empresa de distribuição raramente - 23,4% dos casos -, obter-se-á uma percentagem que supera os  $\frac{3}{4}$  do número de respostas a este Inquérito. No extremo oposto a este, encontramos 5,8% das instalações consumidoras que afirmam contactar sempre com a empresa distribuidora e 4,9% que o faz frequentemente para comunicar questões relacionadas com as perturbações sentidas.

Os incómodos causados pelas perturbações na onda de tensão apresentam um padrão de resposta diferente e, de alguma forma, contraditório com as respostas dadas acerca do contacto com a empresa de distribuição. Na realidade, apesar de uma maioria significativa de consumidores empresariais nunca contactar a empresa de distribuição ou fazê-lo raramente, existe uma tendência maioritária para considerarem inconveniente (29,6%) ou muito inconveniente (25,8%) os impactes decorrentes da existência de perturbações na onda de tensão.

Contudo, para 6,7% dos consumidores contactados, o impacto das perturbações na onda de tensão é nulo e 19,7% e 18,2%, respectivamente, dividem-se entre considerarem pouco

inconveniente e moderadamente inconveniente tais repercussões.

O reflexo das perturbações na onda de tensão na actividade dos consumidores empresariais parece passar primordialmente pela ocorrência de danos em equipamentos, facto que é citado por 30,5% das instalações consumidoras de energia eléctrica contactadas.

A segunda linha de reflexos da existência de perturbações na onda de tensão mais citada pelas instalações consumidoras contactadas é a necessidade de interromper a actividade da empresa (referido por 22,7% dos consumidores), logo seguida de perda de produção em curso aquando da verificação das perturbações (citada em 21,2% dos casos). Cerca de 1/5 dos consumidores empresariais parece não sofrer qualquer tipo de consequências da existência de perturbações na onda de tensão, facto patente nos 20,4% de casos que referiram não existirem reflexos na sua actividade. Por fim, há a referir que 5,1% das instalações consumidoras de energia eléctrica referiram a ocorrência de outro tipo de consequências não especificadas, fruto de perturbações na onda de tensão.

## 6. Qualidade do Relacionamento Comercial

Como o próprio nome indica, a qualidade do relacionamento comercial está relacionada com a forma como decorre a relação que se estabelece, neste caso, entre a empresa distribuidora de energia eléctrica e os seus clientes.

### 6.1 Pedidos de Informação, Reclamações e Contacto com a Empresa de Distribuição

Sendo que a informação e a sua acessibilidade assumem um papel central neste domínio, tornava-se importante tentar saber da frequência com que os consumidores empresariais de energia eléctrica contactavam a empresa de distribuição para solicitar qualquer tipo de esclarecimento ou informação. Assim, verificou-se:

+ A existência de uma franja relativamente importante de consumidores – 26,6% - que, em dois anos, nunca contactou a empresa dis-

tribuidora de energia eléctrica para obter informação.

+ 36,9% das instalações consumidoras de energia eléctrica estabeleceu entre 1 e 3 contactos com o a empresa distribuidora, no mesmo período de tempo, para obter informação.

+ A percentagem dos consumidores que o fizeram de entre 4 e 6 vezes cifra-se em 17,7%.

+ Com um contacto mais regular com a empresa de distribuição, existem 4,4% e 14,5% que, respectivamente o fizeram por 7 a 9 vezes e 10 ou mais vezes.

O contacto com a empresa de distribuição para apresentar uma reclamação é outro dos aspectos a levar em conta na caracterização da qualidade de serviço do relacionamento comercial. Os dados obtidos com este Inquérito permitem verificar que:

+ Das instalações consumidoras de energia eléctrica contactadas, 44,5% referiram que, no período de dois anos, nunca haviam apresentado, junto da respectiva empresa de distribuição, qualquer reclamação.

+ Cerca de 28% dos consumidores apresentaram, em igual período de tempo, entre 1 e 2 reclamações e 14,2% fizeram-no por 3 a 4 vezes.

+ Os consumidores empresariais mais activos nesta matéria representam cerca de 13%, correspondentes a 4,5% de empresas que reclamaram de 5 a 6 vezes e 8,5% que o fizeram por mais de 6 vezes.

As principais razões, quer para solicitar à empresa de distribuição qualquer tipo de informação, quer para lhe apresentar reclamações, parecem demonstrar, na população contactada pelo Inquérito, um padrão semelhante. Assim, em ambas as situações, a ocorrência de interrupções de fornecimento parece ser o principal motivador de pedidos de informação e de reclamações – 63,6% e 67,3%, respectivamente -, seguindo-se a rubrica de tarifas, preços e facturação com, pela mesma ordem, 14,6% e 10%.

O aspecto da maior complexidade técnica na análise das questões relacionadas com a

qualidade da onda de tensão, referenciado no capítulo anterior, aparece também aqui reforçado. Na realidade, a existência de perturbações na onda de tensão suscita a necessidade de solicitar informação em apenas 4% da população do Inquérito, se bem que esse valor mais que duplica quando se trata de apresentar reclamações (8,4%). As questões que se prendem com a leitura dos equipamentos de medição da energia consumida são, para 9,5% dos consumidores empresariais, a principal razão para solicitar informação e, em 7% dos casos, o motivador mais frequente para reclamar. A existência de outras razões para solicitar informação e para reclamar é mencionada em, respectivamente, 8,4% e 7,4% dos casos.

A avaliação que os consumidores empresariais fazem da qualidade ou atenção que lhes é dispensada quando se dirigem à empresa de distribuição de energia eléctrica para solicitar informação ou apresentar uma reclamação pode considerar-se globalmente razoável. Quer em termos de qualidade da própria resposta, quer quanto à celeridade com que a mesma é apresentada, a capacidade de atender às solicitações por parte das empresas de distribuição merece das instalações consumidoras uma apreciação de razoável em, por esta ordem, 49,8% e 47,2% dos casos. Por outro lado, os valores conjuntos de avaliação negativa (Má e Muito má) e de avaliação positiva (Boa e Muito boa) são quase equivalentes, havendo algum desvio no que concerne ao aspecto da rapidez de resposta.

A avaliação qualitativa da atenção de que beneficia o consumidor empresarial na via preferencial de contacto com a empresa de distribuição, apresenta valores mais favoráveis que os dois itens referenciados anteriormente. Neste caso, o cúmulo das apreciações negativas (Má e Muito má) representa 16,6% (12,7% e 3,9%, respectivamente), contra os 35,6% de consumidores empresariais que classificam de Boa (32,6%) e Muito boa (3%) a atenção que lhes é dispensada no meio de

contacto preferencial com a empresa de distribuição. Ainda assim, uma parte significativa das instalações consumidoras contactadas (48%) considera razoável a qualidade de serviço a este nível.

A via de contacto preferencial para os consumidores empresariais de energia eléctrica, se atendermos à informação que este Inquérito permitiu recolher, parece ser o telefone. Na realidade, quando instadas a citar o meio que usualmente utilizam para contactar a empresa de distribuição, quer para solicitar informação, quer para apresentar uma reclamação, 75% das instalações consumidoras referiram o contacto telefónico, 15,6% a via escrita, por carta ou fax, e 9,3% a deslocação a um centro de atendimento presencial.

Com base neste padrão de resposta, não surpreende que 61,8% dos consumidores empresariais considerem muito importante a existência de um serviço de atendimento telefónico permanentemente acessível, havendo ainda 33,5% que o consideram importante. Pode dizer-se que a existência do serviço telefónico permanente é desvalorizado por uma pequena minoria de consumidores, facto espelhado nos 2,8% de casos que o considera pouco importante e nos 0,9% que o classifica mesmo de nada importante.

Se bem que o telefone pareça ser uma via de contacto muito apreciada pelos consumidores empresariais, a existência de outros meios de comunicação, designadamente os que são postos ao dispor pelas novas tecnologias de informação, merecem um bom acolhimento. Há um elevado número de empresas (cerca de 3/4) a considerar muito importante ou importante (respectivamente 32% e 42,8%) a existência de meios de comunicação alternativos, de que a Internet se constitui porventura como o exemplo mais emblemático. Contudo, cerca de 11% das instalações consumidoras contactadas classifica como pouco importante (9,1%) ou mesmo nada importante (1,7%) a existência dos referidos meios alternativos de contacto.

## 6.2 Avaliação Global da Qualidade do Relacionamento Comercial e Necessidades

A avaliação qualitativa que os consumidores empresariais fazem da qualidade do relacionamento comercial é aferida por série de aspectos do relacionamento comercial e contratual com a empresa fornecedora. De uma forma geral, poder-se-á dizer que em relação a aspectos como a frequência de leitura e exactidão da medição de energia eléctrica, o rigor da facturação, clareza e facilidade de compreensão da informação constante da factura de energia eléctrica e o processo de cobrança respectivo, merecem dos consumidores empresariais de energia eléctrica uma avaliação positiva.

Os aspectos relacionados com a capacidade de resposta da empresa distribuidora em matéria de assistência técnica e a quantidade e qualidade de informação por ela disponibilizada não merecem uma apreciação tão favorável como os anteriores, patente nos factos de a mais comum classificação ser a de razoável e de haver um maior número de consumidores a classificá-los como maus ou muito maus.

Sendo a informação uma área importante da qualidade do relacionamento comercial, foi considerado oportuno questionar os consumidores empresariais de energia eléctrica acerca das principais lacunas sentidas e, por conseguinte, dos temas com maior necessidade de informação adicional. A utilização racional de energia eléctrica parece ser a principal área onde se registam falhas de informação pelas instalações consumidoras contactadas (mencionada em 52,6% dos casos), seguindo-se-lhe a manutenção da instalação eléctrica que, para 37,6% dos consumidores, justificaria a existência de mais informação.

A compensação de energia reactiva e a estrutura e valores de tarifas e preços no sector eléctrico parecem suscitar a mesma necessidade de informação adicional, tendo sido mencionadas, respectivamente, por 28,5% e 27,8% das instalações consumidoras.

## 7. Apreciação Global da Qualidade de Serviço

A presente secção deste relatório pretende efectuar uma síntese da informação que o Inquérito permitiu recolher. Esse exercício será feito em duas vias:

- Com a utilização da informação recolhida através das questões da secção final do Inquérito, designada por Apreciação Global, em que foram formuladas de questões de carácter mais geral, numa perspectiva de avaliação global da qualidade de serviço.

- Mediante o cruzamento de dados do próprio Inquérito, tendo em vista caracterizar a qualidade de serviço em função, designadamente, do distrito de localização da instalação consumidora, do nível de tensão em que se encontram ligadas à rede e dos consumos declarados para um ano.

Mais uma vez, convirá lembrar que este estudo, vincadas que estão as vantagens de possibilitar um levantamento de informação que escasseava e contribuir para um maior envolvimento dos consumidores nas questões do sector eléctrico, não transmite um retrato da situação actual da qualidade de serviço a consumidores empresariais, mas sim a percepção que estes têm acerca das questões em apreço.

### 7.1 Importância da Qualidade de Serviço

Em vários sectores da economia, qualidade e preço são dois argumentos que incorporam a definição do produto ou serviço em causa. Geralmente, variam na mesma direcção, ou seja, incrementos de qualidade têm correspondência em preços mais elevados. Desde logo, porque acréscimos de qualidade originam, na maioria das vezes, um agravamento da estrutura de custos inerente ao provimento do produto ou serviço. Nesse sentido, interessava, no âmbito deste Inquérito, questionar os consumidores empresariais da sua disponibilidade para, em relação ao fornecimento de energia eléctrica, expressarem a forma como percebem a ligação entre as variáveis preço e qualidade.

Com o intuito de obter informação acerca da

questão atrás focada e de outras relacionadas com:

- Fixação de padrões mínimos de qualidade de serviço;

- Existência de compensações aos consumidores em caso de não cumprimento dos padrões de qualidade de serviço;

- A forma como as compensações deverão ser pagas aos consumidores lesados;

- Estímulo que transmitem às empresas de distribuição, no sentido de uma melhoria da qualidade de serviço;

Foi reunido um conjunto de seis afirmações, sobre as quais o consumidor empresarial de energia eléctrica expressou o seu grau de concordância com as ideias que lhe estão subjacentes.

Os consumidores de energia eléctrica expressam uma concordância muito acentuada com a existência de padrões mínimos de qualidade de serviço (94% de acordo total), com a ideia de que os consumidores deverão ser compensados pelo não cumprimento de padrões mínimos de qualidade (89,4% de acordo total), com o pagamento dessas compensações aos consumidores afectados de forma automática sem necessidade de reclamação dos valores por estes (80,9% de acordo total) e com o facto das próprias compensações serem um bom estímulo às empresas de distribuição para que estas melhorem a qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica (85,3% de acordo total).

A afirmação que sugere a possibilidade de haver como que uma troca de qualidade por preço, ou seja, a possibilidade de conceder uma redução da qualidade de serviço se acompanhada de uma quebra de preço, merece das instalações consumidoras contactadas uma larga margem de desacordo (78,2% de desacordo total). Este facto parece indicar que, ainda que com um eventual “desconto” no preço da energia eléctrica, os consumidores empresariais não estão dispostos a ver diminuídos os actuais níveis de qualidade de serviço.

Por fim, em relação à composição das inter-

rupções de fornecimento em função da duração e frequência, o padrão de respostas obtido não permite identificar uma tendência clara. Deste modo, parece haver quase metade (45,3%) dos consumidores empresariais a manifestarem total desacordo com a preferência por interrupções mais curtas e mais frequentes. Estes consumidores parecem assim preferir interrupções mais longas e menos frequentes por oposição às primeiras. No extremo oposto, em acordo total com preferência por interrupções mais curtas e mais frequentes, encontraram-se 15,5% das instalações consumidoras que responderam ao Inquérito. Existem 21,8% de casos que expressaram indiferença entre interrupções mais curtas e mais frequentes por contraposição a interrupções mais longas mas menos frequentes.

A importância da qualidade de serviço, quando vista quer em termos agregados, quer nos seus aspectos parcelares relacionados com a continuidade e qualidade da onda de tensão, merece dos consumidores empresariais uma significativa atenção, espelhada no facto de, genericamente, as considerarem questões muito importantes.

Na realidade, 74,2% das instalações consumidoras contactadas por este Inquérito considerou a qualidade de serviço muito importante, tendo atribuído igual importância, em 88,4% e 70,2% dos casos a, respectivamente, um fornecimento de energia eléctrica sem interrupções e isento de perturbações na onda de tensão. Desta informação pode, de alguma forma, inferir-se uma maior sensibilidade dos consumidores empresariais em relação à continuidade de fornecimento em detrimento da qualidade da onda de tensão.

A sensibilidade dos consumidores empresariais para a qualidade de serviço não parece estar muito dependente da sua localização geográfica. Pelo menos é isso que se pode inferir da análise da informação por distritos, relativa à importância atribuída ao tema. Ainda que se identifique alguma homogeneidade de resposta entre os diversos distritos, é possível identificar,

no território continental, Braga como o distrito onde é conferida uma maior importância à qualidade de serviço e o Porto como aquele em que a questão merece dos consumidores empresariais uma atenção menos acentuada.

Quando organizadas as respostas ao Inquérito por nível de tensão de ligação à rede, os consumidores empresariais de energia eléctrica, na avaliação da importância que conferem à qualidade de serviço, não apresentam um padrão de resposta muito distinto daquele que acontece sem que haja partição da informação. Contudo, denota-se alguma tendência, ainda que muito ligeira, para considerar mais importante a qualidade de serviço, à medida que se passa dos níveis de tensão mais baixos (BT) para os mais elevados (AT). Deve interpretar-se com alguma cautela a informação respeitante aos consumidores ligados em MAT, já que estes são 11 no total nacional e apenas 2 responderam a este Inquérito.

A importância da qualidade da onda de tensão, na sua avaliação por distritos, revela um padrão de resposta similar ao que anteriormente se descreveu para a qualidade de serviço em termos globais. Ainda assim, identificam-se claramente os distritos de Lisboa e Porto como aqueles onde a importância de um fornecimento de energia eléctrica sem perturbações na onda de tensão parece ser menos acentuada e o distrito de Castelo Branco como o que coloca maior ênfase nesta vertente da qualidade de serviço. Este facto pode, inclusivamente, ser justificado pela maior ou menor sensibilidade às questões da qualidade da onda de tensão, função da existência de mais ou menos problemas neste domínio.

A importância da continuidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, a par do que acontece para a qualidade da onda de tensão, não apresenta nas partições de informação por distritos, nível de tensão e consumos, diferenças significativas face ao padrão de resposta global. Mais uma vez, numa rápida análise dos distritos abrangidos, volta a ser Castelo Branco aquele em que a importância da continui-

dade de fornecimento se assume como mais importante.

No capítulo referente à Continuidade de Serviço, verificou-se que os principais reflexos das interrupções de fornecimento de energia eléctrica, mencionados pelos consumidores empresariais, estavam associados à da interrupção da actividade da empresa (mencionado por 61,4% das instalações consumidoras), à perda, total ou parcial, da produção em curso aquando da ocorrência da interrupção (48,5%) e aos danos em equipamentos (27%).

Embora reconheçam em larga medida a existência de custos directamente imputáveis à ocorrência de interrupções de serviço, uma larga maioria dos consumidores empresariais de energia eléctrica – 78,2% – não possui qualquer forma concreta de avaliar a magnitude de tais custos. Talvez por esse facto, quando questionados acerca do quanto estariam dispostos a pagar pelo kWh de energia para evitar uma interrupção de serviço – questão colocada no seguimento da existência ou não de formas de avaliar custos das interrupções, o padrão de respostas não permitiu extrair conclusões, quer pela baixa frequência de resposta, quer pela muito dispersa caracterização das mesmas.

## 7.2 Avaliação Global da Qualidade de Serviço

A avaliação global que os consumidores empresariais de energia eléctrica fazem da qualidade de serviço de que beneficiam actualmente é francamente mais favorável que o que se poderia inferir dos padrões de resposta obtidos anteriormente. Na realidade, uma parte significativa (48,4%) das instalações consumidoras que responderam ao Inquérito, qualificou de razoáveis os actuais níveis de qualidade de serviço, merecendo inclusivamente, em 38,7% dos casos, uma apreciação mais favorável – boa para 37,2% e muito boa para 1,5% dos casos. O conjunto de consumidores insatisfeitos com os índices de qualidade de serviço actuais totalizam 12,9% da base de empresas contactadas – 10,1% a classificarem a qualidade de serviço como má e 2,8% de muito má.



A análise da informação relativa a esta avaliação, feita por distritos, suscita algumas ilações inesperadas:

• O distrito de Castelo Branco, que, lembre-se, havia sido o que de forma mais consistente havia colocado maior importância na qualidade da onda de tensão e na continuidade de fornecimento, surge, em relação à avaliação da qualidade de serviço actual, como aquele em que a soma das opiniões favoráveis (boa e muito boa) é maior – 59,5%.

• Os distritos de Santarém, Leiria e Braga, por esta ordem, são aqueles em que a soma das opiniões negativas (má e muito má) é mais significativa. Em qualquer dos casos, a valorização da importância dos aspectos de qualidade de serviço, feita anteriormente, não tinha evidenciado que cada um dos destes distritos surgisse claramente fora da tendência geral.

A percepção dos consumidores empresariais relativamente à qualidade de serviço, quando segmentada por níveis de tensão, permite verificar uma tendência cada vez menos favorável à medida que aumenta a tensão de ligação à rede. Assim, de uma forma consistente e se excluirmos o caso de MAT pelos aspectos já atrás focados, verificamos um crescimento das opiniões negativas (má e muito má) acerca da situação actual da qualidade de serviço nos níveis de tensão superiores – 8,8% para BT; 15,6% para MT e 21,6% para AT. O perfil das opiniões favoráveis (boa e muito boa) segue uma tendência bem mais incaracterística, sendo mais elevado em BT e mais reduzido em MT.

A mesma questão, estratificada agora pelos valores de consumo anual de energia eléctrica, permite, grosso modo, extrair as mesmas conclusões que se apontaram na partição por níveis de tensão. Identifica-se uma tendência para que o conjunto de opiniões desfavoráveis ser crescente com os consumos de energia eléctrica. O escalão de mais baixo consumo (até 10 MWh/ano) é o que apresenta menores valores para as apreciações da qualidade de serviço má e muito má e, ao invés, no escalão de consumos

mais elevados (superior a 9.000 MWh/ano, que corresponderá aos clientes elegíveis), a soma das opiniões má e muito má é mais significativa que em qualquer outro.

Os consumidores empresariais de energia eléctrica, de uma forma genérica, apresentaram pouca disponibilidade para pagar valores mais elevados na sua factura de energia eléctrica por incrementos de qualidade de serviço. Quase 9 em cada 10 instalações consumidoras contactadas manifestaram-se no sentido de não tolerar acréscimos do valor da sua factura de energia eléctrica em troca de níveis superiores de qualidade de serviço. Dos restantes consumidores empresariais que manifestaram alguma abertura para pagamentos extra, 8% vincaram a sua disponibilidade para aceitar incrementos que não excedessem os 2,5% da factura de energia eléctrica e somente 2% estariam na disposição de ir além desse acréscimo.

## 8. Conclusões

A qualidade de serviço parece revestir-se, para os consumidores empresariais de energia eléctrica, de importância significativa. Esse facto está particularmente evidente na forma como a importância de cada uma das vertentes essenciais da qualidade de serviço no sector eléctrico e da qualidade como um todo, foram avaliadas.

As questões da qualidade, de uma forma mais genérica, têm vindo a suscitar crescente atenção por parte de cada vez mais alargados sectores da sociedade e da economia. O sector eléctrico não foge a esta regra.

No que ao sector eléctrico diz respeito e reportando-nos aos consumidores empresariais de energia eléctrica, poderemos sintetizar algumas ideias da seguinte forma:

1. É ainda reduzido o número de instalações consumidoras que possui equipamentos de monitorização da qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica – menos de 10% dos consumidores empresariais abrangidos por este Inquérito mencionaram a existência de equipamentos que lhes permitam regis-

tar interrupções de serviço e/ou perturbações da onda de tensão.

2. Os consumidores empresariais parecem estar mais sensibilizados para a continuidade do fornecimento do que para a qualidade da onda de tensão – a avaliação dos respectivos impactes vinca um carácter de inconveniência bem mais pronunciado na primeira das vertentes citadas.

3. Embora expressem que os principais reflexos de quebras na qualidade de serviço se situem ao nível da interrupção da actividade da empresa (para a continuidade) e da ocorrência de danos em equipamento (para a qualidade da onda de tensão), somente cerca de ¼ dos consumidores empresariais de energia eléctrica possui forma concreta de avaliar os custos em que incorre com a perda de qualidade de serviço.

4. A regulação da qualidade de serviço assente na existência de padrões mínimos, de compensações aos consumidores pela sua não verificação, no pagamento automático das referidas compensações, parece reunir a concordância de uma larga maioria (acima de 80%) dos consumidores empresariais, que consideram ainda que este tipo de abordagem – existência de padrões e compensações - parece constituir-se como um bom incentivo às empresas de distribuição para a melhoria da qualidade de serviço.

5. A avaliação da qualidade de serviço, quer em termos de importância que lhe é conferida, quer quanto à avaliação da situação actual, parece apresentar poucas diferenças entre consumidores em função da sua localização geográfica no território nacional continental, do nível de tensão e dos consumos. Verifica-se, no entanto, uma tendência para se avaliar de forma mais negativa a qualidade de serviço para níveis de tensão e de consumos mais elevados.

6. Parece não ser claro para todos os consumidores empresariais de energia eléctrica que possa haver uma relação entre a qualidade de serviço de que beneficiam ou poderiam beneficiar e o preço da própria energia eléctrica. Tal

facto pode ser convenientemente ilustrado no pouco acolhimento que merecem as ideias de reduzir a qualidade e o preço e/ou efectuar pagamentos adicionais por maiores níveis de qualidade de serviço.

7. De uma forma genérica, os aspectos relacionados com a qualidade de serviço na vertente do relacionamento comercial, merecem dos consumidores empresariais uma apreciação globalmente positiva.

8. A avaliação que é feita dos actuais níveis de qualidade de serviço, ponderando todos os aspectos, parece ser de alguma forma contraditória com a avaliação individual que se faz das três vertentes da qualidade de serviço. Na realidade, muito embora haja uma tendência para enfatizar a ocorrência de interrupções de fornecimento e de perturbações na onda de tensão e seus respectivos reflexos, os consumidores empresariais tendem a avaliar de forma globalmente positiva o panorama actual da qualidade de serviço em Portugal Continental.

Algumas contradições detectadas na resposta a este Inquérito e evidenciadas à medida que foram surgindo, podem suscitar a questão da existência de eventuais lacunas de informação em matéria de qualidade de serviço, que permita, aos consumidores de energia eléctrica, explicitar de forma mais consistente as suas preocupações e preferências neste domínio.

A eventual falha de informação que atrás se referencia pode, ainda que com a reserva de ser um facto relativamente recente, ser demonstrada pela fraca percentagem de consumidores empresariais de energia eléctrica que conhece a existência e conteúdo do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), publicado em Diário da República de 23 de Junho de 2000.

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece, entre outros aspectos, os padrões mínimos de qualidade de serviço a observar no fornecimento de energia eléctrica em Portugal Continental e a forma de apuramento do valor das respectivas compensações em caso de incumprimento dos padrões garantidos. A en-

trada em vigor deste regulamento ocorreu no passado dia 1 de Janeiro, sendo que as disposições relativas a compensações só se tornarão efectivas a partir de 1 de Julho de 2001.

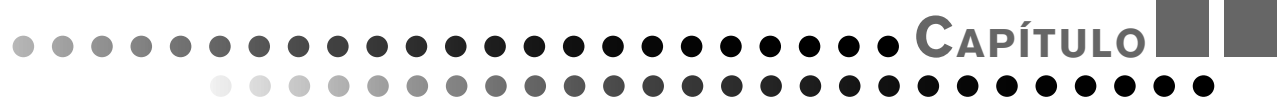
Embora a publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço seja responsabilidade da Direcção Geral de Energia (DGE), a fiscalização do seu cumprimento é competência atribuída à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A importância que é conferida ao papel que a ERSE desempenha no Sector Eléctrico Nacional (SEN) parece

ser reconhecidamente relevante para os consumidores empresarias de energia eléctrica.

Uma maioria substancial das instalações consumidoras de energia eléctrica, abrangidas por este Inquérito, considera que o papel da ERSE no sector eléctrico é importante (47,9%) ou mesmo muito importante (42,6%). Este facto, aliado ao défice de informação que parece existir em matéria de qualidade de serviço, parece dar alguma razão à iniciativa da ERSE em decidir, com a prestimosa cooperação das Associações Empresarias, promover a realização deste estudo.

#### Referências

- Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado pelo Despacho n.º 12917 A/2000, de 23 de Junho (Diário da República).
- Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Despacho n.º 18413 A/2001, publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 203/01, de 1 de Setembro.
- Anuário Estatístico de Portugal – 1999; Instituto Nacional de Estatística.



CAPÍTULO

**PRINCÍPIOS DE REGULAÇÃO ECONÓMICA**



## **APLICAÇÃO DE TARIFAS ADITIVAS NO SECTOR ELÉCTRICO**

Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   Carla Grosa   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Jorge Vasconcelos   Pedro Verdelho

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2001



## Resumo

*A criação de um mercado retalhista pressupõe o direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica e o direito de acesso às redes e de utilização dos serviços associados com as actividades reguladas exercidas em regime de monopólio. No processo de abertura do mercado verifica-se a coexistência de clientes participantes no mercado, que pagam as tarifas reguladas de uso das redes, com clientes elegíveis que ainda não exerceram o direito de escolha de fornecedor ou que ainda não são elegíveis e que pagam tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais (também conhecidas por tarifas integrais). Neste contexto importa que as tarifas de Venda a Clientes Finais reflectam por agregado os custos das várias actividades reguladas ao longo da cadeia de valor, devendo resultar da adição das várias tarifas reguladas das actividades do sector eléctrico associadas aos serviços e fornecimentos de energia eléctrica efectivamente usados pelo consumidor, princípio que se designa por aditividade tarifária.*

*Neste artigo é apresentada e discutida a metodologia de cálculo de tarifas aditivas de energia eléctrica estabelecida no Regulamento Tarifário, publicado pela ERSE em Setembro de 2001, mostrando de que forma estas reflectem os custos subjacentes e garantem a inexistência de subsídios cruzadas entre grupos de clientes.*

Palavras-Chave: regulação do sector eléctrico, abertura de mercado, tarifas de energia eléctrica, estrutura tarifária, monopólio natural.

### 1. Introdução

A criação de um mercado retalhista pressupõe que os clientes possam escolher livremente

o seu fornecedor ou comercializador de energia eléctrica, negociando bilateralmente o preço ou adquirindo as suas necessidades de energia eléctrica em mercados organizados como as bolsas de energia eléctrica. O direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica é acompanhado pelo direito de acesso às redes e de utilização de serviços associados com algumas das actividades reguladas, a que corresponde o pagamento de tarifas reguladas, como sejam a tarifa de uso das redes ou a tarifa de uso global do sistema.

Importa referir que a liberdade de escolha de fornecedor tem sido estendida gradualmente a todos os clientes. Verifica-se assim a coexistência de clientes participantes no mercado, que pagam as tarifas reguladas de uso das redes, com clientes elegíveis que ainda não exerceram o direito de escolha de fornecedor ou clientes que ainda não são elegíveis e que pagam tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais (também conhecidas por tarifas integrais).

Os clientes finais ainda não elegíveis para participarem no mercado, bem como os clientes elegíveis que ainda não tenham exercido esse direito, estão sujeitos à aplicação de uma tarifa regulada que agrega todos os custos de fornecimento. Estas tarifas reguladas devem reflectir os custos das várias actividades ao longo da cadeia de valor. Consequentemente, as tarifas a imputar aos vários clientes devem resultar da adição dos diferentes componentes das tarifas por actividade. Por tarifas aditivas entende-se tarifas cujos diferentes termos tarifários (preços) resultam da adição, termo a



termo, dos respectivos termos das tarifas por actividade. Se as tarifas por actividade reflectirem os custos marginais, as tarifas de venda a clientes finais também os reflectirão. Resultando que, se as tarifas por actividade são não discriminatórias e eficientes, as tarifas aditivas, e só estas, exibem as mesmas propriedades. O princípio da aditividade tarifária, com a consequente eliminação de subsidiação cruzadas entre os vários grupos de clientes, assume especial importância num contexto de abertura parcial do mercado, onde grande parte dos clientes não têm possibilidade legal de escolher o seu fornecedor. A aplicação destes princípios implica, desde logo, a necessidade de obtenção de informação detalhada e precisa tanto do lado da oferta como da procura.

Para cada tarifa regulada devem ser definidas as variáveis de facturação mais adequadas e as respectivas regras de medição, por forma a reflectir a função custo das várias actividades e transmitir sinais eficientes aos consumidores. Além disso as variáveis escolhidas devem permitir a aplicação do princípio da aditividade por termo tarifário.

A definição das variáveis de facturação e as suas regras de medição deve ter em consideração a tecnologia disponível em aparelhos de medida e contagem, bem como a simplicidade de facturação exigida pelos clientes. No entanto, a simplicidade tarifária exigida pelos clientes não é impeditiva da implementação de um sistema tarifário mais eficiente, uma vez que poderá ser obtida a partir de uma estrutura tarifária de base mais complexa (com mais termos tarifários), por sucessivas agregações de termos tarifários.

Importa referir que as variáveis utilizadas tradicionalmente nas tarifas de electricidade tiveram origem num contexto de integração vertical do sector. Não existia a preocupação em remunerar separadamente cada actividade, nem tão pouco a possibilidade de um consumidor aceder apenas a parte do serviço. A existência de consumidores que do sistema público só utilizam os serviços associados com

o acesso às redes, bem como, a necessidade de eliminar subsídios cruzados, conduz à necessidade de separação das actividades do sector e desagregação, tanto em termos de proveitos permitidos, como de tarifas a aplicar aos clientes finais, resultando a necessidade eventual de serem definidas novas variáveis de facturação.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos procedeu em Setembro de 2001 à revisão do Regulamento Tarifário, aperfeiçoando a metodologia de cálculo dos preços das tarifas reguladas das actividades do sector eléctrico. Estas tarifas apresentam estrutura aderente à estrutura dos custos marginais e respeitam o princípio da aditividade tarifária. Portugal tem hoje um sistema tarifário entre os mais modernos, transparentes e eficientes.

A matéria que seguidamente se apresenta tem por base essa experiência adquirida na ERSE.

## 2. Caracterização do Sistema Tarifário

Com o objectivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se, sucintamente, o actual sistema tarifário português<sup>1</sup>. Prevê-se a existência de fornecimentos a clientes que participam no mercado no âmbito do Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e a clientes que não participam no mercado (clientes não elegíveis e clientes elegíveis que não tenham exercido esse direito) no âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP). Os clientes fornecidos em BT<sup>2</sup> não são elegíveis para, livremente, escolherem o seu fornecedor. Os clientes abastecidos em MT ou tensões superiores são elegíveis, podendo aceder ao estatuto de cliente não vinculado e escolher o seu fornecedor.

### 2.1 Tarifas e Actividades Reguladas

Na Fig. 1 apresentam-se esquematicamente as relações entre as várias tarifas, a sua forma de aplicação aos clientes do SEP e do SENV e os proveitos a que dizem respeito.

Os proveitos das actividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas com

<sup>1</sup> Para uma explicação mais detalhada sobre as diferentes actividades reguladas e tarifas existentes, consultar ERSE.

Para uma caracterização mais pormenorizada do sector eléctrico consultar ERSE.

<sup>2</sup> As siglas utilizadas encontram-se legendadas no final do texto.

estrutura tarifária própria e caracterizadas por um conjunto de variáveis de facturação.

A gestão global do sistema inclui, a operação do sistema, os custos com a regulação económica, o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética. A actividade de transporte de energia eléctrica inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

A actividade regulada de distribuição de energia eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais. A actividade de comercialização de redes inclui, a contratação, leitura, facturação e cobrança dos serviços associados ao uso de redes e outros serviços regulados. Estas actividades são exercidas em regime de monopólio.

A actividade de energia e potência inclui os encargos de produção de energia eléctrica para abastecimento dos clientes do SEP. A actividade de comercialização no SEP engloba as estruturas comerciais de venda de energia eléctrica aos clientes do SEP, designadamente, a contratação, leitura, facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Às entregas a clientes não vinculados são aplicadas as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes, que constituem as tarifas de acesso ao sistema pagas por todos os clientes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são calculadas de forma aditiva, a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso ao sistema, adicionadas das tarifas reguladas de Energia e Potência e de Comercialização no SEP.

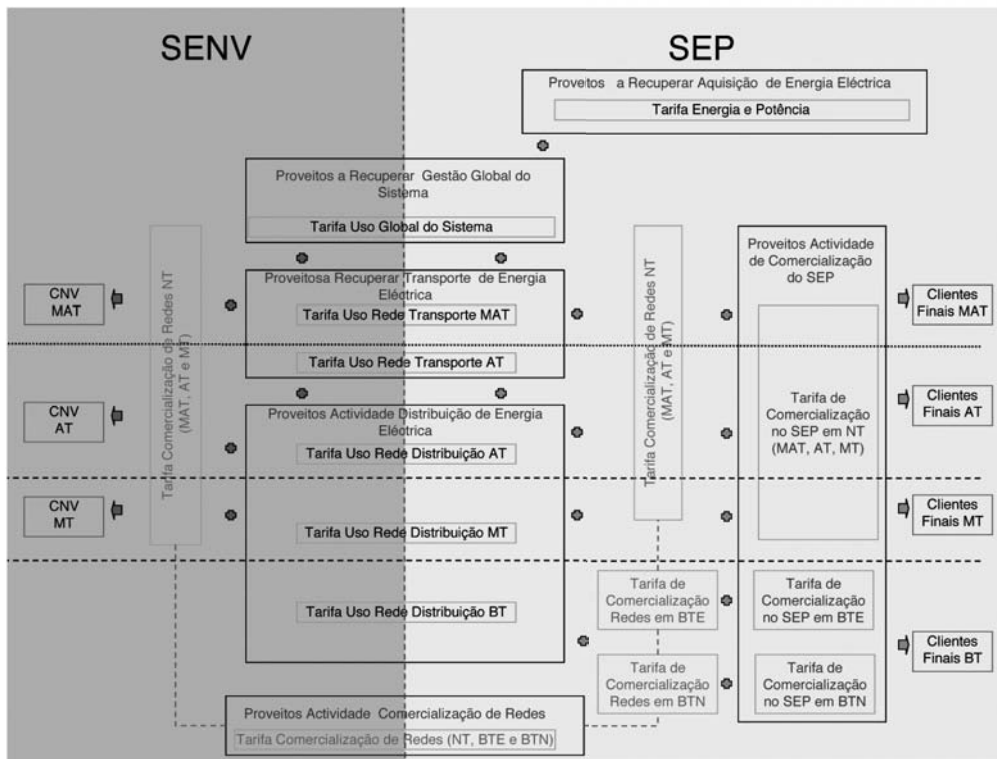


Figura 1 - Aditividade das tarifas e proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados

## 2.2 Termos Tarifários das tarifas por actividade

O Quadro 1 ilustra os termos tarifários (variáveis de facturação) de cada tarifa por actividade a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados.

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas									
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF	
TEP		X	X	X	X	X				
UGS			X	X	X	X				
URT <sub>MT</sub>	X	X					X	X		
URT <sub>AT</sub>	X	X					X	X		
URD <sub>AT</sub>	X	X					X	X		
URD <sub>MT</sub>	X	X					X	X		
URD <sub>NT</sub>	X	X					X	X		
CR <sub>AT</sub>										X
CR <sub>MT</sub>										X
CR <sub>NT</sub>										X
CSEP <sub>AT</sub>										X
CSEP <sub>MT</sub>										X
CSEP <sub>NT</sub>										X

Quadro 1 - Estrutura geral das tarifas por actividade

## 3. Aditividade Tarifária

As tarifas a aplicar pelo distribuidor vinculado aos clientes não vinculados (SENV) são por definição<sup>3</sup> totalmente aditivas (ver Fig. 1), sendo determinadas pela soma dos preços das

tarifas por actividade aplicáveis, convertidas nos respectivos níveis de tensão.

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP também são obtidas de forma aditiva a partir das tarifas por actividade aplicáveis.

A aditividade permite evitar subsidiação cruzadas entre clientes, na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais. Quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do Bem Estar Social.

No entanto, a aditividade não é um princípio que se sobreponha a outros, nomeadamente ao da clareza, simplicidade e estabilidade tarifária. Importa evitar alterações bruscas na factura de electricidade dos clientes finais, especialmente dos pequenos consumidores.

A implementação das regras de conversão, mencionadas anteriormente, permite a coexistência da simplicidade das tarifas a aplicar aos clientes finais, com a existência de referenciais tarifários mais complexos observáveis a montante.

### 3.1 Tarifas a aplicar a clientes não vinculados

Para os clientes não vinculados é possível calcular tarifas que agreguem todas as tarifas por actividade no âmbito do SENV. Estas tarifas são determinadas pela adição dos termos

tarifários das tarifas por actividade aplicáveis ao SENV de acordo com o Quadro 2. Neste caso o preço a praticar corresponde à soma das parcelas que o compõem.

Tarifas Reguladas a aplicar a Clientes Não Vinculados	Preços das Tarifas									
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF	
<b>Nível de Tensão</b>	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>AT</sub>	UGS	UGS	UGS	UGS	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	CR <sub>NT</sub>	
<b>MAT</b>	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>AT</sub>	UGS	UGS	UGS	UGS	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	CR <sub>NT</sub>	
<b>AT</b>	URD <sub>AT</sub>	URT <sub>AT</sub>	UGS	UGS	UGS	UGS	URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	CR <sub>NT</sub>	
<b>MT</b>	URD <sub>MT</sub>	URT <sub>AT</sub>	UGS	UGS	UGS	UGS	URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	CR <sub>NT</sub>	

Quadro 2 - Estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados

### 3.2 Tarifas de Venda a Clientes Finais

As tarifas de Venda a Clientes Finais, relativas a fornecimentos no âmbito do SEP, são também obtidas pela adição dos termos tarifários das tarifas por actividade aplicáveis a cada fornecimento, ver Quadro 3.

A título de exemplo, o preço de energia activa em horas de ponta na tarifa de BTE a aplicar a clientes finais do SEP, tem por base a agregação dos preços de energia em horas de ponta das tarifas TEP e UGS<sup>4</sup>. Com base nesta me-

<sup>3</sup> As tarifas a aplicar a cada cliente diferem consoante o nível de tensão do fornecimento ERSE (2001)

<sup>4</sup> A existência do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, adoptado na perspectiva de minorar os impactos nos consumidores decorrentes das alterações recentemente introduzidas, originará, transitoriamente, a não verificação desta igualdade de preços.

metodologia, é possível verificar nas tarifas de venda a clientes finais, quais os componentes que cada termo tarifário contém. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto é que paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de facturação é que esse valor é debitado. Poderá ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário.

A Fig. 2 ilustra a aplicação da metodologia aqui debatida para cálculo de uma tarifa de MT<sup>5</sup> a aplicar a clientes finais do sistema público. Conforme se pode verificar os vários termos tarifários finais correspondem à soma de termos das tarifas por actividade convertidas, previamente, para os diversos níveis de tensão. Se aos valores da figura forem subtraídos os termos referentes à produção (TEP) e comercialização no SEP (CSEP) obtém-se o valor que um cliente, de iguais características, pagaria no sistema não vinculado.

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Periodos Horários	TPc	TPp	TWP	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrt	TF
MAT	4	URT <sub>MAT</sub>	TEP URT <sub>MAT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	CR <sub>NT</sub> CSEP <sub>NT</sub>
AT	4	URD <sub>AT</sub>	TEP URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	CR <sub>NT</sub> CSEP <sub>NT</sub>
MT	4	URD <sub>MT</sub>	TEP URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	CR <sub>NT</sub> CSEP <sub>NT</sub>
MT	3	URD <sub>MT</sub>	TEP URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	CR <sub>NT</sub> CSEP <sub>NT</sub>	
BTE	3	URD <sub>BT</sub>	TEP URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD <sub>BT</sub>	URD <sub>BT</sub>	CR <sub>BTE</sub> CSEP <sub>BTE</sub>	
BTN (3)	3	URD <sub>BT</sub>	-	TEP UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	TEP UGS URD <sub>BT</sub>	TEP UGS	-	-	CR <sub>BTN</sub> CSEP <sub>BTN</sub>	
BTN (2)	2	URD <sub>BT</sub>	-	TEP UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	-	-	CR <sub>BTN</sub> CSEP <sub>BTN</sub>	
BTN (1)	1	URD <sub>BT</sub>	-	TEP UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	TEP UGS	TEP UGS	-	-	CR <sub>BTN</sub> CSEP <sub>BTN</sub>	
BTN (IP)	1	-	-	TEP UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> CR <sub>BTN</sub> CSEP <sub>BTN</sub>	TEP UGS	TEP UGS	-	-	-	

Quadro 3 - Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais



<sup>5</sup> Por facilidade de exposição simplificou-se a representação da tarifa, ignorando os termos de energia reactiva e a discriminação sazonal da energia activa.

O conhecimento destes valores, publicados anualmente pelo regulador, constitui um incentivo à eliminação de subsidiações cruzadas. Um determinado cliente (grupo de clientes) não irá aceitar pagar mais por um determinado serviço caso os custos que causa no sistema, reflectidos na respectiva tarifa por actividade, não o justifiquem.

A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem possibilidade de escolher o fornecedor. O que os pode tornar, aos olhos do monopolista, em clientes com uma menor elasticidade procura/preço e alvo preferencial de discriminação e fonte de subsidiação de outros clientes. Esses sim com capacidade de escolher o fornecedor e daí percebidos pelo monopolista como elásticos.

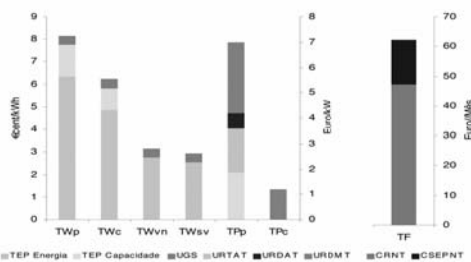


Figura 2 - Componentes de uma tarifa aditiva para clientes finais de MT

### 3.3 Mecanismo de Convergência para tarifas aditivas

A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais causaria consideráveis impactes na facturação dos clientes. Para obviar esta situação houve que proceder à implementação da nova estrutura tarifária de forma gradual, através da utilização de um mecanismo de convergência, estabelecido no Regulamento Tarifário. Limitam-se dois tipos de impactes, os causados por alterações nas variáveis de facturação usadas e os resultantes da alteração da estrutura tarifária por forma a que esta seja aderente à estrutura dos custos

marginais por aplicação da nova metodologia de cálculo.

A alteração das variáveis de facturação, nomeadamente a introdução do termo tarifário fixo e a substituição da potência tomada pela potência média em horas de ponta, nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, foi efectuada preservando-se o preço médio em cada opção tarifária e, por conseguinte, modificando-se unicamente a estrutura de pagamento interna a cada agregado. Quanto à alteração da estrutura tarifária e uma vez que esta origina uma variação diferenciada de preço por termo tarifário, assumiu-se a sua aplicação unicamente quando a variação tarifária global é inferior à evolução do índice de preços implícito no consumo privado.

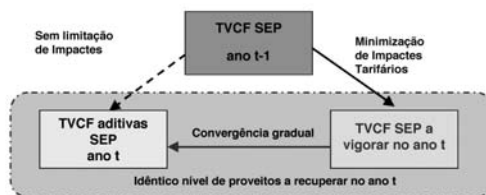


Figura 3 - Convergência gradual para tarifas aditivas no SEP

Adicionalmente, impôs-se um limite máximo ao acréscimo tarifário por termo de facturação. Este mecanismo permite que todos os preços iniciem a convergência para as tarifas aditivas. Os preços que devem subir têm os aumentos limitados pela taxa de inflação. Os que, para convergir, necessitem de descer (ou de subir menos) crescerão a uma taxa  $k$  que será sempre inferior à variação tarifária. O valor  $k$  é determinado de modo a que as tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar e as tarifas aditivas proporcionem idêntico conjunto de proveitos.

O mecanismo permite a convergência gradual dos preços das tarifas de venda a clientes finais para a estrutura resultante da aplicação do sistema tarifário aditivo, obtendo-se uma estrutura tarifária intermédia entre a estrutura objectivo e a existente, impondo a recuperação do mesmo conjunto de proveitos.

#### 4. Conclusões

Neste artigo apresenta-se a metodologia de cálculo de tarifas aditivas de energia eléctrica, estabelecida no Regulamento Tarifário, da responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Esta metodologia permite repercutir a estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas e aplicar de forma integral o princípio da aditividade tarifária.

As tarifas reguladas a aplicar a clientes finais, independentemente do seu modo de relacionamento comercial ou de participação no merca-

do, são obtidas por adição, termo a termo, das tarifas por actividade aplicáveis aos respectivos fornecimentos.

Com o cálculo de tarifas por actividade que reflectam os custos é possível determinar tarifas de venda a clientes finais e tarifas de acesso que também reflectam custos.

Desta forma, para além da eliminação de subsidiações cruzadas entre clientes, garante-se a equidade de tratamento entre os clientes do sistema eléctrico de serviço público e os clientes do sistema eléctrico não vinculado.

#### Referências

- M. Armstrong, S. Cowan and J. Vickers, 1994, “Regulatory Reform – Economic Analysis and British Experience”, MIT Press.
- M. Boiteux, 1956, “Sur la gestion des monopoles astreints à l’équilibre budgétaire”, *Econometrica* 24:22-40.
- ERSEa, 2000, “Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 1999”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEb, 2000, “Revisão da Estrutura Tarifária: 1ª Fase”. Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEc, 2000, “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2001 – Portugal Continental”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEd, 2001, “Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Documento de Discussão”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEe, 2001, “Parâmetros para o Triénio 2002-2004 e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2002 – Portugal Continental” Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- Leite Garcia, 1999, “Determinação e Ajuste da Estrutura das Tarifas de Distribuição” Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

#### Legendas

MAT	Muito Alta Tensão	TWc	Preço da energia activa em horas cheias
AT	Alta Tensão	TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
MT	Média Tensão	TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
BTE	Baixa Tensão Especial	TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
BTN	Baixa Tensão Normal	TWrr	Preço da energia reactiva recebida
BTN (3)	Tarifas de BTN tri-horárias	TF	Preço do termo tarifário fixo
BTN (2)	Tarifas de BTN bi-horárias	TEP	Tarifa de Energia e Potência
BTN (1)	Tarifas de BTN simples e social	UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
BTN (IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública	URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
CNV	Cliente Não Vinculado	URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
TPc	Preço da potência contratada	URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
TPp	Preço da potência em horas de ponta	URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
TWP	Preço da energia activa em horas de ponta	URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
CR <sub>AT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT	CR <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CR <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE	CSEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT





## **ADDITIVE TARIFFS IN THE ELECTRICITY SECTOR**

**Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Pedro Verdelho**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2006





**Abstract**

*This paper presents and discusses a methodology for the calculation and application of tariffs in the electricity sector based on the principle of tariff additivity. This principle imposes that the prices of the several regulated tariffs, for instance the access tariffs paid by all customers for the use of the networks, are obtained by the summation of the several regulated activity tariffs related with the components or services used by each customer along the value chain of the electricity sector. It is shown how such tariffs can reflect costs and assure the absence of cross subsidies between clients. The methodology presented was adopted in the Portuguese Tariff Code for electricity by the Portuguese Energy Regulator (ERSE), being applied since 2002. The work presented in this article reflects the experience acquired by ERSE during the preparation, discussion and implementation of this additive tariff system.*

Index Terms: power system economics, electricity pricing, electricity tariffs, grid access tariffs.

**1. Introduction**

The creation of a retail market for electricity imposes two basic premises: (i) the right to purchase electricity from the supplier of the customer's choice; (ii) the right of access, by all economic agents including consumers, suppliers and generators of electricity, to the public networks and associated services, that are natural monopolies and subject to economic regulation.

In the process of gradual market opening different situations can coexist. Some customers

are eligible and made the decision of leaving the incumbent supplier paying the regulated tariffs to access the public networks and negotiate freely the price of energy they purchase. Others, although being eligible, opt not to leave the incumbent supplier and pay a regulated tariff designed to account for all the costs of energy supply, including generation, networks, system services and retailing. This tariff is established by the regulatory authorities, being a regulated tariff applicable to the incumbent supplier customers also called integral tariff.

In the primary stages of liberalization, some clients stay ineligible to choose their supplier and remain bind to the incumbent, paying the integral tariff. These customers are typically the smaller ones that are connected to the lower voltage levels.

In such framework is of fundamental importance that the integral tariffs, paid by the incumbent supplier customers, reflect clearly the costs of the several regulated activities along the value chain of the electricity sector, imputable to each consumer. This means that the prices of the integral tariffs and the tariff's pricing variables should be determined in order to allow for the transmission of such signals. At the same time they should be compatible with the tariffs published for each regulated activity, namely the transmission and distribution use tariffs.

The principle of calculating every price, of each integral tariff, based directly on the prices of the regulated activity tariffs along the value chain of the electricity sector, from generation to retail, is also designated by tariff additivity.

## 2. Brief characterisation of the Portuguese tariff system

In order to understand the methodology for tariff calculation is useful to take a brief look at the Portuguese regulatory framework [3].

Since its creation, ERSE has the responsibility of determining and publishing the following tariffs: (i) Grid Access Tariffs applied by the transmission and distribution system operators to grid users; (ii) End-User Tariffs applied by the regulated supplier to customers using the Public Service Electricity System (SEP).

The methodology used for calculating these tariffs is previously determined and published on the Tariff Code—a regulatory instrument approved by ERSE according to the law. In addition to the detailed tariff calculation methodology aimed to recover the revenues associated with each regulated activity, these Codes establish the procedure for determining the allowed revenues to each regulated activity and for defining eligible costs, as well as the respective models of regulation and the information that must be provided by the regulated entities. These Codes also establish the procedures and timetable for determining electricity tariffs and prices on annual basis.

Public hearings must be held before the approval of Tariff Code, as well as any review of their rules.

In the framework of the yearly process of establishing tariffs, the regulated companies must send to ERSE every year, up to May 1, the physical and accounting data of the previous year and, up to June 15, estimates regarding the current year and forecasts for the next. Based on this information, and possible additional clarifications, ERSE drafts a Tariff proposal that is duly explained to the Tariffs Council up to October 15. The Tariffs Council, a body composed of representatives from the various stakeholders in the sector—including consumers and companies, makes an appraisal of ERSE's proposal and gives advice up to November 15. Based on such advice, up to December 15 ERSE publishes the tariffs

that will apply during the coming year, as from January 1.

The existing Portuguese tariff system anticipates the existence of customers that can either choose a supplier in the Non-Binding Electricity System's (SENV) market, or prefer to be supplied by a regulated supplier linked to the Public Service Electricity System (SEP). Although legally speaking all customers have the right to freely exercise their right to choose suppliers since August 2004, in practice—essentially due to technical reasons—only low voltage customers with contracted power higher than 41,4 kW (SpLV) and those supplied in Medium Voltage (MV) or higher voltages can choose suppliers other than the regulated supplier. It is expected that during 2006 the required information systems are implemented, so as to enable all electricity customers to exercise their right to choose supplier.

### A. Tariffs and regulated activities

The unbundling of the several regulated activities was imposed. Income from regulated activities is recovered by way of specific tariffs—each with its own structure, characterized by a given number of billing variables.

Tariff prices in each activity are determined in a way that enables: (i) its structure to match the structure of marginal or incremental costs, and (ii) the allowed revenues to be recovered for every activity.

Tariff application and billing are based on the principle of non-discrimination on the final energy use, all tariff options being available to all consumers.

The scheme presented in Fig.1 shows the relations between the several regulated activities, its allowed revenues and correspondent tariffs.

The Global Use of System tariff makes it possible to recover the income from the System's Global Management activity, which includes system's operation, costs related to economic regulation, the overcost associated with

generation from renewable energy sources and other energy policy costs.

The Transmission Use of System tariff makes it possible to recover the income from the Electricity Transmission activity—which includes setting up, operating and maintaining transmission systems.

These two activities are realized by the Transmission System Operator (TSO).

High-Voltage (HV) and Medium-Voltage (MV) Distribution Grid Use of System tariffs make it possible to recover the income from the regulated activity of Electricity Distribution in HV and MV—which include planning, setting up, operating and maintaining distribution systems, so as to convey electricity from its reception points to the final customers. Likewise the LV Distribution Use of System tariff makes it possible to recover income from the regulated activity of LV Electricity Distribution.

The Network Commercial Management tariff makes it possible to recover income from the network commercial management activity—which includes, among others, the metering, billing and settlement of services associated with grid use and other regulated services.

These activities of electricity distribution and network commercial management are realized by the Distribution System Operator (DSO).

The above mentioned activities are conducted on monopoly basis, being associated with infrastructure use and global system's management.

The referred to activity tariffs are paid by all the consumers for the use of the networks. The grid access tariffs paid by all electricity users include the tariffs charged for Global Use of System, Transmission Use of System, Distribution Use of System and Network Commercial Management. Non-binding customers who selected their supplier operating in the market pay their regulated grid access tariffs and freely bargain their energy prices with their supplier.

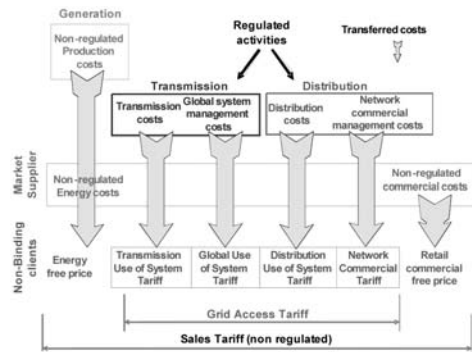


Figure 1 - Regulated activities and tariffs in the Portuguese electrical sector.

The Portuguese electrical sector legislation establishes the existence of a regulated supplier. This regulated supplier is the incumbent one that has several public service obligations and also universal service obligations being the last resource provider. Two regulated activities are performed by this regulated supplier: (i) the Electricity Acquisition activity; and (ii) the Commercial Management activity within SEP.

The Energy & Capacity tariff (TEP) makes it possible to recover the allowed income from the regulated activity of Electricity Acquisition—which includes energy acquisition costs incurred for supplying the SEP customers.

The SEP Supply tariff makes it possible to recover the allowed income from the regulated activity of Commercial Management within SEP—which includes the commercial structures of electricity sale to the binding customers (namely billing).

Calculation of End-User tariffs of SEP Binding Customers, applied by the regulated supplier, is based on the activity tariffs included in the grids' access, plus the regulated Energy & Capacity and Supply tariffs in the SEP. The End-User tariffs of the regulated supplier are also known as Integral tariffs.

Other suppliers in the market are free to conduct these two activities, which in their case are not subject to regulation.

Despite the approval in 2003 of the European Directive on the internal market in electric-

ity, a strong integration is observed yet in several electrical sectors, that a few years ago were totally vertical and horizontal integrated. It is important to refer that the ownership unbundling was already applied to the TSO activities. However the DSO remains in the same company of the incumbent supplier. Due to that the unbundling of accounts between distribution activities and electricity acquisition and retail activities was imposed.

It is also important to note that a strong concentration is observed in the generation sector in Portugal. This strong concentration is also observed in the Iberian market. Additionally it cannot be ignored that the electricity market opening is very recent. Consumers, namely the low voltage ones do not have any experience in choosing their supplier. Also wide asymmetries of knowledge and information are observed due to lack of information.

### B. Application of tariff additivity

Prices of access tariffs for each billing variable are determined by adding the corresponding prices of tariffs per activity applicable to that supply. This methodology for calculating access tariffs is presented in a simplified manner in Fig. 2, under the name Tariff Additivity.

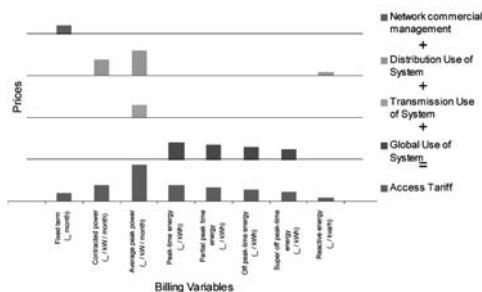


Figure 2 - Tariff additivity methodology for calculating access tariffs.

Likewise, the prices of End-User tariffs practiced by the regulated supplier are determined, for each billing variable, by adding the corresponding prices of access tariffs, applicable to that supply, to the prices of the SEP Energy & Capacity tariff and of the SEP Supply tariff. This methodology for calculating the End-

User tariffs is presented in a simplified version on Fig. 3. With the objective of limiting the impacts on the invoices of each SEP customer, a transitional mechanism has been established that makes it possible to gradually apply tariff additivity for calculating End-User tariffs.

If tariffs that compose the addition are based on marginal costs, it is possible to avoid inter-customer cross-subsidization. The closer those tariff prices are to marginal costs, the closer we will get to an efficient resource allocation that promotes wellbeing maximization.

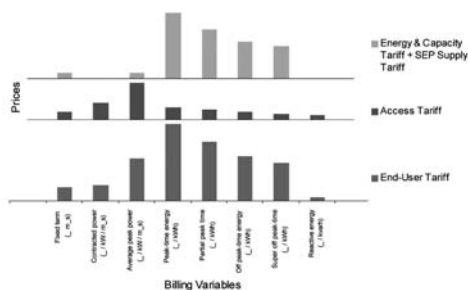


Figure 3 - Tariff additivity applied by the regulated supplier to calculate Sale-to-Final-Customer tariffs.

Likewise by applying the principle of tariff additivity to the End-User tariff of the regulated supplier, we assure that there is no cross-subsidization between the binding customers and the non-binding customers. We thus ensure that there is no discrimination in the access to electricity grids by all customers, irrespective of their supplier.

This tariff calculation methodology makes it possible to have a detailed knowledge of all tariff components by activity or service. Thus customers may know exactly how much they pay, for example, for using the MV distribution system and how is that value considered in terms of billing. Upon request, customers may receive a breakdown of their electricity bill by each applicable regulated tariff component, by average price and by tariff term. This possibility is laid down in the electricity sector codes currently in force.

It should be noted that tariffs are charged by delivery point. Their prices, if necessary, are converted into different voltage levels – by

applying loss adjustment factors. When the metering equipment does not make it possible to directly apply the billing variables of activity-specific tariffs, then prices to be applied to the metered variables are calculated, based on typical consumption profiles of each tariff option.

Implementing a system of this kind results in transparent tariff definition, which is particularly important for customers who have not the ability to choose their supplier—especially those with less information. In the context of a non-regulated monopoly, these customers with less demand/price flexibility are the most vulnerable target of discrimination and become a means to subsidize other customers that are more informed and have the ability to choose suppliers.

### 3. Tariff variables

Tariffs have several price variables that differ from tariff to tariff. The choice and definition of those variables is extremely important in order to successfully implement an efficient tariff structure. The tariff variables should be selected to reflect appropriately the costs of each regulated activity.

The tariff variables used in the Portuguese tariff system are:

- (i) A Fix Term that is applied by customer, per month, which is used in the commercialization and supply tariffs and also in the integral tariffs and is related with the costs of metering, billing and contracting.
- (ii) The Contracted Power disposable to the clients in contractual terms. For very high voltage (VHV), high voltage (HV), medium voltage (MV) and low voltage with contracted power higher than 41,4 kW (Special Low Voltage - SpLV) is the maximum average active power in kW, in any uninterrupted period of 15 minutes. For low voltage with contracted power lower than 41,4 kVA (Standard Low Voltage - StLV) is the apparent power in kVA.
- (iii) The Average Peak Power that is the ra-

tio between peak hour active energy and the number of peak hours.

(iv) The Peak Hours Active Energy that is the energy consumed in the peak hours time period.

(v) The Partial Peak Hours Active Energy that is the energy consumed in the partial peak hours time period.

(vi) The Off-Peak Hours Active Energy that is the energy consumed in the normal off-peak hours time period.

(vii) The Super Off-Peak Hours Active Energy that is the energy consumed in the super off-peak hours time period.

(viii) The Reactive Energy Supplied that is the reactive energy supplied which exceeds 40% of the active energy, in peak and partial peak hours.

(ix) The Reactive Energy Received that is the reactive energy received in off-peak hours.

Every existent tariff (activity tariffs, access tariffs and integral tariffs) can be applied using some or all of these variables.

For every activity tariff the variables are defined to reflect the marginal or incremental costs effectively caused by the consumer and measured by the variable in question. The price structure of every tariff is based on marginal costs and then scaled so that the level of allowed revenues in each activity is obtained. The allowed revenues for each activity are determined independently of this process, and differ by activity (price cap, revenue cap, rate of return, standard costs among other forms of allowed revenue regulation used). In every activity the relation between marginal costs and revenues, in each activity, is given by the scale factor.

When applied to consumers every price reflects specific costs. The prices of energy for peak hour and partial peak hour reflect the marginal costs of energy generation and a part of the generation capacity costs that is attributed to active energy. These marginal costs are determined using the program VALOR-AGUA, through a simulation of

the response of the several generation plants to satisfy a foreseeable value of demand. The program includes non-linear programming to optimize hydro-electric plants considering different weather scenarios and it returns energy marginal costs for time-of-the-day periods. In terms of energy and power costs only peak and partial peak values are scaled to meet allowed revenues, all off-peak prices are unscaled and therefore equal to marginal costs [4].

The use of Average Peak Power as a tariff variable allows for payments to be sensible to the costs with the more central branches of the networks. Central branches are used by a large number of consumers and, due to the weak synchronism shown by 15 minutes peak of every individual consumer, one can admit that the behavior of an individual consumer only affects the more central branches of the network in the proportion of the average power during peak hours and not in proportion of the maximum peak of the month (or year) during 15 minutes. Therefore it is more adequate to use average peak power than maximum 15 minutes peak power of the year to signal consumers regarding the costs of central branches of the distribution networks. The prices should be aligned with the incremental costs caused in the network by one additional unit of average peak power, by voltage level. This variable, and for the same reasons, is also used in the Transmission Network Use of System tariff and in the capacity parcel of the Energy and Power tariff.

Branches in the network periphery are shared by a smaller number of consumers. Hence the individual peak of each consumer has an impact on the costs of these parts of the network. To capture such effect it is more appropriate to use the maximum demand of each consumer, in a 15 minutes period, as price variable. The price is calculated considering incremental costs for the different type of networks and voltage level. Each consumer only pays for maximum 15 minutes peak power to the network he is connected, and according to the

voltage level.

Prices of reactive energy are determined to give incentive to local reactive power compensation. Because it is a local phenomenon, specific to that grid, reactive energy is only billed to the consumer regarding the network and voltage level of connection. It is more rational to compensate for reactive energy locally, in the consumer facilities, than in a centralized manner in the transmission or distribution substations.

Commercialization and supply costs, that include metering, reading, billing and related functions, only vary with the type of consumer. Therefore the variable used to transmit these costs to the market is a fixed charge per customer, per month, in accordance with the voltage level of connection and other similar contractual characteristics of the customer.

#### **4. Activity tariff calculation and conversion to the various voltage levels**

For each regulated activity the allowed revenues are defined. Several regulation methods can be applied.

In Portugal, for the TSO activities the revenues are established by a rate of return regulation method. The operational costs are accepted on annual basis and the capital is remunerated by rate of return.

The electricity distribution activities are regulated by a price-cap method. The revenues for each year of a regulatory period are obtained by a fixed component plus a variable component dependent of supplied energy. The fixed and variable components are established for a regulatory period, taking into account the evolution of the activity costs and the potential increase in economic efficiency.

For the commercial management activities a revenue cap regulation is applied in annual basis. Thus the revenues are contracted for each year.

##### **A. Activity tariff calculation**

Knowing the allowed revenues for a defined activity the prices of the tariff are calculated so

that there products by the predicted quantities for that year equal the allowed revenues. As already mentioned the tariff variables should be selected to reflect appropriately the costs of each regulated activity. The predicted quantities for each tariff variable have to be defined at the output of the activity. This means that the quantities that are measured in the clients delivery points have to be estimated in the activity output frontier, and so have to be estimated in upper voltage levels. This is done applying to the physical quantities, measured in the consumers facilities, loss adjustment factors for each network, voltage level and time period published by ERSE. This methodology is presented in (1) for the case of the Global Use of System tariff. The price variables of this tariff are measured energy by time period. The output frontier of this tariff coincides with the transmission network output at 60kV.

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{GUS,t} = & \sum_h Wh_{VHV,t} \times \left( + \gamma_{VHV/HV}^h \right)^1 \times TWh_t^{GUS} + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left( + \gamma_j^h \right) \times TWh_t^{GUS} \end{aligned}$$

With, n - voltage level (n=HV, MV and LV); j - voltage level (j≤n); i - Tariff options in a defined voltage level; h - time periods (Peak Hours, Partial Peak Hours, Normal Off-peak Hours, Super Off-peak Hours)

Where  $\tilde{R}_{GUS,t}$  represent the revenues of the Global Use of System activity for year t;  $Wh_{VHV,t}$  - energy supplied to VHV clients in time period h;  $Wh_{i,n,t}$  - energy supplied to voltage n clients in time period h;  $TWh_t^{GUS}$  - energy price of the Global Use of System tariff for the time period h;  $\gamma_{VHV/HV}^h$  - loss adjustment factor between VHV and HV transformation;  $\gamma_j^h$  - loss adjustment factor in voltage level j for the time period h.

In order to promote economic efficiency the tariff prices should be equal to the respective marginal or incremental associated cost. However with prices equal to the respective marginal costs the allowed revenues may not be recovered.

Due to that the marginal or incremental costs have to be scaled. If the scaling factors are small then a multiplicative scaling should be applied so that the marginal cost structure is preserved equation (2).

$$TX_t = Kx \times PmgX \quad (2)$$

Where  $TX_t$  is the price of variable X,  $Kx$  is the multiplicative scaling factor of variable X and  $PmgX$  is the marginal cost of variable X.

If the elasticity's of the several price variables are known then it is preferable to apply different scaling factors for each price variable. The scaling factors for each price variable should be proportional to the inverse of the elasticity leading to efficient resource allocation that promotes wellbeing maximization.

For higher scaling factors other solutions should be adopted namely the application of additive scaling. In this case the price differences coincide with the marginal costs differences.

$$TX_t = A + PmgX \quad (3)$$

Where A is the additive scaling factor.

## B. Activity tariff conversion to the various voltage levels

To allow for the application of tariff additivity every activity tariff must be converted to the referential of the consumer who is paying it. The prices must be calculated considering again the physical quantities measured in the consumers facilities, so that the application of such prices to the quantities in question, for all the variables, results in the allowed revenues previously established. The conversion is needed in particular for energy and power quantities in different voltage levels and it is done using again the loss adjustment factors for each network, voltage level and time period published by ERSE.

When a price is calculated for a variable in a superior voltage level it can be converted to a lower voltage level by application of the correspondent loss factor. Also by applying an adequate loss factor to energy measured in the consumer meter in a lower voltage level it



should be possible to obtain the quantity in the original referential at a higher voltage level. The price and quantities conversions are done in a way that the same revenues are obtained whether multiplying prices and quantities at the level of consumption or at the level of generation.

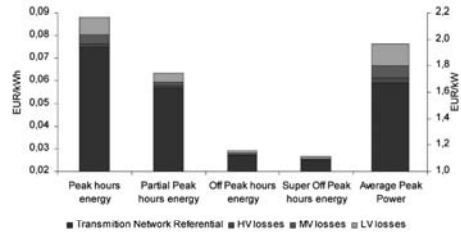
Additionally another type of conversion is necessary. It's the conversion from complex tariffs with several variables to simpler tariffs with just some few tariff variables for application to smaller clients. These conversions are made using load profiles for each tariff category and the conversion occurs in a way that the amount of revenue recovered by variable is not affected.

Table 1 illustrates the conversion of the Global Use of System tariff to the several voltage levels VHV, HV, MV and low voltage level tariff options of three, two or one time period. This tariff presents a unique energy price at the VHV level of the transmission network. As it can be seen this price increases for lower voltage levels. This increase is also higher for peak time periods than off-peak time periods due to the values of loss factors.

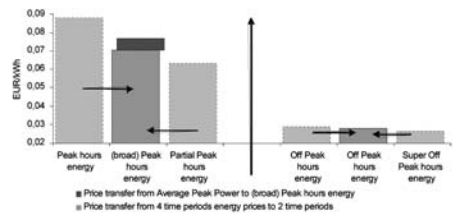
Fig. 4 illustrates a more complex case related to the conversion of the Energy & Capacity tariff to be applied to binding consumers in LV. This tariff presents four different energy prices for each time period and also an average peak power price. Fig. 4a presents the conversion of the tariff to a low voltage level tariff with also four different energy prices for each time period and also an average peak power price. The tariff prices are converted from the VHV level of the transmission network to the voltage levels of the consumers in three steps, first to the HV level, second to the MV level and then to the LV level, by applying the loss adjustment factors. Again as it can be seen in Fig. 4a, the lower the voltage level the higher are the prices. Also it can be seen that for higher demand time periods higher prices increases are applied.

TABLE 1  
ACTIVITY TARIFF CONVERSION TO THE VARIOUS VOLTAGE LEVELS

Global Use of System tariff	N_of time periods	Active energy (EUR/kWh)			
		Peak-time	Partial peak-time	Off peak-time	Super off peak-time
VHV	4	0.0080	0.0080	0.0080	0.0080
HV	4	0.0082	0.0081	0.0081	0.0081
MV	4	0.0086	0.0083	0.0082	0.0082
SpLV	3	0.0094	0.0089		0.0086
STLV 3-time periods	3	0.0094	0.0089		0.0086
STLV 2-time periods	2		0.0090		0.0086
STLV 1-time period	1			0.0089	



(a) Energy & Capacity tariff conversion to a 4 time periods LV tariff



(b) Energy & Capacity tariff conversion to a 2 time period LV tariff

Figure 4 - Energy & Capacity tariff conversion to a 2 time periods LV tariff

Fig. 4b shows the conversion of the low voltage Energy & Capacity tariff with five prices presented in Fig. 4a to a simplified two time period LV tariff applicable to small LV consumers. This two time period LV tariff presents only two prices of energy (on broad peak hours and off-peak hours) and a price of contracted power. Thus the energy prices on peak hours and partial peak hours and the average peak power price are all converted to a broad peak hours energy price. Also the energy prices on off-peak and super off-peak hours are both converted to a larger off-peak hours energy price.

The use of load profiles to obtain simplified tariffs might create some distortions between consumers in the same tariff. Nevertheless it is believed that such small inefficiency is accepted when compared with the costs of im-

plementing more sophisticated metering to smaller consumers, which maybe hardly economically justifiable. The converted tariffs to the different levels of application are published by ERSE in a justified way. Therefore every consumer might know in advance what is included in every price variable he pays. This is valid both for Grid Access tariffs and SEP Binding End User tariffs.

### 5. Examples of application of tariff additivity

#### A. Additive access tariffs

The Grid Access tariff is paid by all consumers for the use of the networks. This tariff varies by voltage level and is determined by addition of the relevant activity tariffs.

Table 2 present prices to be paid for grid access in HV, SpLV and StLV voltage levels. The HV grid access tariff presents a four time period energy differentiation. The SpLV grid access tariff presents a three time period energy differentiation. The StLV grid access tariff chosen is applied for customers with a contracted power lower than 20,7kVA, and presents two active-energy prices differentiated by day/night period (two-rate time-of-day tariff). Prices have been unbundled by tariff of each activity (Global Use of System, Transmission Use of System, Distribution Use of System and Network Commercial Management) and billing variable (Fixed term, Contracted Power, Average Peak Power, Active Energy and Reactive Energy).

Prices of grid access tariffs in each voltage level are determined by adding up, for each billing variable, the tariff prices by activity converted into the voltage level of energy delivery. For example, the peak power price of the grid access tariff in SpLV is determined by adding up the peak power prices of the following tariffs, i.e. HV Transmission Use of System, HV Distribution Use of System, MV Distribution Use of System and LV Distribution Use of System.

The grid access tariffs presented in the above tables are applied to three types of consum-

TABLE 2  
HIGH VOLTAGE (HV) GRID ACCESS TARIFF  
WITH FOUR TIME PERIODS

Grid Access Tariff High Voltage with four time periods	Fix term (EUR/m_s)	Power (EUR/MW.m_s)		Active energy (EUR/MWh)			Reactive energy	
		Contracted	Peak	Peak Hours	Off-Peak	Super Off-Peak	Supplied	Received
Global Use of System	-	-	-	0,0062	0,0061	0,0061	-	-
Transmission Use of System	-	-	1,877	-	-	-	-	-
HV Distribution Use of System	-	-	0,175	0,262	-	-	-	0,0120 0,0090
HV Network Commercial	101,22	-	-	-	-	-	-	-
HV Grid Access Tariff	101,22	0,175	2,139	0,0682	0,0061	0,0061	0,0081	0,0120 0,0090

SPECIAL LOW VOLTAGE (SpLV) GRID ACCESS TARIFF  
WITH THREE TIME PERIODS

Grid Access Tariff Special Low Voltage with three time periods	Fix term (EUR/m_s)	Power (EUR/MW.m_s)		Active energy (EUR/MWh)			Reactive energy (EUR/Mvarh)	
		Contracted	Peak	Peak Hours	Partial Peak	Off-Peak	Supplied	Received
Global Use of System	-	-	-	0,0094	0,0089	0,0088	-	-
Transmission Use of System	-	-	2,182	-	-	-	-	-
HV Distribution Use of System	-	-	0,503	-	-	-	-	-
SpLV Distribution Use of System	-	-	0,785	-	-	-	-	-
SpLV Network Commercial	26,26	-	-	-	-	-	-	-
SpLV Grid Access Tariff	26,26	0,842	12,244	0,0094	0,0089	0,0088	0,0151	0,0115

STANDARD LOW VOLTAGE (StLV) GRID ACCESS TARIFF  
WITH TWO TIME PERIODS

Grid Access Tariff Standard Low Voltage with two time periods	Fix term (EUR/m_s)	Contracted Power (EUR/KW.m_s)	Active Energy (EUR/KWh)	
			Broad Peak Hours	Off-Peak Hours
Global Use of System	-	-	0,0260	0,0088
Transmission Use of System	-	-	0,0075	-
HV Distribution Use of System	-	-	0,0017	-
MV Distribution Use of System	-	-	0,0132	-
LV Distribution Use of System	-	0,642	0,0200	-
StLV Network Commercial	1,42	-	-	-
StLV Grid Access Tariff	1,42	0,642	0,0514	0,0088

ers Dc, Ib and Ig with the consumption profiles established in table 5. The Ig consumer is a industrial consumer connected to the high voltage distribution network, Ib is a small industrial consumer connected to the low voltage network (SpLV) and Dc is a household consumer (StLV).

TABLE 5  
Characterization of Dc, Ib and Ig Type Consumers

Consumer-types	Contracted power (kW)	Annual consumption (kWh)	Annual off-peak consumption (kWh)	Use of contracted power (hours)
Dc (StLV)	4,6	3 500	1 300	761
Ib (SpLV)	50	50 000	0	1 000
Ig (HV)	4 000	24 000 000	11 040 000	6 000

The average prices paid by Dc, Ib and Ig type consumers for grid access are presented in Fig. 5. The values indicated herein do not include the Value Added Tax (VAT), at the legal rate of 5 percent currently in force.

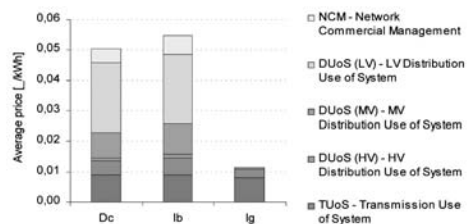


Figure 5 - Average prices paid by Dc, Ib and Ig type consumers for the Grid Access tariffs.

Fig. 5 shows that each consumer pays only the infrastructures or services really used. Also it can be noted that Ib type consumers, although using a contracted demand power that is higher than Dc type consumers, pay a higher average price than the latter for their grid access. This situation is due to the fact that Ib type consumers, contrary to Dc type consumers, do not use electricity in off peak hours. The average price of the former is thus higher namely due to the payments of the distribution use of system tariffs.

### B. Additive integral tariffs

The integral tariffs, applicable to binding consumers by the regulated supplier, are also obtained by addition of the relevant activity tariffs, following the same procedure described for the grid access tariffs.

Table 3 presents the SEP integral tariffs for HV, SpLV and StLV, applicable to the three types of consumers referred Dc, Ib and Ig. The SEP integral tariffs present the same differentiation as the correspondent grid access tariffs shown in table 2. Prices have been unbundled by Grid Access tariff and the activity tariffs of the regulated supplier: (i) SEP Energy and Capacity tariff and (ii) SEP Supply tariff. Prices of SEP integral tariffs in each voltage level are also determined by adding up, for each billing variable, the tariff prices by activity converted into the voltage level of energy delivery.

Fig. 6 shows the average prices paid by Dc, Ib and Ig type consumers for the regulated supplier End-User tariffs. These average prices are determined by applying the tariffs shown in table 6 to the consumption profiles established for the Dc, Ib and Ig type consumers shown in Table 5. In this figure, the average price of each customer is broken down into the following parcels: (i) Grid Access tariff presented in Fig. 5, (ii) SEP Energy and Capacity tariff and (iii) SEP Supply tariff.

TABLE 3

HIGH VOLTAGE (HV) END-USER TARIFF OF THE REGULATED SUPPLIER WITH FOUR TIME PERIODS										
SEP End-User Tariff High Voltage with four time periods	Fix term (EUR/m_s)	Power (EUR/kW.m_s)				Active energy (EUR/kWh)				Reactive energy (EUR/kvarh)
		Contracted	Peak	Peak Hour	Off Peak	Off Peak	Super Off Peak	Supplier	Received	
SEP HV retail supply	51.88	-	1.917	0.805	0.0054	0.0281	0.0259	-	-	-
SEP Energy & Capacity	101.22	0.175	2.138	0.0032	0.0081	0.0081	0.0081	0.0120	0.0090	-
SEP Integral Tariff (HV)	156.10	0.175	4.056	0.0067	0.0105	0.0362	0.0340	0.0120	0.0090	-

SPECIAL LOW VOLTAGE (SpLV) END-USER TARIFF OF THE REGULATED SUPPLIER WITH THREE TIME PERIODS										
SEP End-User Tariff Special Low Voltage with three time periods	Fix term (EUR/m_s)	Power (EUR/kW.m_s)			Active energy (EUR/kWh)			Reactive energy (EUR/kvarh)		
		Contracted	Peak	Peak Hour	Off Peak	Off Peak	Supplier	Received		
SEP SpLV retail supply	13.70	-	-	2.209	0.0932	0.0870	0.0295	-	-	-
SEP Energy & Capacity	26.28	0.642	12.344	0.0094	0.0089	0.008	0.0151	0.0115	-	-
SEP Integral Tariff (SpLV)	39.98	0.642	14.483	0.1026	0.0759	0.0381	0.0151	0.0115	-	-

STANDARD LOW VOLTAGE (StLV) END-USER TARIFF OF THE REGULATED SUPPLIER WITH TWO TIME PERIODS										
SEP End-User Tariff Standard Low Voltage with two time periods	Fix term (EUR/m_s)	Contracted Power (EUR/kW.m_s)		Active Energy (EUR/kWh)						
		Broad Peak Hours	Off Peak Hours	Broad Peak Hours	Off Peak Hours					
SEP StLV retail supply	0.99	-	-	-	-					
SEP Energy & Capacity	1.42	0.642	-	0.0821	0.0296					
StLV Grid Access Tariff	-	-	-	0.0514	0.0086					
SEP Integral Tariff (StLV)	2.38	0.642	-	0.1335	0.0382					

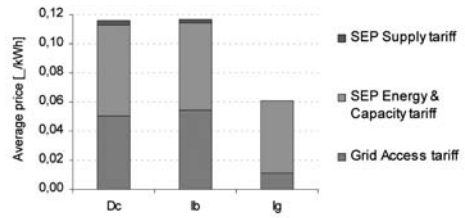


Figure 6 - Average prices paid by Dc, Ib and Ig type consumers for the regulated supplier End-User tariffs.

The described methodology allows for everyone to know in detail the components of every price in terms of the activity services they correspond. For example every consumer can see exactly how much he is paying for the use of the MV distribution network. Furthermore, it is possible to identify in what price variable that amount is being billed. The Tariff Code allows for consumers who express this wish to request a detailed invoice from the retailer. Such feature can be very useful when comparing the integral tariff, from the incumbent, with other tariffs proposed in the market. The consumer can easily identify what part of his bill is for the payment of regulated tariffs (access) that have to be paid whatever the supplier and the remaining of the bill that contains the activities that are open to competition, energy generation and retailing. Another advantage of the methodology is to identify, determine and explain the differences between energy prices in the various time-of-the-day periods. Namely, by depicting how the consumption of energy

in different time periods can cause different costs to the system, thus orienting consumers' decisions and economic rationality.

The mere publication of these values is an incentive to eliminate cross subsidies between consumers. An informed customer, or group of customers, would not accept to pay more for a certain service if the costs he cause in the system, given by the respective activity tariff, do not justify it.

Transparency in the formulation of end users tariffs, that is a consequence of this type of system, is of particular importance for the consumers that do not have the opportunity to choose their supplier, and especially for those who have less access to information. In a context of non regulated monopoly, or when strong market power exists, these consumers that typically exhibit a lower price elasticity of demand are preferential target for discrimination and a source of cross subsidization to other customers, better informed and/or with the possibility to freely choose supplier.

## 6. Conclusion

In this paper we present the tariff calculation methodology established in the Portuguese

Tariff Code for electricity and of ERSE's responsibility.

Allowed revenues are determined separately for every regulated activity, assuring that there are no cross subsidies between activities. Additionally, the application of the tariff additivity principle assures the inexistence of cross subsidies between consumers. Regulated tariffs applicable to end users of electricity are determined by summation, variable by variable, of the different activity tariffs in accordance with the services the customer uses and in the proportion of that use.

The corollary is that if the different activity tariffs are cost reflective and promote efficiency in resource allocation, the tariffs applicable to consumers (access tariffs or integral tariffs) will also reflect costs in the same manner. Therefore, besides economic efficiency, equity between non binding system consumers and binding system consumers is promoted.

The examples presented in the article intend to show how additive tariffs reflect costs giving adequate economic price signals for the rational use of the networks and electric energy consumption.

## 7. References

- [1] M. Armstrong, S. Cowan and J. Vickers, *Regulatory Reform – Economic Analysis and British Experience*, MIT Press, 1994.
- [2] M. Boiteux, *Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire*, *Econometrica* 24:22-40, 1956.
- [3] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, J. Vasconcelos and P. Verdelho, *Application of Additive Tariffs in the electricity sector*, WEC Regional Energy Forum- FOREN 2004, June 2004.
- [4] ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2005*, Lisboa, ERSE, 2005.



## **CÁLCULO DE TARIFAS POR ACTIVIDADE NO SECTOR ELÉCTRICO**

Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   Carla Grosa   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Jorge Vasconcelos   Pedro Verdelho

.....  
Artigo apresentado no VIII Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, em 2003



## Resumo

*A criação de um mercado concorrencial de electricidade exige a separação das várias actividades do sector eléctrico, que habitualmente se encontravam horizontalmente e verticalmente integradas. As actividades exercidas em regime de monopólio são sujeitas à regulação de proveitos e preços estabelecendo-se tarifas reguladas por actividade. Tendo em vista a maximização do bem estar social, a estrutura dos preços das tarifas reguladas por actividade deve ser definida a partir da estrutura dos respectivos custos marginais. O equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas é assegurado através do escalamento dos custos marginais, de forma a serem obtidos proveitos permitidos, que correspondem aos custos médios aceites pela regulação.*

*Neste artigo é apresentada e discutida a metodologia de cálculo de tarifas de energia eléctrica por actividade regulada, estabelecida no Regulamento Tarifário, que garante a aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais e assegura o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. Palavras-Chave: regulação do sector eléctrico, abertura de mercado, tarifas de energia eléctrica, estrutura tarifária, custos marginais.*

## 1. Introdução

A determinação de tarifas no sector eléctrico<sup>1</sup> deve obedecer aos seguintes princípios: igualdade de tratamento e de oportunidades; transparência e simplicidade, na sua formulação e fixação, e eficiência económica na afectação de recursos. A eficiência na afectação de recursos

visa atingir a maximização do bem estar social o que implica, para além da tradicional procura de eliminação de subsidiações cruzadas entre actividades, evidenciada pela desintegração vertical do sector eléctrico, a garantia da não existência de subsídios cruzados entre clientes, em particular, entre clientes elegíveis com possibilidade de escolherem o seu fornecedor e clientes ainda não elegíveis.

Tradicionalmente, a teoria económica aponta como solução para este problema a determinação de tarifas com preços iguais aos custos marginais<sup>2</sup>. É conhecido que a solução que maximiza o bem estar social iguala os preços aos respectivos custos marginais. Em mercados concorrenciais este ponto coincide com os custos médios. Em mercados monopolistas, tipicamente, este ponto poderá diferir do custo médio. Neste sentido, o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas exercendo actividades em regime de monopólio (tipicamente imposto pelo enquadramento regulatório<sup>3</sup>) torna necessário o escalamento<sup>4</sup> dos custos marginais de forma a serem obtidos proveitos permitidos, que correspondem aos custos médios (totais) aceites pelo regulador.

A criação de um mercado concorrencial de electricidade exige a separação das várias actividades do sector eléctrico, que habitualmente se encontravam horizontalmente e verticalmente integradas. Distinguem-se actividades exercidas em regime de monopólio, como sejam o transporte, a distribuição e a operação do sistema, de actividades abertas à concorrência, como sejam a produção e a comercialização. A

<sup>1</sup> Este artigo visa o sector eléctrico, no entanto, grande parte dos princípios orientadores e metodologia de cálculo aqui apresentados podem ser transpostos para outros sectores, nomeadamente para as "indústrias de redes". <sup>2</sup> Como resumo da aplicação dos conceitos de teoria da regulação económica de monopólios, num contexto multiprodutos, para determinação de tarifas nos mercados do Gás, Electricidade e Telecomunicações, ver Armstrong et al. (1994). <sup>3</sup> É resultado das condições de maximização do bem estar considerando que o custo social total de suportar o prejuízo da empresa regulada via impostos será sempre superior. <sup>4</sup> O conceito de escalamento é discutido no ponto 2.



separação contabilística das actividades promove a transparência do sistema, assegurando a inexistência de subsídios cruzados entre actividades. A credibilidade e a eficiência do sistema eléctrico aumentam com a separação legal e de propriedade entre empresas que exercem actividades em regime de monopólio, por um lado, e empresas que exercem actividades liberalizadas, por outro lado.

Nas actividades exercidas em regime de monopólio as autoridades reguladoras estabelecem para cada uma delas os proveitos ou preços permitidos e as correspondentes tarifas reguladas.

Em 1998, a publicação do Regulamento Tarifário, da responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), na altura designada por Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, estabeleceu a referida separação de actividades. Para cada actividade, foram definidos os proveitos permitidos e as respectivas tarifas reguladas, assegurando-se assim, desde essa altura, a referida inexistência de subsídios cruzados entre as várias actividades.

Os clientes elegíveis para participarem no mercado e que exerçam esse direito obtêm, nas actividades onde existe concorrência, preços livres negociados bilateralmente entre os vários agentes ou determinados em mercados organizados. Para além do pagamento destes preços livres estes clientes estão sujeitos ao pagamento das tarifas reguladas de “acesso” que incluem o conjunto de serviços prestados pelas actividades reguladas exercidas exclusivamente em regime de monopólio.

A abertura gradual do mercado com a correspondente coexistência de clientes participantes e não participantes no mercado conduz à necessidade de harmonizar as variáveis de facturação das diversas tarifas por actividade com as aplicáveis nas tarifas de venda a clientes finais, por forma a permitir a implementação de um sistema tarifário aditivo (Apolinário et al (2003)).

Tendo em vista a eficiência na afectação de recursos as variáveis de facturação das diver-

sas tarifas por actividade devem ser escolhidas por forma a traduzirem os custos causados por cada cliente e nos seus preços deve ser repercutida a estrutura dos custos marginais.

Em Portugal, na recente revisão regulamentar, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) procedeu à publicação, em regulamento, de uma metodologia de cálculo tarifário baseada em custos marginais e que permite obter, de forma aditiva, uma estrutura tarifária não discriminatória e indutora de eficiência na afectação de recursos. Refira-se que no Regulamento Tarifário publicado pela ERSE constam, em detalhe, as regras de aplicação, cálculo e conversão das referidas tarifas.

A matéria que seguidamente se apresenta tem por base essa experiência adquirida na ERSE.

## **2. Metodologia de cálculo das tarifas por actividade**

Os valores de cada tarifa por actividade são determinados de modo a que o produto da tarifa pelas quantidades físicas envolvidas permita obter os proveitos permitidos em cada actividade regulada. As tarifas por actividade são calculadas seguindo uma metodologia que permita recuperar os proveitos permitidos para as respectivas actividades reguladas respeitanto a estrutura dos custos marginais subjacentes (ERSE (2001b)).

Se a aplicação de tarifas com preços iguais aos custos marginais não permitir assegurar as receitas que proporcionam os proveitos permitidos na actividade em questão, então o preço associado às variáveis de facturação de cada tarifa deve ser escalado preservando a estrutura dos custos marginais.

O escalamento consiste em aplicar (de forma aditiva ou multiplicativa) um factor que eleve os valores dos custos marginais em cada actividade a um nível que permita proporcionar os proveitos permitidos dessa mesma actividade. Através da aplicação deste processo de escalamento obtêm-se tarifas por actividade que possibilitam a recuperação dos proveitos

permitted and conserve the structure of marginal costs.

Uma das regras que pode ser utilizada para fazer coincidir o nível de receitas proporcionado por tarifas baseadas em custos marginais com as receitas necessárias para garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas, sem distorcer a mensagem veiculada por preços reflectindo custos marginais, é a regra dos preços de Ramsey, também conhecida por Ramsey-Boiteux.

Esta regra consiste em aplicar aos custos marginais factores de escala diferenciados de acordo com o inverso da elasticidade dos vários segmentos da procura. Na prática, consiste em fixar preços mais próximos dos custos marginais para classes de consumidores que têm uma procura mais elástica (quando o consumo de electricidade é muito sensível a variações no preço da electricidade) e preços mais afastados para consumidores com uma procura mais inelástica.

Quando aplicada às várias classes de consumidores (domésticos, indústria, serviços, iluminação pública, etc), a regra de Ramsey

contraria a norma de que os preços devem ser independentes do destino dado à energia, pelo que se aplicam às componentes de cada tarifa (potência e energia discriminada por período de entrega horo sazonal)<sup>5</sup>. Um exemplo desta última regra é a aplicação dos escalamentos unicamente às energias de horas de ponta e cheias, regra seguida no escalamento da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência.

A Fig. 1 apresenta, esquematicamente, a forma de cálculo das tarifas por actividade com estrutura aderente à estrutura dos custos marginais.

No caso das tarifas de Energia e Potência (TEP), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso da Rede de Distribuição (URD) os escalamentos são multiplicativos, o que significa que os custos marginais das respectivas tarifas, nas variáveis de facturação a escalar, são multiplicados por um factor por forma a que as tarifas proporcionem o nível de proveitos desejados.

Na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) utiliza-se um escalamento do tipo aditivo, que consiste em adicionar ao valor dos custos marginais nos diferentes períodos horários, um valor em Euros por kWh.

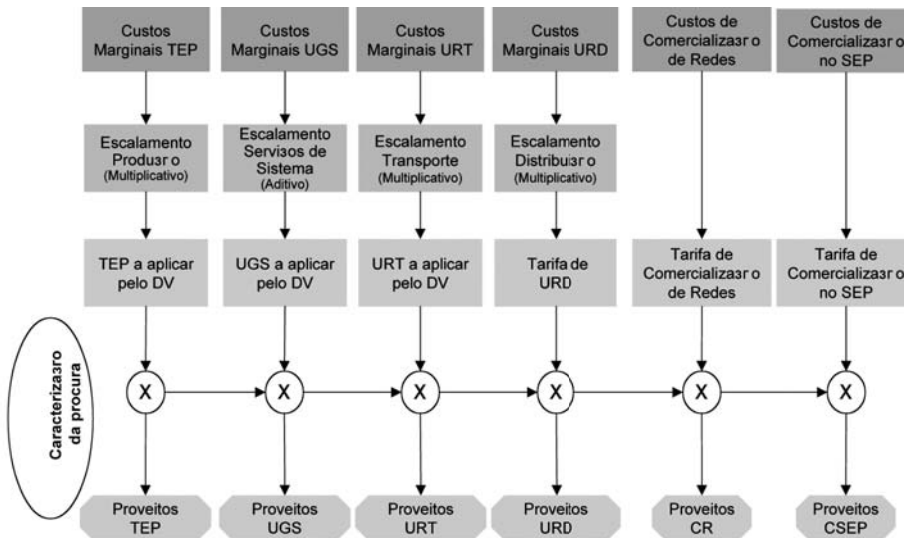


Figura 1 - Custos marginais e tarifas por actividade a aplicar pelo distribuidor vinculado

Nas tarifas de Comercialização de Redes (CR) e de Comercialização no SEP (CSEP) não se aplicam escalamentos, na medida em que estas são iguais aos respectivos custos médios da actividade de comercialização para cada tipo de cliente: NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN.

A opção por escalamentos multiplicativos deve ser seguida quando há um conhecimento sólido dos custos marginais e estes estão próximos dos custos médios tendo em vista a não distorção dos preços relativos em relação ao custo relativo. Não se verificando as condições anteriormente referidas, é mais seguro optar por um escalamento aditivo.

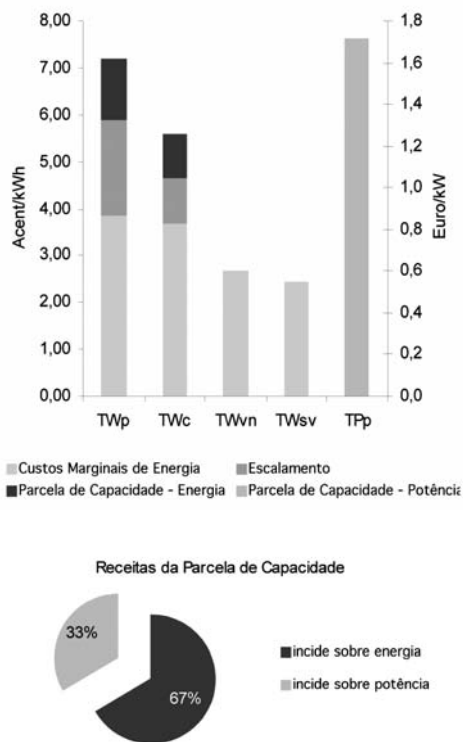


Figura 2 - Custos marginais e escalamentos na tarifa de Energia e Potência<sup>6</sup>

A Fig. 2 ilustra<sup>7</sup> a aplicação desta metodologia para o cálculo da TEP. Conforme pode ser observado o escalamento é proporcionalmente superior nos termos de energia das horas de maior intensidade da procura (em horas de ponta superior ao de horas cheias e em vazio inexistente) e só aplicável aos custos marginais de produção de energia, não sendo previstos escalamentos dos custos de capacidade.

A aplicação deste tipo de escalamentos pressupõe uma menor elasticidade procura/preço nos períodos de ponta em relação à verificada nos períodos de cheias que, por sua vez se entende ser inferior à dos períodos de vazio.

### 3. Determinação das quantidades utilizadas no cálculo das tarifas por actividade

Para efeitos de cálculo tarifário as quantidades são as do balanço de energia eléctrica, sendo mantida em cada nível de tensão a estrutura de consumos conhecida. Para determinar as quantidades utilizadas no cálculo das tarifas recorre-se à aplicação de coeficientes de perdas às quantidades entregues a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados. Nas entregas a clientes em que a estrutura tarifária apresentada é simplificada, decorrente da aparelhagem de medida instalada, são considerados diagramas de carga tipo. A Fig. 3 ilustra esse procedimento para o caso das tarifas respeitantes a actividades desenvolvidas ao nível da Rede Nacional de Transporte, como sejam as tarifas TEP, UGS e URT. Para as restantes tarifas é utilizada a mesma metodologia.

<sup>6</sup> Fonte: ERSE (2001).

<sup>7</sup> Apresentam-se os valores dos termos de energia sem discriminação sazonal.

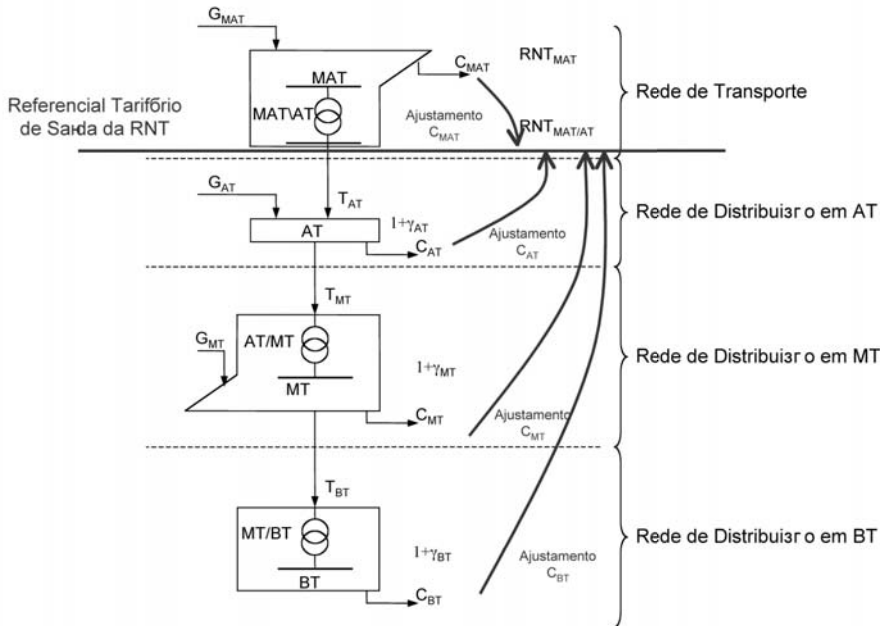


Figura 3 - Determinação das quantidades para efeito de cálculo das tarifas por actividade por aplicação de ajustamento para perdas e pela consideração de diagramas de carga tipo. Aplicação às tarifas TEP, UGS e URT.

#### 4. Conversão das tarifas por actividade para os vários níveis de tensão

As tarifas por actividade são referidas a cada ponto de entrega, ou seja, o pagamento por cada um dos serviços regulados será obtido por aplicação da respectiva tarifa regulada às quantidades medidas no ponto de entrega do cliente. Este modo de aplicação pressupõe que as tarifas reguladas, relativas a actividades exercidas em níveis de tensão superiores ao nível de tensão de entrega, sejam convertidas para o nível de tensão de entrega.

A conversão para o referencial de aplicação a clientes finais é também um passo essencial para a implementação de um sistema tarifário aditivo (Apolinário et al (2003)).

Estas regras de conversão são orientadas por uma metodologia clara, transparente e pública, reflectindo a estrutura de custos de montante, ao longo da cadeia de valor, pela consideração de factores de ajustamento para perdas incorporando nos preços as perdas nas várias redes

e pela consideração de diagramas de carga tipo quando necessário. Este procedimento será efectuado de forma a que aplicando aos fornecimentos a clientes finais os preços ajustados para perdas, se obtenha o mesmo valor de receitas previamente determinado para essa tarifa no referencial de origem.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) em AT, em MT e em BT são calculados, respectivamente, à saída de cada uma das redes (referencial de origem).

As tarifas respeitantes a actividades desenvolvidas ao nível da Rede Nacional de Transporte como sejam as tarifas TEP, UGS e URT são calculadas tomando como referencial a saída da rede de transporte em AT e são convertidas para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, tal como ilustra a figura seguinte. O mesmo procedimento é aplicado às outras tarifas por actividade.

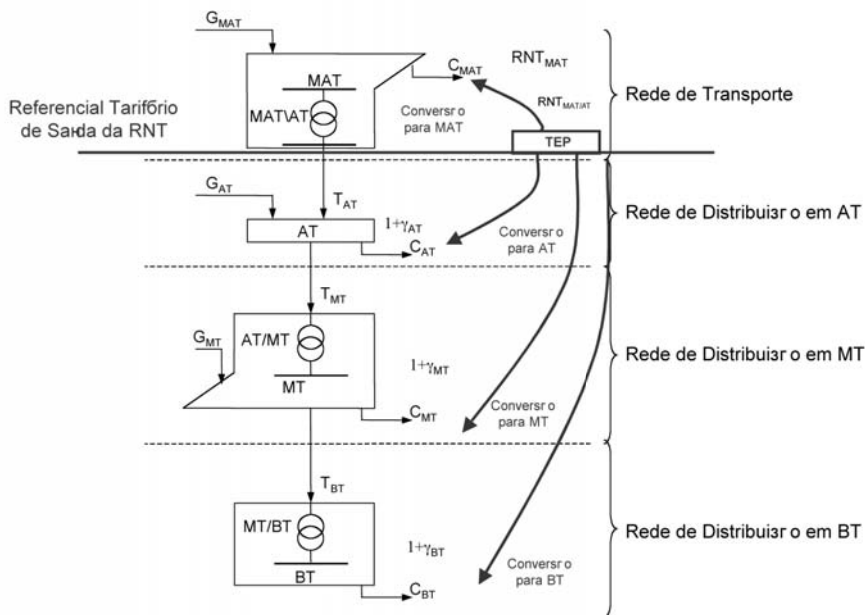


Figura 4 - Conversão dos preços das tarifas por actividade para os vários níveis de tensão. Aplicação às tarifas TEP, UGS e URT.

O Quadro 1 ilustra a forma de conversão aplicável à TEP. Na primeira linha apresentam-se as variáveis de facturação da TEP no referencial de saída da RNT. As linhas subsequentes reflectem a alteração nos preços e nas variáveis de facturação à medida que varia o nível de tensão de entrega ou o tipo de opção tarifária. Os preços de referência da TEP são convertidos para o nível de tensão de AT e inferiores por aplicação

cumulativa dos factores de ajustamento para perdas publicados pela ERSE. Assim, à medida que se desce de nível de tensão o preço aumenta na proporção do factor de perdas previsto para esse nível de tensão. Por exemplo, um determinado preço de uma variável de facturação da TEP em MT seria igual ao de AT multiplicado pelo factor de ajustamento para perdas em MT.

Tarifas	N.I Períodos Horários	TPp	TWp	TWc	TWn	TWsv
TEP	4	X	X	X	X	X
MAT	4	X	X	X	X	X
AT	4	X	X	X	X	X
MT	4	X	X	X	X	X
MT	3	X	X	X		X
BTE	3	X	X	X		X
BTN (3)	3		X	X		X
BTN (2)	2			X		X
BTN (1)	1				X	
BTN (IP)	1				X	

Quadro 1 - Preços da tarifa de Energia e Potência nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

Nos níveis de tensão em que existam opções tarifárias com estrutura simplificada, há que proceder à conversão das tarifas por actividade, com estrutura mais complexa, para os referenciais tarifários dessas opções. É o caso das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias das tarifas de BTE e de BTN, cujos preços de energia em horas de vazio resultam da conversão dos preços de energia em horas de vazio normal e de super vazio. O termo de potência em horas de ponta da TEP, inexistente nas opções tarifárias de BTN, terá também que ser convertido em preços de energia em horas de ponta, em horas fora de vazio ou sobre toda a energia nas opções tarifárias tri-horárias, bi-horárias ou simples, respectivamente.

Estas conversões de preços são efectuadas de forma a que o valor das receitas a recuperar por opção tarifária não seja alterado por intermédio da conversão. Para esse efeito são utilizados diagramas de carga tipo, representativos de cada opção tarifária.

As tarifas UGS e URT convertem-se da mesma forma que a TEP uma vez que os seus preços estão referidos ao mesmo referencial. Na tarifa de URT em AT o preço da potência contratada é aplicado à variável de facturação potência em horas de ponta. Assim, para os clientes ligados nos vários níveis de tensão a jusante de MAT a tarifa de URT aplicável é de facto uma tarifa monómia a incidir sobre a potência em horas de ponta, sendo este preço determinado pela soma dos preços da potência em horas de ponta e da potência contratada.

Nas tarifas de Uso de Rede de Distribuição o procedimento é semelhante. Para entregas nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência em horas de ponta é determinado pela soma dos preços da potência contratada e potência em horas de ponta convertidos para esse nível de tensão. A energia reactiva e a potência con-

tratada são variáveis a ser facturadas apenas no âmbito local de cada rede<sup>8</sup>.

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, os preços de potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia, nas opções tarifárias de BTN.

As tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP não sofrem qualquer conversão, sendo facturadas aos clientes em Euros por mês, conforme o nível de tensão ou tipo de fornecimento: NT (MAT, AT e MT), BTE ou BTN.

## 5. Conclusões

Neste artigo apresentam-se os princípios económicos orientadores da metodologia de cálculo das tarifas reguladas do sector eléctrico, com estrutura aderente à estrutura dos custos marginais.

A metodologia apresentada proporciona tarifas que maximizam o bem estar social sujeitas à restrição de garantir a rentabilidade julgada adequada às empresas e actividades reguladas, sendo compatível com diversas formas de regulação económica dos proveitos permitidos.

A conversão das tarifas por actividade para o nível de tensão a que é efectuado o fornecimento ao consumidor final é executada mediante a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas e pela consideração de diagramas de carga tipo sempre que necessário, permitindo assim a implementação de um sistema tarifário aditivo.

A metodologia apresentada assegura a inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades reguladas do sector eléctrico. Adicionalmente ao permitir a implementação de um sistema tarifário aditivo garante a inexistência de subsidiações cruzadas entre todos os clientes independentemente da sua forma de participação no mercado.

.....

<sup>8</sup> Nas tarifas de uso de redes a potência contratada e a energia reactiva são variáveis custo/preço de carácter local. Os custos incrementais de potência contratada estão fundamentalmente associados com os troços periféricos, enquanto que os custos incrementais da potência em horas de ponta estão relacionados com os troços mais centrais das redes, afectados por um maior número de clientes. Sobre o tema ver Leite Garcia (1999), ERSEB (2000) e ERSEd (2001).

## Referências

- I. Apolinário, N. Felizardo, C. Grosa, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, J. Vasconcelos e P. Verdelho, 2003. “Aplicação de Tarifas Aditivas no Sector Eléctrico”, 8 Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica.
- M. Armstrong, S. Cowan and J. Vickers, 1994, “Regulatory Reform – Economic Analysis and British Experience”, MIT Press.
- M. Boiteux, 1956, “Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire”, *Economica* 24:22-40.
- ERSEa, 2000, “Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 1999”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEb, 2000, “Revisão da Estrutura Tarifária: 1ª Fase”. Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEc, 2000, “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2001 – Portugal Continental”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEd, 2001, “Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Documento de Discussão”, Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- ERSEe, 2001, “Parâmetros para o Triénio 2002-2004 e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2002 – Portugal Continental” Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).
- Leite Garcia, 1999, “Determinação e Ajuste da Estrutura das Tarifas de Distribuição” Lisboa, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

## Legendas

MAT	Muito Alta Tensão	UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
AT	Alta Tensão	URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
MT	Média Tensão	URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
BTE	Baixa Tensão Especial	URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
BTN	Baixa Tensão Normal	URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
BTN (3)	Tarifas de BTN tri-horárias	URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
BTN (2)	Tarifas de BTN bi-horárias	CR <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
BTN (1)	Tarifas de BTN simples e social	CR <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
BTN (IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública	CR <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CNV	Cliente Não Vinculado	CSEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
TPc	Preço da potência contratada	CSEP <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
TPp	Preço da potência em horas de ponta	CSEP <sub>BT</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta		
TWc	Preço da energia activa em horas cheias		
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal		
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio		
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida		
TWrr	Preço da energia reactiva recebida		
TF	Preço do termo tarifário fixo		
TEP	Tarifa de Energia e Potência		

**ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA –  
APLICAÇÃO ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT**

Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Jorge Vasconcelos   Pedro Verdelho

Artigo apresentado no VIII Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, em 2003





## Resumo

*A revisão regulamentar do sector eléctrico português, efectuada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos em 1 de Setembro de 2001, introduziu um conjunto de alterações ao Regulamento Tarifário, nomeadamente ao nível da macroestrutura do tarifário de energia eléctrica.*

*Foi adoptado o conceito de aditividade tarifária e de aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais e, para cada uma das tarifas por actividade, foram identificadas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente.*

*A alteração da estrutura do tarifário e das variáveis de facturação pode originar alguns impactes nos clientes, na forma de variações de facturação diferenciadas para cada cliente. Tendo em conta a protecção dos interesses dos clientes, foram previstos no Regulamento Tarifário mecanismos de limitação destes impactes.*

*Este artigo enuncia as principais alterações ao tarifário de energia eléctrica e os impactes esperados e verificados na facturação dos clientes, analisando-se em particular o caso das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT. Palavras-Chave: tarifas de energia eléctrica, estrutura tarifária, custos marginais, potência tomada, potência em horas de ponta.*

### 1. Introdução

O Regulamento Tarifário estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia

eléctrica e outros serviços a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como às obrigações das entidades do SEP, nomeadamente em matéria de prestação de informação.

A revisão regulamentar, ocorrida em Setembro de 2001 e precedida de consulta pública, introduziu um conjunto de alterações ao Regulamento Tarifário, nomeadamente ao nível da macroestrutura do tarifário.

É adoptado de forma sistemática o conceito de aditividade tarifária e de aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais, generalizando a garantia da não existência de subsidiasões cruzadas entre actividades, entre grupos de clientes e entre clientes do SEP e do SENV.

A metodologia de cálculo das diversas tarifas reguladas é definida e publicada no Regulamento Tarifário assegurando estabilidade regulatória e transparência e contribuindo para a eficiência do mercado e para a confiança dos agentes.

A estrutura tarifária é estabelecida de acordo com os seguintes princípios: transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas; eficiência na afectação de custos, assegurando a inexistência de subsidiasões cruzadas; eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica; contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomea-

damente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

Para cada uma das tarifas por actividade foram identificadas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a facturar de cada uma das tarifas.

As tarifas de Venda a Clientes Finais (também conhecidas por tarifas integrais) devem reflectir por agregado os custos das várias actividades reguladas ao longo da cadeia de valor devendo resultar da adição das várias tarifas por actividade. Esta adição deve ser efectuada por termo tarifário.

No sentido de garantir uma estrutura tarifária totalmente aditiva foi necessário harmonizar as variáveis de facturação aplicáveis nas tarifas de cada uma das actividades com as aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Este artigo apresenta as principais alterações à estrutura tarifária e variáveis de facturação. Apresenta ainda uma análise genérica dos impactes da substituição da potência tomada pela potência em horas de ponta no nível de tensão de AT e, finalmente, uma análise dos impactes das alterações regulamentares na facturação dos clientes do SEP em AT com base nos diagramas de carga e facturação verificados em 2001.

## **2. Alteração da estrutura tarifária das Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP**

### **2.1 Principais Alterações**

As alterações introduzidas pela revisão regulamentar incluíram uma maior transparência no cálculo tarifário, a aplicação do princípio da aditividade tarifária, a aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais, a alteração das variáveis de facturação e a extinção de descontos atribuídos a alguns clientes.

Em 2001, as variáveis de facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT, MT e BTE eram as seguintes:

- Energia activa por período horário, em kWh;

- Potência facturada, em kW, determinada como: 80% do valor da potência tomada, medida em intervalos de 15 minutos, adicionada de 20% do valor da potência contratada, considerada como a máxima potência tomada dos últimos doze meses;

- Energia reactiva, em kvarh.

Em 2002, as alterações à estrutura do tarifário incluíram:

- Alteração da forma de facturar a potência;
- Introdução de um termo tarifário fixo.

O conceito de potência tomada foi suprimido, tendo sido introduzido o conceito de potência em horas de ponta, considerado nas tarifas de Uso das Redes e que permite a aplicação do princípio da aditividade. A potência contratada também foi redefinida passando a corresponder à máxima potência activa média em qualquer intervalo de quinze minutos, nos últimos doze meses. Foi também introduzido um termo tarifário fixo nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE resultante dos termos tarifários fixos das tarifas de Comercialização de Redes (CR) e de Comercialização no SEP (CSEP). As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN já consideravam a existência deste termo tarifário fixo, dependente do escalão de potência contratada.

### **2.2 Justificação para a alteração das variáveis de facturação**

O sistema tarifário é constituído por um vasto conjunto de tarifas discriminadas por actividade, nível de tensão e opção tarifária. Cada tarifa é formada por um ou vários preços aplicáveis a diferentes termos de facturação (variáveis físicas).

As variáveis de facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais foram redefinidas por forma a garantir uma maior adesão da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais associados ao fornecimento de energia eléctrica. Pretende-se que as variáveis de facturação utilizadas reflectam em cada cliente os custos efectivamente causados.

### Potência em horas de ponta

A nova variável de facturação – potência em horas de ponta –, introduzida nas tarifas de Venda a Clientes Finais, pretende transmitir aos clientes os custos associados com os troços centrais das redes de distribuição a que estão ligados, os custos das redes de montante imputáveis a cada nível de tensão e o custo de capacidade na produção que incide sobre a potência.

Esta variável de facturação tem ainda a vantagem de permitir a aditividade tarifária, ou seja, a soma dos preços de potência em horas de ponta das tarifas de Energia e Potência (TEP), Uso da Rede de Transporte (URT) e tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) do mesmo nível de tensão do fornecimento e dos de montante, permite obter o preço de potência a aplicar nas tarifas de venda aos clientes finais do SEP. Paralelamente, no SENV é possível calcular o valor a imputar a cada cliente, bastando excluir o valor de potência da TEP no cálculo anterior.

Para além de promover a equidade de tratamento entre o SEP e o SENV, esta alteração introduz uma maior comparabilidade entre os preços praticados nos dois sistemas, aumentando a transparência do sistema tarifário.

Na Fig. 1 (a) estão representados 20 diagramas de carga diferentes, em valores por unidade, bem como o diagrama agregado (diagrama dos troços comuns da rede). Na Fig. 1 (b) estão representados os mesmos diagramas de

carga simulando a existência de tecnologias de limitação da potência tomada, com o correspondente efeito de alisamento nos diagramas de carga individuais. A figura mostra ainda o diagrama agregado nestas condições.

Verifica-se que a agregação das cargas efectuada naturalmente pelas redes de distribuição e de transporte promove a eliminação das oscilações de potência em períodos de 15 minutos. Existe uma notável semelhança entre os dois diagramas agregados, considerando ou não o controlo da potência tomada por cada cliente. Verifica-se assim que a potência tomada por cada cliente não é uma variável adequada para, em cada cliente, repercutir ou incentivar a redução dos custos com a capacidade de produção e das redes de montante. Devem assim ser utilizadas variáveis menos instantâneas que traduzam os factores condicionantes dos investimentos realizados, tal como potências calculadas em intervalos de tempo mais alargados nomeadamente em horas de ponta. A potência média em horas de ponta é uma boa medida da potência máxima registada nos troços principais das redes. Apresenta também a propriedade de ser uma grandeza aditiva, ou seja, a potência em horas de ponta nos troços principais das redes é igual à soma das potências em horas de ponta de cada cliente, adicionadas das perdas nas redes, o que permite traduzir de forma fidedigna a responsabilidade individual de cada cliente pelos custos do sistema.

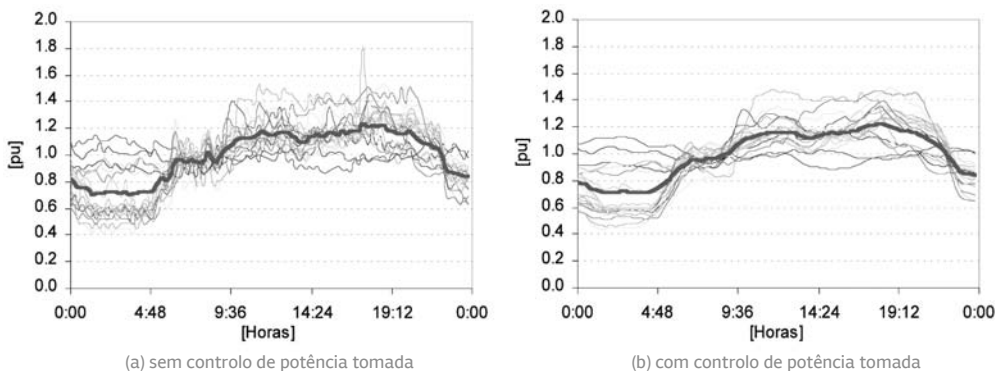


Figura 1 - Agregação de Consumos

No tarifário em vigor até 2001, o sinal económico transmitido aos clientes fomentava o controlo da potência tomada de 15 minutos. O controlo da potência tomada é efectuado transferindo consumos entre intervalos consecutivos de 15 minutos. Incentivava-se assim o investimento em mecanismos de controlo dessa potência, de custos elevados, que alisavam os diagramas individuais dos clientes que tinham acesso a esta tecnologia. Estes clientes obtinham uma redução da sua factura que não era acompanhada da correspondente redução de custos no sector eléctrico, resultando numa ineficiente afectação de recursos.

O controlo da potência média mensal em horas de ponta exige outro tipo de actuação, nomeadamente deverão ser consideradas medidas como alterações ao encadeamento do processo produtivo, a introdução de automatismos que permitam a operação autónoma de determinadas máquinas em períodos de vazio e a deslocação do horário de operação dos períodos de maior intensidade eléctrica para períodos de cheia e de vazio.

Dada a diferença existente entre o número de horas de ponta e o número de horas de vazio ou de cheia, a deslocação de um determinado valor de energia em ponta para os outros períodos horários, implica um acréscimo de potência média nesses períodos inferior ao que se retira em ponta.

### **Termo Tarifário Fixo**

Os encargos com as actividades de comercialização foram autonomizados em duas actividades reguladas: a Comercialização de Redes e a Comercialização no SEP. Considerando que os custos de comercialização, que incorporam os custos de contagem, leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica, são essencialmente determinados pelo nível de tensão ou tipo de fornecimento e não tanto pelas quantidades de energia ou potência consumidas, foi introduzida uma variável de facturação adicional caracterizada por um termo fixo por cliente por mês, dependendo do tipo de fornecimento.

### **3. Análise genérica das variações de facturação no nível de tensão de AT resultantes da redefinição da potência tomada**

A alteração da estrutura tarifária, por aplicação do princípio da aditividade e da gradual aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais, é concretizada por forma a minimizar os eventuais impactes na facturação dos clientes. A alteração da estrutura tarifária foi realizada mantendo-se o preço médio em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, modificando-se unicamente a estrutura de pagamentos interna a cada agregado. Serão assim observadas diferentes variações no preço médio do fornecimento de energia eléctrica de cada cliente.

Os resultados seguintes apresentam o impacte decorrente da alteração da variável de facturação de potência tomada<sup>1</sup> para potência média em horas de ponta para um conjunto de clientes-tipo de AT. Considerou-se um domínio de clientes com valores idênticos de potência contratada e de potência tomada e valores de potência em horas de ponta naturalmente inferiores ou iguais aos da potência tomada. Para reduzir o domínio de clientes a um conjunto mais representativo, restringiu-se a potência média em horas de ponta a uma gama de valores entre 10% e 90% da potência tomada, eliminando assim valores extremos de utilização dessa potência tomada, nas horas de ponta.

A Fig. 2 mostra duas superfícies de preço médio, correspondentes à antiga estrutura tarifária e à nova estrutura, em função da potência tomada em valores por unidade (p.u.) e da potência em horas de ponta também em p.u.. Os eixos de potência estão referidos à mesma base que é a potência média anual, considerada constante.

Existe um conjunto de clientes com diferentes padrões de consumo que não observam alterações na sua facturação. Os preços médios a pagar por estes clientes encontram-se na curva de intersecção das duas superfícies. À direita da curva de intersecção das duas superfícies os

<sup>1</sup> A utilização da potência tomada é dada pelo quociente entre o valor da energia consumida e o valor da potência tomada. Um cliente de perfil de consumo de potência constante terá uma utilização de 8760 horas por ano.

clientes observam desagrvamentos tarifários enquanto que à esquerda têm agravamentos. O agravamento, ou desagrvamento, da factura dos clientes é dado pela diferença entre os

dois preços médios. Os agregados de cada opção tarifária de AT seriam representados por três pontos nesta linha de intersecção.

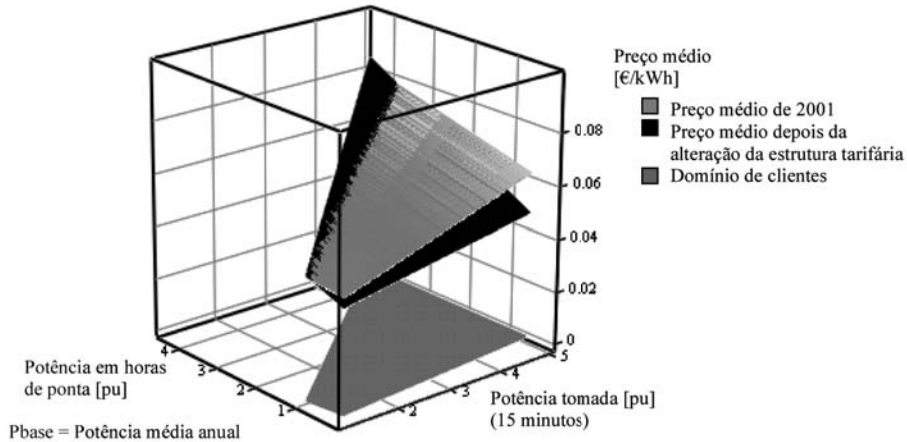


Figura 2 - Impacte no preço médio resultante da alteração da estrutura tarifária em AT

A variação, ou sensibilidade, do preço médio com a potência tomada é dada pela inclinação da superfície do preço médio segundo a direcção do eixo da potência tomada. Na nova estrutura tarifária a potência máxima de 15 minutos passa a reflectir-se apenas no valor da potência contratada, resultando uma inclinação inferior.

A sensibilidade do preço médio à potência em horas de ponta aumentou significativamente com a nova estrutura tarifária, o que constitui um forte incentivo à mudança do comportamento no consumo por parte dos clientes, favorecendo aqueles que controlam o consumo nas horas de ponta. Por estas razões, a grandeza que melhor define o sinal dos impactes da nova estrutura tarifária em cada cliente é a potência em horas de ponta.

A figura seguinte mostra a variação percentual da factura de electricidade dos clientes  $dp\%$ , em função da sua utilização da potência tomada  $UPt$  em horas por ano. Como neste estudo se considerou a potência média anual igual para todo o domínio de clientes, a uti-

lização da potência tomada é inversamente proporcional à potência tomada.

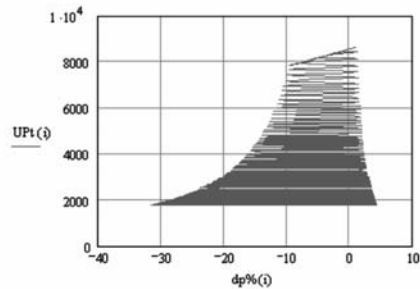


Figura 3 - Taxa de variação da factura de energia eléctrica com a utilização da potência tomada, em AT

A Fig. 3 mostra claramente que os agravamentos percentuais em AT são limitados. Considerando as opções de Médias e Longas Utilizações (as mais representativas quer em número de clientes quer em consumos), cujas utilizações da potência tomada são para o agregado 4625 e 7638 horas respectivamente (valores considerados no cálculo das tarifas de 2002), a variação do preço médio por alteração da estrutura tarifária representará no pior

cenário um agravamento de cerca de 2%.

Os desagrvamentos podem ser bastante superiores, em termos percentuais, e também atingem o máximo com menores utilizações da potência tomada. Para os valores referidos de utilização da potência tomada, os desagrvamentos podem tomar valores até cerca de 15%.

Os clientes com maiores agravamentos são os que apresentam utilizações da potência tomada reduzidas e elevados valores de potência média nas horas de ponta. Estes clientes não são característicos em AT.

#### 4. Análise detalhada das variações de facturação no nível de tensão de AT resultantes da alteração da estrutura tarifária

Este capítulo analisa o efeito na variação de facturação dos clientes de AT de um conjunto de factores, a saber: internalização dos descontos; alteração das variáveis de facturação; acréscimo tarifário de 2001 para 2002; variação diferenciada dos preços de cada termo tarifário.

Estes factores foram analisados de forma agregada e os resultados apresentados traduzem a variação de facturação real dos clientes.

Importa referir que a ERSE não anuncia reduções (ou aumentos) de factura de energia eléctrica mas sim reduções (ou aumentos) de tarifas. A factura depende, não só das tarifas, mas também da quantidade de energia eléctrica consumida e da distribuição temporal (ao longo das várias horas do dia e dos meses do ano).

Com base nos dados mensais de consumo referentes aos clientes do SEP em AT, relativos ao ano de 2001, apresentam-se os resultados das variações de facturação reais do universo destes clientes, resultantes das alterações tarifárias para 2002. Dos dados de 2001 verifica-se a existência de 100 clientes em AT. Os resultados apresentados não consideram os clientes não abastecidos pelo SEP durante os 12 meses anuais.

Os resultados foram obtidos por simulação da facturação mensal de cada cliente, individualmente, considerando para 2002 a ma-

nutenção do perfil de consumo de 2001. Foi considerada a escolha da opção tarifária mais adequada a cada cliente e a eventual mudança contratual do tipo de fornecimento para BTE em um número muito reduzido de casos.

Na Fig. 4 apresentam-se as variações de facturação obtidas em 2002 para os clientes do SEP em AT.

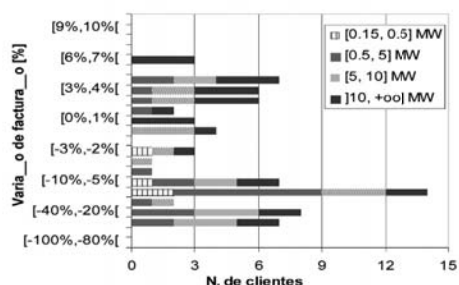


Figura 4 - Classificação dos clientes em AT, segundo a variação de facturação em 2002 e segmentados pela potência contratada média anual em 2001

Considerando a escolha da opção tarifária mais adequada em 2002 e a recontractação de fornecimentos do tipo BTE para os clientes de reduzido consumo obtêm-se os seguintes resultados: 47 clientes observam desagrvamentos de facturação em 2002; 58 clientes observam variações de facturação inferiores a 3%; 3 clientes observam agravamentos superiores a 5%.

Os clientes que observam agravamentos superiores a 5% têm consumos anuais superiores a 184 GWh.

Na Fig. 5 apresenta-se a distribuição acumulada do preço médio da energia eléctrica dos clientes do SEP em AT, para 2001 e para 2002. No preço médio de 2002 considerou-se a escolha da opção tarifária mais adequada e a alteração do tipo de fornecimento para alguns clientes. Apresenta-se ainda o preço médio de fornecimento de energia eléctrica dos clientes de AT em 2002, considerando a escolha da opção tarifária mais adequada (4,5 cent€/kWh).

Nesta figura apresenta-se também a banda de variação do preço médio em 2001 e

em 2002 tendo em consideração um universo de 85% dos casos analisados. Não é apresentado o reduzido conjunto de casos com preços médios superiores a 12 cent€/kWh relativos aos clientes com consumos muito reduzidos e não característicos de AT.

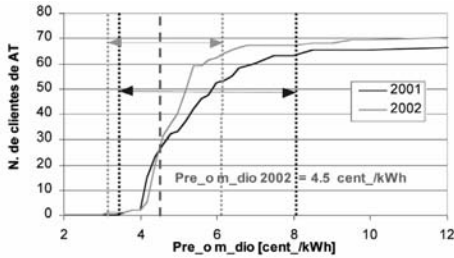


Figura 5 - Distribuição acumulada do preço médio da energia eléctrica para os clientes do SEP em AT

A Fig. 5 mostra que o novo tarifário para 2002 provocou uma redução da banda de preços médios de fornecimento praticados, tendo maior impacto na redução dos preços médios mais elevados.

## 5. Conclusões

A alteração regulamentar em Setembro de 2001 foi efectuada por forma a obter um sistema tarifário mais aderente aos custos, promotor da justiça e da utilização eficiente dos recursos do sistema eléctrico, nomeadamente através da escolha de variáveis de facturação mais adequadas e pela aplicação dos princípios da aditividade tarifária e da aderência dos preços à estrutura de custos marginais. Esta alteração foi efectuada através da modificação da estrutura interna de pagamentos por nível de tensão e opção tarifária, o que permitiu limitar a banda de valores da variação da facturação dos clientes, conforme apresentado pelo exemplo dos clientes do SEP em AT.

A maioria dos clientes observaram em 2002 um decréscimo da facturação de energia eléctrica em virtude das alterações produzidas pelo Regulamento Tarifário. A banda de dispersão dos valores médios do preço de fornecimento por nível de tensão foi reduzida face a 2001, reflectindo de forma mais adequada, em cada cliente, os custos causados no sistema eléctrico.

## Referências

- [1] Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 2001, ERSE, 2002, Lisboa, Portugal.
- [2] Revisão da Estrutura Tarifária: 1ª Fase, ERSE, Agosto de 2000, Lisboa, Portugal.
- [3] Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2001, ERSE, Dezembro de 2000, Lisboa, Portugal.
- [4] Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2002, ERSE, Dezembro de 2001, Lisboa, Portugal.
- [5] Alteração das Tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE e em MAT e AT, ERSE, Agosto de 2002, Lisboa, Portugal.





**DETERMINATION OF TIME-OF-DAY SCHEDULES  
IN THE PORTUGUESE ELECTRIC SECTOR**



**Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Pedro Verdelho**

Artigo elaborado e apresentado na Conferência do IEEE, no Canadá, em 2006



## Abstract

*Electricity pricing based on time-of-day periods and marginal cost reflective pricing sends to consumers the right price signals, promoting economic efficiency in electricity use and in the use of its associated resources. For this purpose, the correct time-of-day schedules determination is of crucial importance.*

*In this paper a methodology for the determination of adequate time-of-day schedules is presented. This methodology was used by ERSE in the definition of new time schedules of the Portuguese electricity tariffs, available to consumers as an option to the old schedule since 2005. The results are presented and discussed in this paper.*

Index Terms: power system economics, electricity pricing, electricity tariffs, time of use schedules, marginal costs.

### 1. Nomenclature

Tariff period - interval of time, during the day, to which the same tariff price is applied.

Activity tariffs - the Portuguese electricity tariff system defines "activity tariffs", which provide the revenues allowed for each activity in the regulated value chain (e.g. production, transmission, distribution in HV/MV, distribution in LV and retailing). The incumbent electricity supply tariffs result from the aggregation of such activity tariffs.

### 1. Introduction

Electricity tariffs are defined by a set of prices applicable to several measured price variables. The choice and definition of such variables,

as well as the determination of how they are measured, should allow for the setting of cost reflective prices for each service associated with electricity supply, induced by each consumer. Additionally, one must consider metering technology availability and the billing simplicity adequate for each consumer group, thus avoiding inefficient investments in metering and billing systems.

At this time, the price variables considered in the Portuguese electricity tariff system are contracted power, peak average power, active energy, reactive energy and a fixed tariff term (related to retailing services as contracting, metering, invoicing and billing).

Supply costs of electricity, namely energy costs, depend on the time of day and the time of year. Thus, active energy tariff prices vary throughout the year and throughout the day accordingly to time-of-day period schedules.

The importance of a correct determination of this time-of-day schedules derives from the significant differences in energy cost between the different periods mentioned.

In Chapter III of this paper, cost reflective pricing in each activity of the electricity supply chain is discussed and the connection between marginal cost, prices and time-of-day schedule is presented.

In Chapter IV, the proposed methodology for determination of correct time-of-day tariff periods is presented.

Average day hourly demand in Portugal, from 2000 to 2004, is presented in Chapter V and its evolution trends are discussed.

The proposed methodology was applied to the hourly demand diagram mentioned before and new time-of-day schedules were determined for 3 different types of day (workdays, Saturdays and Sundays). Summer and winter differentiation was also considered. This new time schedules entered into practice as an option available to high voltage consumers since the year 2005 [1], [2]. The results are presented in Chapter VI of this paper.

Finally, in Chapter VII the conclusions of this work are presented.

### **3. Electricity Tariffs and Prices, Marginal Costs and Time-Of-Day Schedules**

Electricity tariff price structure should refer to supply marginal costs structure as a way to promote efficient use of electricity and of the resources involved in the value chain of the power system. Cost reflective pricing also contributes to reducing cross subsidization between groups of consumers, thus promoting a better allocation of resources in the global economy and allowing for improvements in the economic efficiency of the power system and energy using activities. Not less important, cost reflective pricing assures the fairness of the tariff system, promoting a level playing field for all consumers.

In a competitive market, marginal costs set the price at a point where they equal or exceed the average cost of supply. In this case, companies assure their economic profit, practicing fair prices in the consumer's perspective. Social best coincides with economic best where minimum costs and maximum welfare are assured, resulting in equality between average costs, marginal costs and prices. For the social best to be achieved it is necessary that marginal costs consider all social costs involved in the productive process.

Power sector costs have some specific characteristics that should be mentioned. Production marginal cost varies from hour

to hour, during the month and throughout the year. There are different cost functions throughout the value chain of the power system, production, transmission, distribution and retail. The sector is responsible for some major externalities, namely environment related. When supply is short to meet demand it is necessary to define the value for energy not supplied. Investment indivisibility may result in different long run and short run marginal costs. The daily and hourly demand is stochastic. Production costs are highly affected by external factors as weather or fuel prices.

Having in mind all this particularities, marginal costs are usually not the only data relevant to tariff price calculation but certainly vital to define, time to time, the correct tariff and price structure. This tariff structure should be as simple as possible to assure that the price signals transmitted to consumers are well understood. Price signals should be stable and coherent, promoting the correct medium term decisions (investments, load shifting, etc.) by less informed electricity consumers.

Time-of-day pricing is used to achieve a simpler and more understandable tariff price structure, transmitting clearer price signals, thus inducing adequate consumer responses. Time-of-day pricing results from the classification of daily hours accordingly to marginal cost homogeneity. Homologue time intervals with low marginal costs are classified as off-peak hours. Conversely, homologue time intervals with high marginal costs are classified as peak hours. Intermediate marginal costs time intervals are then classified as half-peak hours. Average marginal cost for each time-of-day interval can be determined by weighting marginal costs with the correspondent served demand. This average marginal cost shall be used in energy tariff pricing for each time-of-day interval. These periods with similar values of marginal costs, and with one only

price, are called time-of-day tariff periods. In the Portuguese electricity tariff system, and for Very High Voltage (VHV), High Voltage (HV) and Medium Voltage (MV) supplies, off-peak hours are further separated in two time intervals (normal off-peak and super off-peak hours).

Marginal cost structure is distinct for each regulated activity in the electricity supply value chain (generation, transmission and distribution in HV, MV and Low Voltage (LV)). Theoretically, for each activity there should be a corresponding tariff period schedule (or time-of-day schedule), allowing a better cost reflective price structure in those activities. Thus, the time-of-day schedules applicable to consumers in each voltage level would result from aggregating the schedules defined for each activity tariff, applicable to these consumers.

Supplies in VHV, HV and MV levels are heavily influenced by the energy supply activity so it can be argued that the same tariff periods should be used in these supplies, which should closely follow marginal production costs. In fact, for consumers in these voltage levels, energy supply price is dominant in the final price of electricity (for MV consumers, use of the network tariffs represent about 15% of the average total price, while for HV and VHV consumers the correspondent value is even less, being 5% and 3% respectively). Additionally, from production level until the distribution grid in MV, global hourly demand evolution is very similar and the use of the network costs merely enhance the price profile implicit in generation costs, due to Joule Effect losses. Fig. 1 shows evidence of this fact in the Portuguese case, for 2004, where aggregate demand profiles at different voltage levels look very similar from generation bar to MV level grid. The aggregate demand profile for LV level grid is some how different from the others, particularly on weekends.

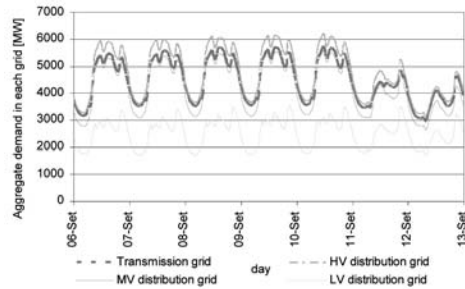


Figure 1 - Aggregate demand profiles in several voltage level grids, in Portugal, for the second week of September, 2004

By the contrary, for LV consumers, tariff period definition should not just attend to marginal production costs. For these consumers, the use of the network costs represents about 30% of the final electricity price. The network related costs are mainly induced by maximum demand value in the back-bone branches of the distribution grid. The maximum demand period at the LV level grid does not coincide in time with maximum aggregate demand at the generation bar. Residential demand, dominant in the LV level grid, pilots the local hourly demand seen from LV distribution grids. Time-of-day pricing should, in this case, promote demand reduction at time of peak demand in local distribution grids as well as attend to fuel costs economy associated with energy production costs.

#### 4. Optimal Determination of Time-Of-Day Schedules for Tariff Pricing

Information on marginal costs often lacks even in main electricity supply activities as production. In this case, alternative variables must be used in the process of determining tariff periods, once they present similar time evolutions to marginal costs. Instead of marginal production costs, total demand at generation bar can be used. Half-hourly demand curve stays close to half-hourly marginal production costs evolution. It is assumed that, for each 30 minutes interval, marginal cost has a positive correlation with power demand in the same time interval (this is true in most power

systems). In other words, an incremental variation in power demand should correspond to a marginal cost incremental variation of the same sign (whether positive or negative), or at least, not the opposite. The latter is valid in a sufficiently short time period, wherein there is no significant change in generation resources available in the power system. The time-of-day schedules resulting from this methodology should coincide with optimum schedules (linked to the marginal costs curve), at least at times of relative maximum or minimum demand in the system.

However, it can not be ignored that the determination of time-of-day tariff periods based on total system demand is a proxy to the marginal costs based approach. This is justifiable where there is no spot energy wholesale market which could provide explicit hourly marginal costs, neither equivalent simulation tools (for operation and planning of generation systems) that could provide the same information on marginal costs, in a chronological basis.

In the Portuguese Tariff Code, time-of-day tariff period duration is established [3]. Table I presents this durations for the so called weekly-cycle. In this cycle, workdays, Saturdays and Sundays are treated separately and different time-of-day periods are defined. Additionally, 4 quarterly time periods are considered. In this framework, electricity supply tariffs can present up to 4 different energy prices (accordingly with the tariff period and, consequently, with different time schedules in each type of day), for each quarter. Thus, in a year period, 16 different energy prices are applicable according to the quarterly period and the time-of-day period.

TABLE I  
TIME-OF-DAY TARIFF PERIOD DURATION - WEEKLY-CYCLE

Winter period*		Summer period*	
<b>Workdays</b>		<b>Workdays</b>	
Peak:	5h / day	Peak:	3h / day
Half-peak:	12h / day	Half-peak:	14h / day
Normal off-peak:	3h / day	Normal off-peak:	3h / day
Super off-peak:	4h / day	Super off-peak:	4h / day
<b>Saturdays</b>		<b>Saturdays</b>	
Half-peak:	7h / day	Half-peak:	7h / day
Normal off-peak:	13h / day	Normal off-peak:	13h / day
Super off-peak:	4h / day	Super off-peak:	4h / day
<b>Sundays</b>		<b>Sundays</b>	
Normal off-peak:	20h / day	Normal off-peak:	20h / day
Super off-peak:	4h / day	Super off-peak:	4h / day

\*Winter period starts on the last Sunday of October and ends on the last Sunday of March

Time schedules for time-of-day tariff intervals are determined once a year by ERSE, by the 15th of December, along with incumbent electricity tariff prices for the coming year. Table II presents the time schedules for time-of-day tariff periods, for the weekly cycle, in 2004.

The methodology presented in this paper was applied to the weekly-cycle time schedule.

Optimal determination of time-of-day tariff periods is obtained by minimizing the objective function which measures the gap between the hourly demand curve and a step-wise average period demand curve. The latter is calculated using the average demand in each one of the time intervals defined for the time-of-day periods.

The objective function used is described in (1).

$$F(p = pk, hp, nop, sop) = \sqrt{\sum_{i \in p} (P_i - \langle P_p \rangle)^2} \quad (1)$$

where:

$F(p=pk, hp, nop, sop)$  – objective function to minimize. It depends on the time schedule of tariff period  $p$ .

$i$  – 30 minute intervals in tariff period  $p$ .

$p$  – tariff time period of peak hours (pk), half-peak hours (hp), normal off-peak hours (nop) and super off-peak hours (sop).

$P_i$  – average power demand at generation bar, in the 30 minute time interval  $i$ , of year  $t$ .

$\langle P_p \rangle$  – average power demand at generation bar, in the tariff period  $p$ , of year  $t$ .

TABLE 2  
TIME-OF-DAY TARIFF PERIODS (WEEKLY-CYCLE) IN 2004

Winter period*		Summer period*	
<b>Workdays</b>		<b>Workdays</b>	
Peak:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Peak:	09.15/12.15 h
Half-peak:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Half-peak:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Super off-peak:	02.00/06.00 h	Super off-peak:	02.00/06.00 h
Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
<b>Saturdays</b>		<b>Saturdays</b>	
Half-peak:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Half-peak:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Super off-peak:	02.00/06.00 h	Super off-peak:	02.00/06.00 h
Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
<b>Sundays</b>		<b>Sundays</b>	
Super off-peak:	02.00/06.00 h	Super off-peak:	02.00/06.00 h
Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Normal off-peak:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h

\*Winter period starts on the last Sunday of October and ends on the last Sunday of March

The objective function is determined (and optimized) for each Legal Time Period (summer and winter), and separately for each type of day (workdays, Saturdays and Sundays and national holidays all together). The minimum value for the objective function is achieved by incremental variations in the time-of-day tariff periods, having in mind all the applicable restrictions. These are the existence of 4 distinct time-of-day tariff periods (peak, half-peak, normal off-peak and super off-peak hours) and the daily duration of such tariff periods as established by the Portuguese Tariff Code [3].

Besides mean square root objective function, described in (1), it was also used an absolute value objective function. Both results were then compared and the time-of-day tariff period schedule was determined having both in mind.

### 5. Hourly Demand at Generation Bar

In the present Chapter, average hourly demand curves are described, for workdays, Saturdays and Sundays and national holidays, for each month. Major trends in the workdays hourly demand curves evolution in recent years are also presented.

Information on 15 minute demand values at generation bar was used, for the years 2000 to 2004. This information was provided by Portuguese Transmission System Operator, REN.

These demand values include net emissions from power stations directly connected to VHV transmission grid, net imports from interconnectors with Spain and net emissions from dispersed generators located near the distribution grid. Pumped storage consumptions were discarded.

Fig. 2 presents, for each month in 2003, average workday hourly demand curve.

Average 30 minute demand values were used in the objective function so 15 minute data were aggregated.

Vertical lines over the next figures limit the time-of-day tariff periods that result from the optimization procedure. These tariff periods will be described in detail in the next chapters.

Fig. 3 and Fig. 4 present, for each month in 2003, average day hourly demand at generation bar, for Saturdays and Sundays and national holidays, respectively.

Fig. 5 presents average day hourly demand at generation bar, for winter and summer periods, for each year between 2000 and 2004, in order to analyse the trends in demand curve evolution.

In the last few years, hourly demand diagram at generation bar, for winter and summer periods, show a shape shifting trend which may justify the need for the reassessment of time-of-day tariff periods.

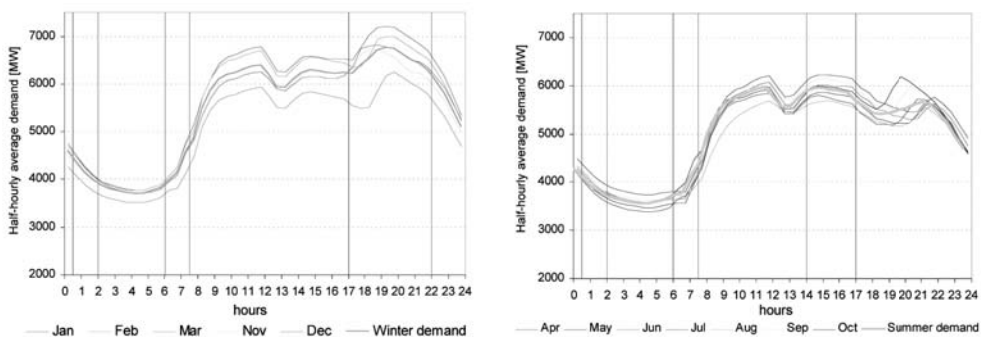


Figure 2 - Workday average half-hourly demand at generation bar, in 2003, winter (a) and summer (b), respectively



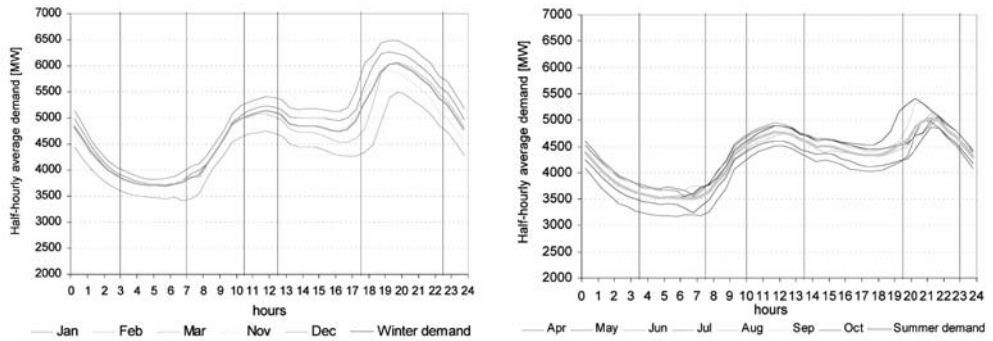


Figure 3 - Saturday average half-hourly demand at generation bar, in 2003, winter (a) and summer (b), respectively

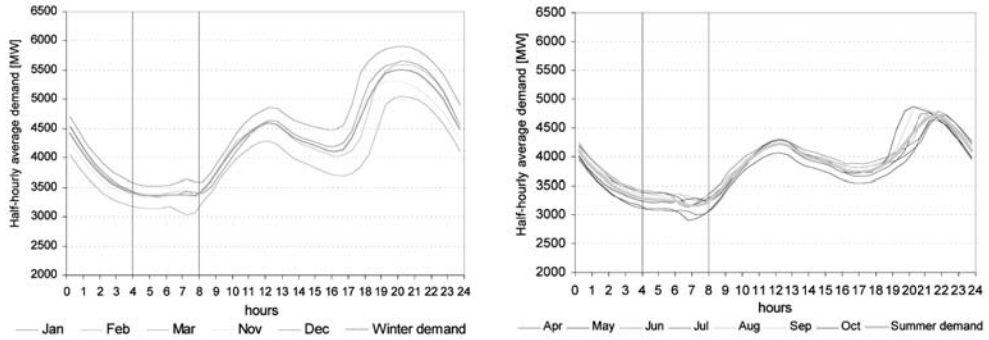


Figure 4 - Sunday and national holiday average half-hourly demand at generation bar, in 2003, winter (a) and summer (b), respectively

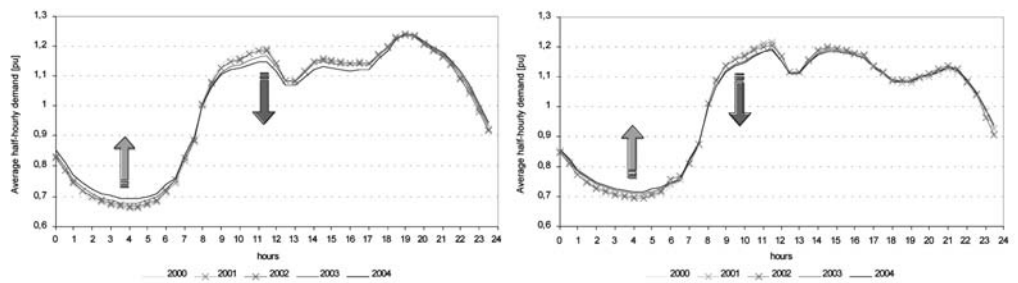


Figure 5 - Workday average half-hourly demand at generation bar, from 2000 to 2004, winter (a) and summer (b), respectively, in p.u. values

## 6. The New Time-Of-Day Tariff Periods

### A. Time schedule for 2005 time-of-day tariff periods

The methodology for determining the adequate schedule for time-of-day tariff periods was applied to the hourly demand curves described in the previous chapter. The results are presented in Table III.

TABLE 3  
NEW SCHEDULE FOR TIME-OF-DAY TARIFF PERIODS (WEEKLY CYCLE) -  
RESULTS FROM THE OPTIMIZATION MODEL

Winter period*	Summer period*
<b>Workdays</b>	<b>Workdays</b>
Peak: 17.00/22.00 h	Peak: 14.00/17.00 h
Half-peak: 00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Half-peak: 00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Super off-peak: 02.00/06.00 h	Super off-peak: 02.00/06.00 h
Normal off-peak: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Normal off-peak: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
<b>Saturdays</b>	<b>Saturdays</b>
Half-peak: 10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Half-peak: 10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Super off-peak: 03.00/07.00 h	Super off-peak: 03.30/07.30 h
Normal off-peak: 00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Normal off-peak: 00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
<b>Sundays</b>	<b>Sundays</b>
Super off-peak: 04.00/08.00 h	Super off-peak: 04.00/08.00 h
Normal off-peak: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Normal off-peak: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h

\*Winter period starts on the last Sunday of October and ends on the last Sunday of March

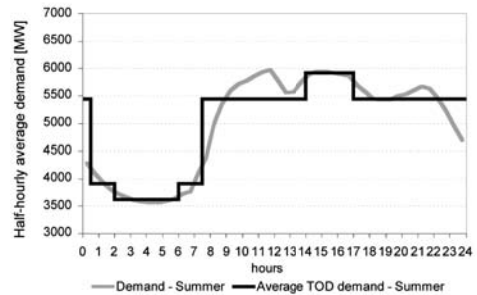
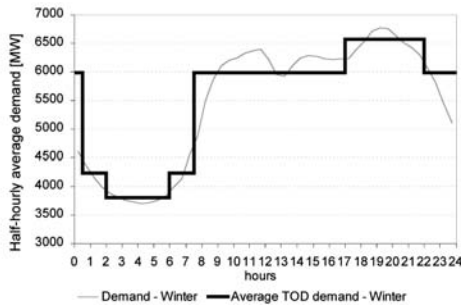


Figure 6 - Workday average hourly demand at generation bar and average demand for each time-of-day (TOD) period, in 2003, for winter (a) and summer (b), respectively

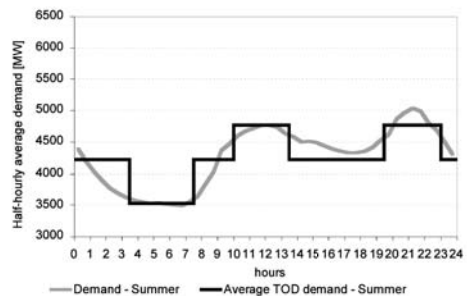
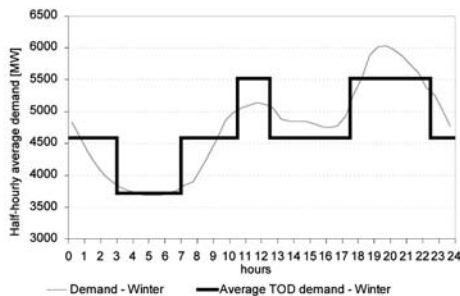


Figure 7 - Saturday average hourly demand at generation bar and average demand for each time-of-day (TOD) period, in 2003, for winter (a) and summer (b), respectively

Time-of-day tariff periods determined in Table III were obtained by applying both mean square root and absolute value objective functions. Both functions resulted in similar time-of-day tariff period location. However, mean square root function seems to be more adequate to this propose, since greater errors or deviations are weighted more heavily than smaller ones.

Fig. 6, Fig. 7 and Fig. 8 present the new location of time-of-day tariff periods, as well as the average half-hourly demand for workdays, Saturdays and Sundays and national holidays in 2003, for winter and summer periods.

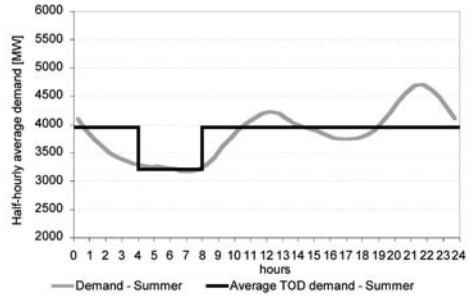
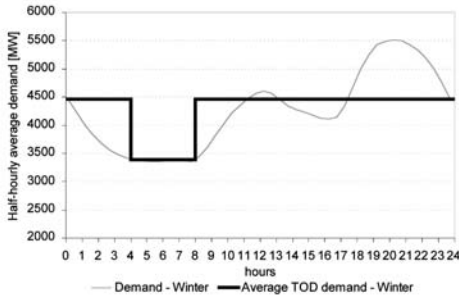


Figure 8 - Sunday and national holiday average hourly demand at generation bar and average demand for each time-of-day (TOD) period, in 2003, for winter (a) and summer (b), respectively

### A. Adequacy assessment of time-of-day tariff periods

An adequate determination of time-of-day tariff periods should allow for the aggregation, in each tariff period, of the day hours that present similar values of marginal production costs and incremental network costs. Thus, in peak time period, higher marginal production cost hours are aggregated whereas in off-peak time period lower marginal cost hours are also put together. In the present paper, marginal production cost evolution was replaced by hourly demand at generation bar, as mentioned before.

Average hourly demand diagram characteristics imply a certain level of relevant scattering of those hourly demand values around the average demand calculated for each tariff period. The greater this dispersion closer will be the average demand values for different tariff periods and, consequently, less evident the differences between sequential tariff periods.

Taking into account the restrictions of the model, for instance the daily time duration of each tariff

period, the optimization of the schedule for time-of-day tariff periods results in the minimization of the mentioned demand values dispersion (or in the maximization of the differences between sequential tariff periods).

Fig. 9, Fig. 10 and Fig. 11 present, for each tariff period (peak, half-peak, normal off-peak and super off-peak hours), the distribution of 2003 hourly demand values, at generation bar, around the average demand value for the respective tariff period (vertical lines), for workdays, Saturdays and Sundays and national holidays.

In general, tariff periods resulting from the methodology described before are well located in time. Average demand indicators grow with the tariff period considered, from super off-peak hours to peak time hours, as one should expect. Smaller deviations occur in extreme periods, peak hours and off-peak hours. In half-peak period, hourly demand values

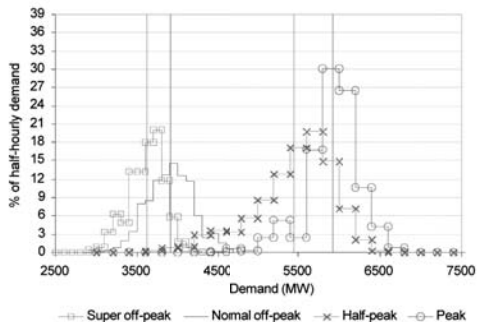
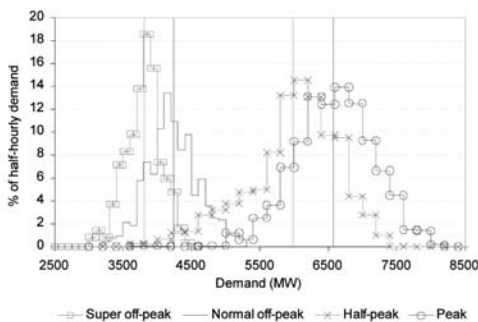


Figure 9 - Workday distribution of hourly demand values around the average demand, for each tariff period, in 2003, for winter (a) and summer (b)

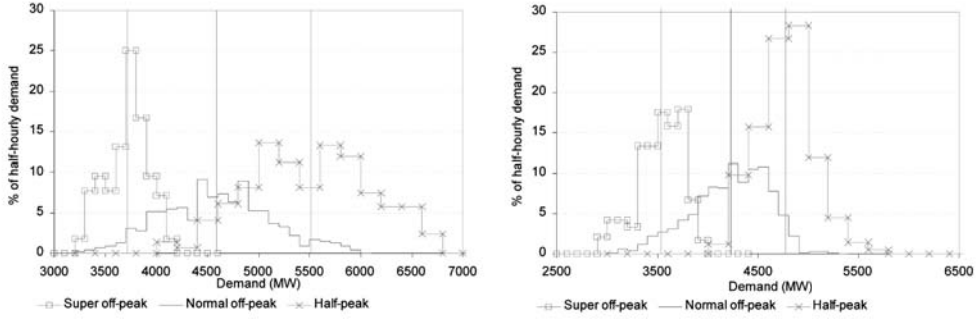


Figure 10 - Saturday distribution of hourly demand values around the average demand, for each tariff period, in 2003, for winter (a) and summer (b)

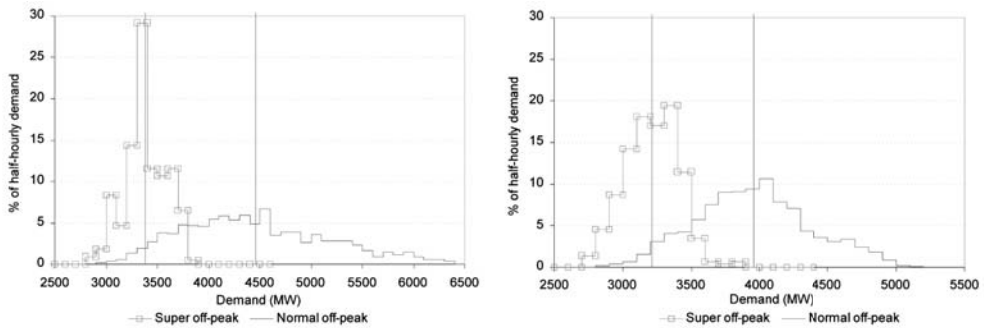


Figure 11 - Saturday distribution of hourly demand values around the average demand, for each tariff period, in 2003, for winter (a) and summer (b)

are more widely dispersed around the average value.

For an annual consumption (at generation bar) in 2003 of 43 TWh, mean square root objective function values for the new time-of-day tariff periods (Table III) were 37,9 GWh for workdays, 14,3 GWh for Saturdays and 20,4 GWh for Sundays and national holidays. The objective function values for the previous set of time-of-day tariff periods (Table II) were 39,3 GWh for workdays, 16,0 GWh for Saturdays and 21,4 GWh for Sundays and national holidays. These results show an incremental decrease of objective function values, meaning a quality increase of the new proposed tariff period time schedule.

Changes in the tariff period schedules originate costs associated with the necessary changes that have to be introduced in the metering devices installed in each facility. Remote meter reading systems allow for these changes to be done in a less costly and time consuming way.

Time-of-day tariff period schedules transmit eco-

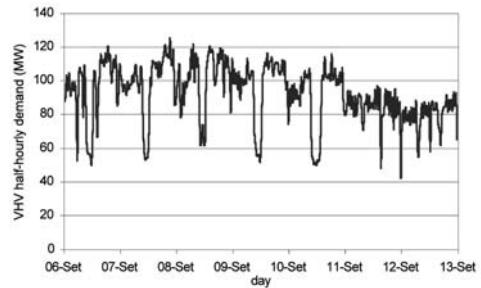


Figure 12 - VHV consumers aggregate half-hourly demand profile, in Portugal, for the second week of September, 2004

nomical signs of cost which should promote the efficient use of the power system resources, driving consumers to make conscientious and responsible decisions over their electricity consumption. Consumer initiatives like productive process modifications or investments on energy efficient equipments will only take place if there is stable and confident climate over the tariff periods, structure and prices on a reasonable time scale.

Fig. 12 presents VHV aggregate half-hourly demand in Portugal, for 2004. The demand profile clearly shows that this group of consumers reacts to price signals and takes actions to significantly reduce its consumption in peak time hours (where prices are quite higher). The consumption curtailment coincides with tariff period time schedule for the peak hour price.

Thus, considering the results shown in this paper and the comments above, the new schedules for time-of-day tariff periods proposed in Table III were set as an option to consumers, keeping the old schedules (presented in Table II) as alternative. Also for the reasons already mentioned before, this tariff periods will only apply to VHV, HV and MV supplies. The determination of more adequate LV tariff periods requires further studies. These studies should account for network usage costs and, consequently, to the local LV distribution grid demand diagrams. The LV peak demand period is the driver for local network reinforcements and operation costs.

## 7. Conclusions

The determination of transparent and fair tariffs which promote the efficient use of the power system resources and services requires cost reflective pricing and tariff structure, for each one of the electricity supply value chain activities.

## 8. References

- [1] ERSE, "Localização de períodos horários em Portugal Continental para 2005", ERSE, Lisbon, 2004. [Portuguese only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [2] ERSE, "Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2005", ERSE, Lisbon, 2004. [Portuguese only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [3] ERSE, "Regulamento Tarifário", ERSE, Lisbon, 2005. [Portuguese only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [4] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, J. Vasconcelos, P. Verdelho, "Localização adequada de períodos horários para efeitos tarifários - Aplicação aos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira", 8.º Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, Vilamoura, 2003. [Portuguese only].
- [5] ERSE, "Localização dos períodos horários das tarifas de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira", ERSE, Lisbon, 2002. [Portuguese only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [6] ERSE, "Revisão da Estrutura Tarifária: 1ª Fase", ERSE, Lisbon, 2000.
- [7] ERSE, "Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 2001", ERSE, Lisbon, 2002. [Portuguese only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

The goal to achieve simple, clear and stable price signals to be transmitted to consumers, is pursued by using a simpler tariff structure, based on the marginal costs structure, and by choosing a limited number of prices and price variables associated with time-of-day tariff periods.

Time-of-day tariff periods are set by choosing hours with similar costs. Thus, marginal cost evolution throughout the day should determine tariff periods location. As an alternative procedure, other variables can be used to determine tariff periods once they are linked to marginal costs (the example used in this paper was hourly demand at generation bar).

In order to determine the adequate location for time-of-day tariff periods applicable to the Portuguese electricity tariffs a methodology was used to optimize this location of the time periods. The methodology minimizes distances between real 30 minute demand data and average demand for each tariff period (peak, half-peak, normal off-peak and super off-peak hours).

This paper presents the results of this methodology applied to Portuguese electricity tariff system, where new time-of-day tariff period location was determined and proposed, as an option, to VHV, HV and MV consumers, indiscriminately, since 2005.



## **SOME REGULATION PERSPECTIVES FOR POWER QUALITY**

**Amanda Falcão Cristina Barros Hélder Milheiras,  
José Esteves José Capelo Maria José Clara Pedro Verdelho**

.....  
Artigo apresentado na "12th International Conference on Harmonics and Quality of Power", 1-5 Outubro 2006, Cascais



**Abstract**

*Electricity sector evolution reinforced the need for regulation in the European electricity sector. Being recent players, European energy regulators undertake responsibilities on national and European regulation process. In Portugal, ERSE is the energy regulatory authority and is one of the entities involved in power quality promotion. Examples from recent improvements obtained on continuity of power supply in Portugal illustrate the effort made by the Portuguese network operators in this field. Voltage quality monitoring is also revised and some efforts to be done are commented. Organised at CEER, Council of European Energy Regulators, European regulators recently published the "Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005". Their work on power quality is shortly referred.*

**Index Terms:** Power quality, Independent regulation, Power distribution, Power transmission, Power Generation, Power Supply, Continuity of power supply, Voltage quality, Power quality monitoring system.

**1. Introduction**

Electricity sector recent evolution reinforced the need for regulation. Being recent players, European energy regulators assumed responsibilities on the national and the European regulatory processes. Search for power quality has been reinforced with consumers paying more attention to their rights and network operators investing more in this field but, also, giving rise to some new concerns. This new paradigm imposes new perspectives on the

sector having clear impact on Portugal.

Electricity industry is currently undergoing significant restructuring. Historically, electricity supply was organised under vertically integrated utilities that were treated as monopolies. Some components of these monopolies can be competitive and are being separated, such as power generation and power supply activities.

Also, rendering of different services is being defined and its costs and price setting methods are being established. This type of services named as ancillary services, control the quality of supply which can be expressed in terms of: frequency, voltage, back-up supply, system restoration, system stability. Traditionally, the main concern on power quality is related to continuity of power supply. However, more recently, other kind of power quality disturbances gain dimension, like system harmonics, distortion and phase unbalance.

Harmonic current pollution of three-phase electricity supply networks is becoming a serious problem due to the wide use of nonlinear loads such as industrial high power thyristor rectifiers, phase angle controllers and a vast variety of low power electronic appliances. These appliances typically incorporate a rectifier circuit with distorted input current followed by another power electronic converter.

A variety of undesirable phenomena happen on the power system. Mains voltages become distorted due to the harmonic and asymmetric voltage drops across the network impedance



caused by the harmonic and asymmetric mains currents components. Voltage and current harmonics have detrimental effects including increase of power losses in the ac power lines, transformers and rotating machines, mechanical oscillations in generators and motors, decrease of the power factor, over-voltages or overcurrents by resonance phenomena with capacitors and inductances, interference with sensitive equipment and communication systems.

Due to these phenomena, the power quality is being regulated by international standards and by national and regional regulations and new equipments for overpassing the problems has been developed.

**2. Electricity Sector Evolution**

**A. From a vertically integrated till an unbundled sector**

In recent years and following international tendencies, Portugal came from an electrical system based on a vertical integrated electricity organization towards a liberalized market system, still under construction.

Traditionally, electricity sector was organised under vertically integrated utilities, Fig. 1 a), where the different activities of power generation, transmission, distribution and supply were state owned and have developed under a monopoly regime by national utilities. Consumers paid integral tariffs without any freedom of choice.

This model presented the following characteristics:

- Vertically integrated activities imposing the need for coordination (centralised dispatching).
- State owned activities giving financing credibility that assures investments needs.
- Monopoly activity, allowing some scale economies but also some high costs.
- Integral tariffs paid by consumers allowing cross subsidization between consumers' classes in order to attain pre defined political objectives.

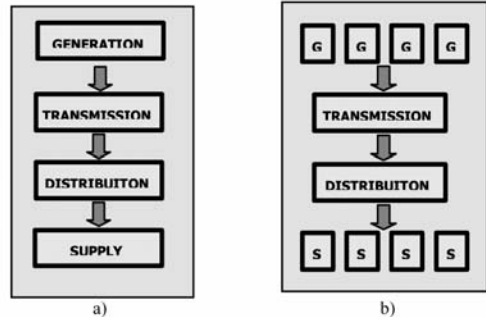


Figure 1 - Vertically integrated and liberalised models for the electricity sector.

The changes from this traditional vertical integrated system into a liberalized model came along with the recognition that power transmission and distribution activities are still natural monopolies that use intensive capital technologies, not allowing investment indivisibility and involving long construction periods, while power generation and power supply are potentially competitive activities.

Coal, hydro and natural gas are different sources that can be used for power generation allowing promoters to do their own trade-off between the intensity of capital and variable costs of these different power generation technologies, developing an opportunity to compete among them.

Several recent changes contribute to this new competitive environment, such as the reduction of the optimal capacity of the new CCGT, the reduction of the new power generation stations construction times, the reduction of the specific capital costs per unit power and also the consumption increase that reduces the indivisibility of the new power generation investments.

Also in retail supply activity, the recent developments in information systems, computers, telecommunications and metering equipment lead to the reduction of the costs associated with the management of huge amount of information and thus favoring the introduction of competition.

This gives rise to a model presenting vertical and horizontal unbundling among

activities, Fig. 1 b), where:

- Power generation and power supply are competitive activities allowing several independent players acting as power generators or power suppliers.
- Power transmission and distribution are maintained as natural monopoly activities.
- Competitive and monopoly activities must be developed by separate accountable and juridical entities.

The credibility and efficiency of the electricity system will increase with the legal and ownership unbundling between transmission and distribution network activities developed in a monopoly framework subjected to regulation and the other activities, generation and supply activities developed in a competitive environment.

The liberalised model gives a higher complexity to the commercial relationship among the different players involved in the electricity sector, Fig. 2.

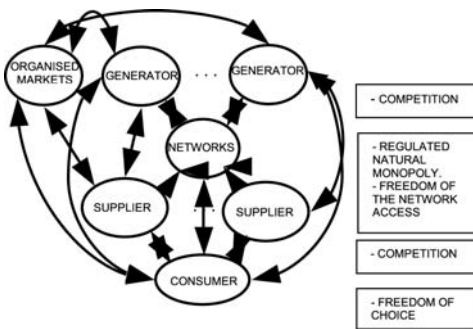


Figure 2 - Commercial relationship at the liberalised electricity sector.

All these changes imposed the need for regulation of the natural monopoly activities with power transmission and distribution activities being developed by regulated companies (usually one Transmission System Operator, TSO, and one or more Distribution System Operators, DSO), and the creation of independent energy regulatory entities at national level. Organised markets have also been introduced in the sector.

## B. Evolution in Portugal

Evolution of the Portuguese electricity sector liberalisation is presented in Fig. 3 where the timetable shows the dates for the different market opening phases and the correspondent eligible consumption.

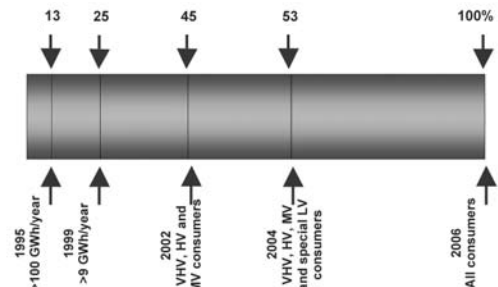


Figure 3 - Liberalisation evolution in Portugal: market opening and eligible consumption.

Next steps in this evolution will be the effectiveness of the total market opening and the development of the Iberian Electricity Market (MIBEL) assuring a real competitiveness and sustainability to the system.

## C. Regulation on the Portuguese electricity sector

ERSE, the Portuguese Energy Regulator, began its activity in 1997. Starting as the electricity sector independent regulator, its duties were enlarged to the natural gas sector during 2002.

In order to ensure a better performance of regulated companies and improve consumers' welfare, ERSE regulation objectives have been to promote the:

- Sectors efficiency, maintaining the equilibrium between the different economic agents involved.
- Consumers' welfare concerning prices, quality of supply guarantee, information and freedom of choice.
- Economical equilibrium of regulated companies, allowing the adequate return to their investments considering the activity risk and the need for attracting capital.

ERSE activity looks forward to a large participation of all the involved agents, promoting

the debate around regulation rules and a transparent relationship between the regulator and regulated companies. Also, ERSE seeks for developing non ambiguous rules and a foreseeable action promoting sectors' stability.

**3. Power Quality and Regulation**

**A. Expectation on power quality**

Nowadays, electricity is fundamental to economic performance and international competitiveness of almost all economic sectors. Competitive economies are strongly dependent on reliable, secure and high quality electricity services.

Speaking on power quality is above all to speak about continuity of power supply since any outage can have significant impact on the production costs of industrial production sites. More recently, continuity of power supply gained importance due to the continuous growing importance of information and communication technology in industry, services and households. Furthermore, domestic consumers are also strongly dependent on electricity which is considered an essential good, and electricity outages are not compatible with our society way of life.

Another component of power quality is related to disturbances involving characteristics of the supplied voltage, known as voltage quality. Voltage quality involves supply voltage variations, sudden voltage changes, flicker severity, supply voltage dips, temporary and transient overvoltages, voltage unbalance, harmonic distortion of voltage waveform and inter harmonic voltage. Affecting specific kinds of equipments, these phenomena are critical on certain types of industrial facilities.

Power quality responsibility is assumed by network operators that must assure, basically, an equal power quality for all consumers, at the same network location.

On the other hand, each consumer wants to have at their disposal the amount of electricity they need, when they want and with the quality allowing their appliances to run properly.

Since the operators investments must be remunerated and the revenues of network operators come from the regulated access tariffs paid by all consumers, the operators decision process is a permanent trade-off between the level of power quality targeted and investments costs to be incurred in order to reach this target, Fig. 4. Price and quality always come together.

In theory, from the system overall, an optimal power quality value could be defined by taking into consideration the evolution of the investment costs (increasing with the quality level value) together with the inconveniences cost to consumers (decreasing with the quality level value).

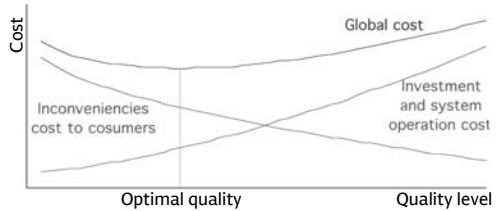


Figure 4 - Trade-off between power quality level, investment costs and inconveniences to consumers.

However, this calculation in a real scenario is not an easy task. First, an analysis of the relation between investment and system operation costs versus quality level is not easy to perform. However, the greater difficulty appears when defining the evolution of inconveniences cost to consumers according to the increase of the quality level, since concern about power quality depends a lot on the consumer type and its willingness to pay for an improvement in quality level.

**B. Experience in Portugal**

Power quality in Portugal presented serious drawbacks that could be identified by the number and duration of interruptions affecting customers.

Concerns about power quality have grown up in importance and several measures have been adopted since year 2000.

Quality of service regulation has been

developed, quality levels have been defined and data about the situation began to be collected. DGGE (General-Directorate for Energy and Geology) published the Quality of Service Code. Network operators reinforced their investments for power quality improvements that were accepted by ERSE to be part of the regulated asset base.

ERSE established in the Tariff Code an incentive scheme to continuity of power supply improvement, Fig. 5.

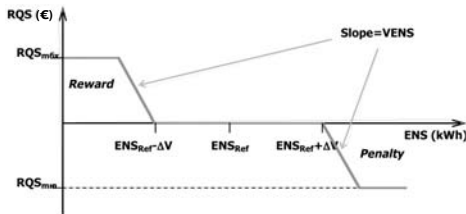


Figure 5 - Portuguese incentive scheme for continuity of supply improvement.

This financial scheme works ex-post and affects the allowed revenues for the DSO activity of electricity distribution in MV, resulting in a penalty or a reward depending on the results of continuity of supply performance.

The continuity indicator considered is the Energy Not Supplied (ENS) and a reduction of this overall indicator shows an improvement on continuity of power supply. Incentive scheme is symmetric for penalty or reward related to a reference value of ENS ( $ENS_{Ref}$ ). A dead band with the value of  $\pm\Delta V$  is applied. Also, incentive and reward values are limited to the values of  $RQS_{max}$  and  $RQS_{min}$ .

Table 1 presents parameters of the incentive scheme for continuity of supply improvement applied during the period 2003-2005. ES is the supplied energy.

TABLE 1  
INCENTIVE SCHEME PARAMETERS

$ENS_{REF}$	$0,0004 \times ES$
$\Delta V$	$0,12 \times ENS_{REF}$
VENS	$1,5 \text{ € / kWh}$
$ RQS_{max}  =  RQS_{min} $	$5\,000\,000 \text{ €}$

This incentive scheme is of particular importance in the distribution activity because a price cap regulation formulae is applied. It is known that price cap regulation does not promote investment. In order to counteract this effect, this scheme appears as an incentive to specific investments and to the implementation of measures allowing a better performance on continuity of power supply by the DSO.

### C. First results attained

Fig. 6 shows the evolution of unplanned interruptions excluding exceptional events in seven European countries since 1999 till 2004.

An expressive reduction on the number of interruptions and minutes lost per customer was attained in Portugal since 2001 till 2004. Data from 2005 allows to confirm this positive evolution for Portugal where present values are shown as being more in line with the other countries results.

The same positive evolution is expressed when analysing the evolution of the energy not supplied (ENS), Fig. 7, in the incentive scheme for continuity of supply improvement presented before. Values were normalised to a common base.

Applied for the first time in 2003, we can verify that ENS value for 2003 fell in the dead band giving to the DSO a null reward for this year. However, results from 2004, have clearly improved and the maximum incentive was given to the DSO. Results from 2005 will also give the DSO the maximum reward value. On the other hand, 2001 and 2002 results show that, if the incentive was in force during those years, the DSO would have been obliged to pay penalties related to these years' performance arriving to the maximum penalty value in 2001.

For the new regulatory period (2006-2008), ERSE reviewed the parameters of this incentive scheme imposing more restricted value to  $ENS_{Ref}$  ( $ENS_{Ref} = 0,00019 \times ED$ ) and creating new challenges for the DSO performance. Fig. 8 shows a comparative scheme allowing comparing the new limits for the incentive for 2006-2008 with ENS values attained since 2001 till 2004.

The clear improvement reported on the conti-

nunity of power supply was only possible due to an effective investment effort from the Portuguese TSO and DSO, Fig. 9 and Fig. 10.

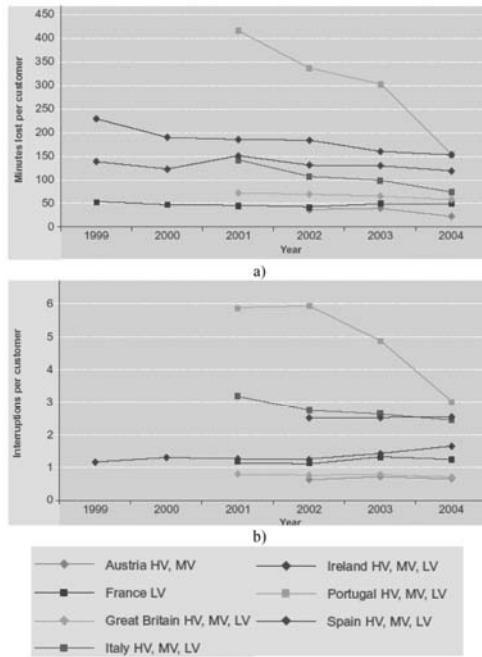


Figure 6 - Unplanned interruptions excluding exceptional events): a) Minutes lost per customer per year; b) Interruptions per customer per year, [1].

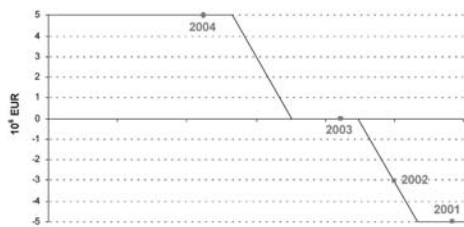


Figure 7 - Evolution of ENS from 2001 till 2004 and the incentive scheme for continuity of power supply improvement applied during 2003-2005.

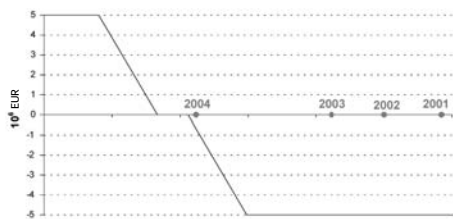


Figure 8 - Evolution of ENS from 2001 till 2004 and the new parameters for 2006-2008 of the incentive scheme for continuity of power supply improvement.

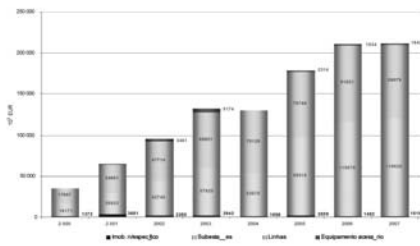


Figure 9 - Investments at the activity of Electric Energy Transport by the Portuguese TSO, (current prices) [2].

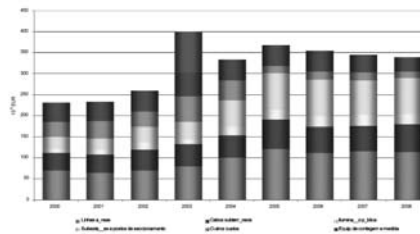


Figure 10 - Investments at the activity of Electric Energy Distribution by the Portuguese DSO, (current prices) [2].

This amount of investments developed by network operators was not only justified by the need for power quality improvements. Consumption evolution, equipment replacement due to aging, network losses reduction and network congestions resolution are also reasons justifying network operators' investments.

In spite of this investment effort, a clear reduction of the network access tariffs has also been possible to reach within the same period of time reflecting efficiency gains on controllable costs at the distribution level. Fig. 11 shows the mean values evolution, since 1999 till 2006, of transport and distribution network access tariffs.

#### 4. The Effort on Voltage Quality

##### A. Voltage quality monitoring

The Quality of Service Code applied in Portugal mainland and the more recent published ones to be applied at Açores and Madeira Autonomous Regions also consider the need for implementing voltage quality monitoring system in its transmission and distribution networks. This measure purpose is to be able to characterise voltage quality (VQ)

obtained at the grid level, in a global perspective and also to detect measured points where VQ characteristics are overpassing specific values considered as limits.

In Portugal mainland, the monitoring system allows a continuous data collection at the more relevant points of the transmission network and periodical monitoring stages at all the transmission network substations.

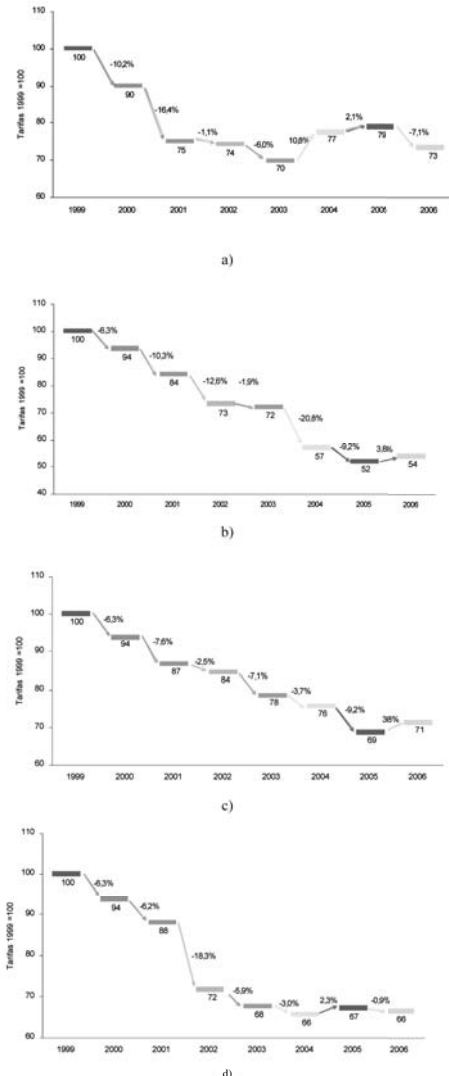


Figure 11 - Evolution of the network access tariffs from 1999 till 2006: a) Transmission network, b) HV distribution network, c) MV distribution network, d) LV distribution network. [2].

If the actual level of VQ monitoring is maintained or reinforced, it is considered that the characterisation of VQ situation at the Portuguese transmission network is complete.

Also, at distribution level in Portugal mainland, an effort of VQ monitoring has been developed with the implementation of continuous or periodic monitoring campaigns that covered all the country.

The recent cost reduction of the monitoring equipment facilitates its inclusion in a new substation. Taking into account that VQ gives rise to a large number of complaints from many specific customers, the DSO found important to reinforce the monitoring campaigns at some specific locations. A more generalised installation of VQ monitoring equipment giving information from the distribution network relevant nodes is still needed.

Having their specific Quality of Service Code being published later in 2004, Açores and Madeira Autonomous Regions are nowadays implementing their VQ monitoring system involving the islands composing these regions, profiting from the advantage of the knowledge acquired by other networks experience. Information collected from the monitoring systems will allow to characterise the situation.

## B. Efforts on “more” and “better” monitoring

Effort on implementing VQ monitoring systems developed in several countries, including Portugal, are necessary steps for “more” and “better” monitoring allowing understanding the VQ phenomena.

Nowadays, this objective can be easier reached because costs to be incurred with implementation of generalised VQ monitoring systems are much reduced, when compared to any other network investments.

A deeper knowledge on voltage dips, harmonic distortion and other voltage quality phenomena obtained from the accumulated experience on VQ phenomena, obtained by

systematic and generalised monitoring and collection of the results will permit researchers to understand the phenomena and find remedial solution for avoiding their consequences.

### C. Efforts on equipment improvements

Traditionally, passive LC filters and capacitors have been used to eliminate line current harmonics and increase the power factor. However these solutions have some drawbacks. The filters compensation characteristics depend on the network equivalent impedance, which is influenced by the consumers' behaviour. In some practical applications, such as welding equipment where a random wide-band harmonic current content with the presence of inter-harmonics is found, the filters can become ineffective. Capacitors under distorted mains voltages conditions can have higher distorted currents and so its effectiveness is reduced. The quality of the power supply can be even decreased. Also under distorted mains voltage conditions overcurrent can exist in both systems.

This new framework associated with some of the limitations referred above of conventional harmonics and reactive power compensators represents an opportunity to the development of new technologies based in power electronic converters, which are able to perform a new generation of ancillary services with very high speed of response, so that the quality of supply is fulfilled. As examples, we can mention flexible alternating current transmission systems FACTS, such as, static var compensators SVC, advanced static var compensators STATCOM, active power filters APF and unbalanced current compensators.

Making equipments insensitive to some VQ disturbances is another solution allowing efficiently to overpass the problems. Equipments manufacturers must also be involved in the VQ improvement efforts.

### D. Efforts on responsibilities identification

Other aspect to be considered is related to the fact that VQ phenomena are affected by all the parties connected to the power system. Requirements for both customers and network operators must be stated and efforts must be done in order to implement methods allowing a clear identification of voltage quality disturbances responsibilities. VQ problems are only possible to be solved by a deep involvement of all the network users.

### E. Efforts on international cooperation

Above all, it is important to reach an international consensus on parameters definition and on measurement methodologies to be implemented in the evaluation of VQ phenomena, in order to allow comparing results from different networks. Benchmarking studies developed in a systematic way at European and international levels are also important. More international cooperation including to make public each country's experience will contribute to a quicker progress in this domain. Above all, it is important to reach an international consensus on parameters definition and on measurement methodologies to be implemented in the evaluation of VQ phenomena, in order to allow comparing results from different networks. Benchmarking studies developed in a systematic way at European and international levels are also important. More international cooperation including to make public each country's experience will contribute to a quicker progress in this domain.

## 5. Quality of Electricity Supply and CEER

Results presented in Fig. 6 are an example of data that can be obtained from the "Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply" published by the Council of European Energy Regulators (CEER).

CEER is the European association of independent national energy regulators from the Member States of the European Union (EU) and the European Economic Area (EEA). Its

overall aim is to facilitate the creation of a single competitive, efficient and sustainable internal market for gas and electricity in Europe. Created in 1999, is composed, nowadays, by twenty six members ([www.ceer.eu.org](http://www.ceer.eu.org)).

From 2001, European energy regulators, organised at CEER, prepare bi-annual assessments on the quality of electricity supply which should benchmark the status of supply service quality across CEER member states.

In December 2005, CEER has launched the “Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply” covering the most important features of quality of electricity supply: continuity, customer services (or commercial quality) and voltage quality. This 2005 report is the result of joint work of 19 European regulators and reflects the importance that regulators attach to quality issues in the liberalisation process. A hard background work of data collection and concepts harmonisation was performed by involved regulators in order to attain this report.

In CEER workplan for 2006, European energy regulators committed themselves to pay a special attention to power quality issues in coming years. One step goes through the dialogue reinforcement with CENELEC, European Committee for Electrotechnical Standardization, in order to assure the revision by CENELEC of the standard EN 50160 with the participation of CEER and in cooperation with other stakeholders.

## Referências

- [1] Electricity Working Group, the Quality of Supply Task Force, “Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005”, Council of European Energy Regulators, Ref: C05-QOS-01-03, December 2005.
- [2] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008”, ERSE, December 2005 (in Portuguese language).

## 6. Conclusions

Need for regulation in the European electricity sector was reinforced by sector evolution that came from an electrical system based on a vertical integrated electricity organization towards a liberalized market system. In Portugal, ERSE is the energy regulatory authority and the promotion of power quality is one of its duties. Efforts developed in Portugal for power quality improvement began to present results and the example of the incentive scheme for continuity of supply improvement is presented. Power quality involves also voltage quality. Being a recent issue, several efforts to be done on voltage quality were commented. CEER is the European association of independent national energy regulators from the European Union and has launched in December 2005 the “Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply” covering the most important features of quality of electricity supply.

## 7. Acknowledgment

The authors gratefully acknowledge all other members of ERSE for their contribution on results presented for Portugal. Acknowledgements are also due to the Quality of Supply Task Force from CEER Electricity Working Group and all their members at the different European regulator agencies.





**INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO  
NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

**Amanda Falcão**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2007



## Resumo

*A regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica em Portugal continental é efectuada por price cap. Este tipo de regulação incentiva as empresas a serem mais eficientes levando-as a reduzir os custos das suas actividades. No entanto, pode ter consequências a nível de investimentos nas redes e sua manutenção e conseqüentemente deterioração dos serviços prestados, nomeadamente a nível de qualidade de serviço. Tendo em consideração este comportamento, em 2001 a ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos criou um incentivo à melhoria da qualidade de serviço nas redes de distribuição em média tensão baseado num indicador geral de continuidade de serviço – Energia Não Fornecida (ENF). Com este incentivo o operador da rede é premiado pelo seu bom desempenho e penalizado quando o desempenho é pior que um determinado valor de referência.*

### 1. Regulação e Qualidade de Serviço

A regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica em Portugal continental é efectuada por *price cap*. O objectivo deste método de regulação é criar um incentivo à eficiência da empresa regulada. O regulador estabelece os objectivos e os incentivos ficando à liberdade da empresa a forma como actua para atingir esses objectivos.

Neste tipo de regulação é fixado um valor máximo de remuneração das empresas para o final do período de regulação. Na definição deste valor é tomado como ponto de partida a situação da empresa no início do período regulatório

(preço máximo inicial) e estabelecida a forma de evolução dos ganhos de eficiência através de uma taxa de evolução.

Na utilização de um método de *price cap* é necessário nomeadamente, definir o preço máximo em função de variáveis que estejam directamente relacionadas com o desempenho das empresas, de forma a evitar situações em que a empresa ganhe uma renda económica que não resulte de um melhor desempenho. Por seu turno, na definição do indicador de produtividade, o indexante do preço tem que ser exógeno ou não influenciável pela actuação da empresa. Normalmente o indexante escolhido é o Índice de Preços implícitos no Consumo (IPC).

De forma genérica, a regulação por *price cap* tem a seguinte formulação:

$$P_1 = p_0(1 + IPC - X)$$

+  $P_1$ : Preço máximo a atingir no final do período regulatório.

+  $p_0$ : Preço máximo no início do período regulatório

+ *IPC*: indexante do preço que define a forma como evolui o preço ao longo do período de regulação.

+ *X*: parâmetro de regulação que traduz os potenciais ganhos de eficiência da empresa.

Caso a empresa atinja um valor de eficiência superior ao estabelecido tem o prémio de ficar com esse ganho. Desta forma, este tipo de regulação constitui um incentivo à empresa para inovar e reduzir custos, atingindo níveis mais elevados de eficiência e deste modo reter os respectivos ganhos. Devido a este incentivo, a empresa regulada tem tendência a diminuir os

seus custos, nomeadamente os custos de manutenção das redes e de investimentos. Por esse motivo, de forma a evitar a degradação da rede e a qualidade de serviço prestada, bem como a actuação da empresa nomeadamente em termos sociais e ambientais, à regulação por *price cap* estão normalmente associados incentivos explícitos em matérias como qualidade de serviço, perdas e desempenho ambiental. Estes incentivos têm por objectivo influenciar de forma mais eficaz os comportamentos das empresas e dos consumidores no sentido de maior eficiência.

Atendendo ao descrito, em 2001, no âmbito das alterações aos regulamentos do sector eléctrico da responsabilidade da ERSE, no Regulamento Tarifário<sup>1</sup>, os proveitos permitidos à concessionária da Rede Nacional de Distribuição, em Portugal continental, no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em média tensão (MT), passaram a incorporar uma parcela que inclui três mecanismos de incentivo. Os mecanismos visam: a redução das perdas, a recuperação dos custos afectos à promoção da qualidade do ambiente e a melhoria da qualidade de serviço. Todos estes incentivos têm uma actuação *a posteriori*, com um desfasamento de dois anos.

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço previsto no Regulamento Tarifário começou a produzir efeitos a partir do ano de 2003. Assim, e atendendo ao modelo estabelecido no Regulamento Tarifário, o apuramento do valor do incentivo em 2003 foi introduzido para efeitos de cálculo dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT em 2005.

### **Evolução do Conceito de Qualidade de Serviço**

Até à data de publicação do primeiro Regulamento da Qualidade de Serviço, em 2000<sup>2</sup>, a regulação da qualidade de serviço de sector eléctrico em Portugal era escassa ou quase inexistente. Nos regulamentos de segurança existia a referência ao valor de tensão a garantir no cliente. No entanto, o conceito de qualidade de serviço associada à perspectiva da qualidade

percebida pelo cliente não era contemplado.

Refira-se que, o conceito de qualidade de serviço é recente. Em 25 de Julho de 1985, a Directiva n.º 85/374/CEE, relativa à aproximação das disposições legislativas, regulamentares e administrativas dos Estados - membros em matéria de responsabilidade decorrente dos produtos defeituosos, definiu pela primeira vez a electricidade como um produto.

Esta directiva tornou necessário definir os parâmetros mínimos que caracterizam o produto electricidade sem defeito, para que fosse possível a atribuição da responsabilidade ao produtor pelo fornecimento de um produto defeituoso. Nesse sentido, em Setembro de 1989, a UNIPEDE – União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica, publicou um documento no qual definiu as características físicas da tensão de alimentação para as redes de distribuição em média tensão. Em Novembro de 1994, o CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardization publicou a norma europeia EN 50 160 a qual estabelece os limites de variação das características da tensão no ponto de entrega ao cliente nas redes de distribuição em MT e baixa tensão (BT), em condições normais de funcionamento.

Em 2000, a publicação e entrada em vigor do Regulamento da Qualidade de Serviço, de aplicação a Portugal continental, cria a necessidade dos operadores das redes efectuarem uma recolha sistematizada e criteriosa da informação necessária à caracterização da qualidade de serviço prestada. Essa informação teria que permitir determinar os indicadores de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, quer em termos de qualidade comercial quer em termos de qualidade técnica. A qualidade de serviço técnica está associada ao desempenho das redes de energia eléctrica:

- Quantifica a ocorrência de situações de ausência de energia eléctrica, através do número e da duração das interrupções (continuidade de serviço).

<sup>1</sup> Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 18413-A, de 1 de Setembro, da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

<sup>2</sup> Regulamento da Qualidade de Serviço publicado em anexo ao Despacho n.º 12917 A/2000, de 23 de Junho, da Direcção Geral de Energia.

+ Caracteriza as condições em que a energia eléctrica é fornecida aos clientes (qualidade da onda de tensão).

O regulamento estabeleceu também a atribuição de compensações aos clientes por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço associados aos indicadores individuais de continuidade de serviço e qualidade comercial.

Até essa altura, as empresas recolhiam e tratavam alguma da informação necessária para a gestão interna da rede. Na distribuição de energia, os indicadores de continuidade mais utilizados eram a END MT (energia não distribuída em MT) e o TIEMT (tempo de interrupção equivalente em média tensão). Relativamente à qualidade da onda de tensão, as empresas não efectuavam uma caracterização sistemática. No entanto, a informação existente, apesar de escassa, e por comparações com países da união europeia, evidenciava a necessidade de se tomarem medidas no sentido de melhorar a qualidade de serviço prestada. Por outro lado, a comparação dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço então estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e os equivalentes em vigor em Espanha, evidenciou ainda o baixo nível de qualidade de serviço imposto pelo regulamento em Portugal.

### Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço

Neste contexto, dado o tipo de regulação aplicável à distribuição de energia eléctrica e o baixo nível de qualidade prestado, considerou-se oportuno estabelecer um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, com o qual se pretendia uma efectiva melhoria da qualidade de serviço.

### Princípios gerais

No estabelecimento de um incentivo, e em concreto, num incentivo relativo à qualidade de serviço, é necessário atender a alguns critérios. Considerou-se necessário que o incentivo fosse de simples entendimento e aplicação,

nomeadamente no que se refere à definição do nível de qualidade desejável e da forma como a empresa é premiada ou penalizada pelo seu desempenho

No mesmo raciocínio de aplicação de um *price cap*, o incentivo à melhoria da qualidade de serviço consiste no estabelecimento de uma meta: caso a empresa supere essa meta, terá direito a um prémio (um ganho extraordinário) caso a empresa fique aquém dessa meta será penalizada através da redução do valor dos proveitos permitidos.

### Parâmetro de referência

O estabelecimento de um incentivo relativo à qualidade de serviço não é uma tarefa fácil de concretizar. Teoricamente, o estabelecimento de um incentivo deve ser efectuado atendendo, por um lado, à predisposição do consumidor pagar por cada unidade de melhoria da qualidade de serviço e, por outro, ao custo associado ao incremento de uma unidade de qualidade de serviço. O objectivo do incentivo será obter o ponto óptimo social, ponto a partir do qual o custo de melhoria de qualidade é superior ao benefício que se obtém.

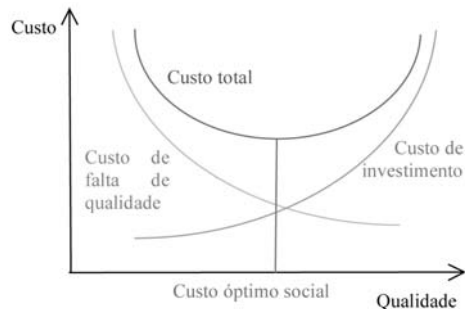


Figura 1 - Relação de custos de qualidade e investimentos

No entanto, a obtenção das curvas associadas à valorização da qualidade de serviço por parte do consumidor e aos custos da qualidade é um exercício complexo, revestindo-se de algumas questões de difícil e complexa exequibilidade.

Desde logo coloca-se a questão sobre o que é qualidade de serviço. Dada a complexidade de um produto como a energia eléctrica não é possível estabelecer uma avaliação unidi-

mensional da sua qualidade. A valorização da qualidade de serviço é diferente de cliente para cliente, nomeadamente atendendo à utilização que faz da energia eléctrica, por exemplo se é um cliente industrial, ou de comércio, ou de serviços, ou doméstico. Na realidade não existe uma curva mas uma multiplicidade de curvas de valorização da qualidade. No que se refere ao nível de investimentos, as empresas conseguem apurar qual o custo da qualidade prestada mas não sabem quanto custará aumentar o nível de qualidade, revestindo-se ainda de maiores dificuldades traçar uma curva de custos. Por outro lado, os investimentos realizados nas redes têm impactos em diversos domínios, por exemplo, investimentos em infra estruturas com o objectivo de melhorar a qualidade de serviço influenciam o valor das perdas na rede e os investimentos efectuados com vista à diminuição de perdas influenciam o nível de qualidade de serviço.

Assim, para estabelecer o objectivo de qualidade de serviço, tornou-se necessário definir a qualidade de serviço a avaliar, isto é, um indicador de qualidade de serviço a avaliar.

Na escolha do indicador teve-se em consideração o seguinte:

- A continuidade de serviço é o aspecto técnico da qualidade que está directamente relacionado com o nível de investimentos e a estratégia de operação e manutenção da rede, e portanto, o que mais pode sofrer perante um incentivo de redução de custos.

- Os mecanismos de incentivo/penalização baseados em índices gerais de qualidade de serviço, ou seja, índices de sistema, estão mais orientados para obter o nível de qualidade correspondente ao óptimo social e adequar a remuneração global da empresa de distribuição aos investimentos realizados, controlando o nível de qualidade oferecido pelo sistema. O incentivo deve funcionar como um ajuste da remuneração da empresa de distribuição. Por seu lado, os indicadores individuais aos clientes estão orientados para garantir que todos os clientes tenham um nível de qualidade mí-

nimo. Neste caso, as compensações ao cliente funcionam como uma sanção para a empresa de distribuição de energia eléctrica por não cumprir com o nível de qualidade estipulado. De facto estes mecanismos são complementares, cumprindo cada um deles uma parte dos objectivos estabelecidos para uma boa regulação da qualidade de serviço.

Tendo em consideração os referidos critérios, optou-se por definir o incentivo com base num indicador geral sendo o indicador escolhido a Energia Não Distribuída na MT (END MT). Este indicador de continuidade de serviço, mais que quantificar a não continuidade de serviço, quantifica o inconveniente de ausência de energia eléctrica, avaliando em termos de utilização qual o impacto das interrupções ocorridas. É de referir que, caso fosse utilizado um indicador de continuidade de serviço que avaliasse apenas a ausência de energia eléctrica, por exemplo o número ou a duração de interrupções, não haveria qualquer indicação do impacto nos consumidores das interrupções de serviço. Refira-se que o impacto de uma interrupção de serviço nos consumidores depende muito da intensidade de consumo dos consumidores atingidos, bem como do momento de interrupção, quer seja ao longo do dia ou do ano.

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço foi estabelecido tendo por base um valor de END MT de referência.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$\text{END} = \text{ED} \times \text{TIEPI} / \text{T}$$

- ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh.

- TIEPI: Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço.

- T: Número de horas do ano.

De acordo com a definição constante nas normas complementares publicadas ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, o indicador de continuidade geral TIEPI define-

se como sendo o quociente entre os seguintes valores:

• O somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público ou particulares pelo respectivo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos.

• O somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particulares, da rede de distribuição.

O resultado obtido para o indicador traduz o tempo médio de duração de interrupção de toda a potência de transformação instalada na rede de distribuição em MT nesse ano.

#### Definição do valor do incentivo

De forma a evitar que as imprecisões associadas à informação disponível resultem em alterações dos proveitos permitidos, i.e., resultem em penalidades ou ganhos para a empresa que não estejam associados ao seu desempenho, considerou-se necessário estabelecer uma gama de valores em torno do valor de END de referência ( $\Delta V$ ) para os quais o incentivo é nulo. Dada esta característica é habitual designar esta gama de valores de banda morta.

Para valores superiores ou inferiores aos estabelecidos pelos limites da banda morta o valor do incentivo varia proporcionalmente ao afastamento do valor da energia não fornecida relativamente a esses valores. Desta forma, estabelece-se uma valorização de energia não distribuída expressa em €/kWh.

Adicionalmente, foi considerado que o incentivo deveria ter um valor máximo, quer no valor do prémio quer no valor da penalização.

#### Modelo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço

Atendendo ao descrito, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço pode sistematizar-se na figura que se segue.

Como se depreende da figura, o mecanismo

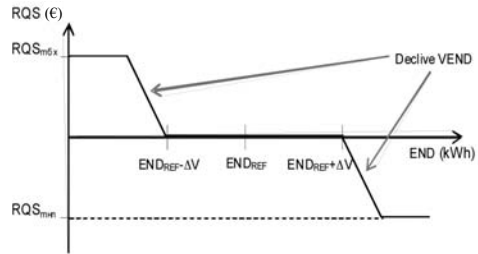


Figura 2 - Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço

do incentivo é definido por cinco parâmetros:

•  $END_{REF}$ : Energia não distribuída de referência (kWh).

•  $\Delta V$ : Valor de variação da  $END_{REF}$ .

• VEND: Valorização da energia não distribuída (€/kWh).

• RQSmáx: Valor máximo do prémio (€).

• RQSmín: Valor máximo da penalidade (€).

A curva do mecanismo traduz os seguintes princípios:

• Para valores de qualidade considerados adequados, 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.

• Nas situações em que o nível de qualidade prestado é superior ao tomado como referência, para valores de END inferiores a  $END_{REF} - \Delta V$ , o incentivo toma valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de RQSmáx, correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.

• Nas situações em que o nível de qualidade é inferior ao de referência, para valores de END superiores a  $END_{REF} + \Delta V$ , o incentivo toma valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de RQSmín, correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

• Para um determinado ano, uma vez fixados os parâmetros respectivos (RQSmáx,



RQSmín,  $END_{REF}$ ,  $\Delta V$  e VEND), o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em MT a incluir no cálculo dos proveitos permitidos (RQS) depende do valor da END no ano em causa.

#### **Parâmetros do Incentivo**

De seguida é apresentada, de forma histórica, a forma de definição dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, de acordo com o publicado nos documentos anuais da ERSE de divulgação das tarifas e preços para a energia eléctrica, descrevendo o contexto em que tal definição foi efectuada e que condicionou o valor dos mesmos.

#### **Definição dos parâmetros em vigor em 2003 -2005 Actividades Desenvolvidas**

Com o objectivo de realizar estudos conducentes à definição dos parâmetros necessários à implementação de mecanismos de incentivo à qualidade de serviço para os anos de 2003 e 2004, a ERSE celebrou um contrato de consultoria com o INESC Porto. Não sendo possível contar com a colaboração da EDP Distribuição (operador da rede de distribuição em MT em Portugal continental), nomeadamente na disponibilização de informação considerada necessária, o INESC Porto apresentou a sua proposta para definição dos parâmetros  $END_{REF}$  e  $\Delta V$  com base na informação disponível na ERSE sobre qualidade de serviço e na publicação da EDP Distribuição “Relatório Síntese - Qualidade de Serviço 2000”.

#### **Estudos Desenvolvidos pelo INESC Porto**

A falta de informação foi o principal condicionamento à realização dos estudos.

No que se refere especificamente ao modo de cálculo do indicador TIEPI e da ED a considerar para apuramento do valor de END, o INESC Porto considerou os seguintes pressupostos:

- No cálculo do valor do TIEPI foram consideradas apenas as interrupções longas (interrupções acidentais com duração superior a

três minutos) não devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e facto imputável ao cliente. As situações de exclusão são as estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

- No cálculo do TIEPI apenas são consideradas as ocorrências com origem nas redes dos distribuidores, para todos os níveis de tensão, que causam interrupções nos pontos de entrega da rede de distribuição em MT. As interrupções na rede de distribuição em MT com origem na Rede Nacional de Transporte (RNT) não são consideradas para efeitos de cálculo do TIEPI, e em consequência, no cálculo da END.

- O valor da ED, energia entrada na rede de distribuição em MT, utilizado para o cálculo da END, corresponde à energia entregue às redes de distribuição em MT e BT (medida nos contadores dos secundários dos transformadores AT/MT).

- A energia entregue aos clientes em AT e as perdas na rede AT não estão incluídas no valor da energia entrada na rede de distribuição em MT.

- O mecanismo é simétrico, ou seja,  $|RQSmáx|=|RQSmín|$ .

Com base nos pressupostos referidos, o INESC Porto propôs que os valores dos parâmetros técnicos fossem estabelecidos em valor percentual relativamente à ED, obedecendo aos seguintes critérios:

- O valor percentual de  $END_{REF}$  deveria ser inferior ao melhor dos valores de END identificados no estudo (período 1996-2001).

- O valor percentual de  $\Delta V$  deveria ser fixado de molde a que o valor a partir do qual há lugar a uma diminuição dos proveitos permitidos ( $END_{REF} + \Delta V$ ) fosse aproximadamente igual ao melhor valor percentual de END verificado nos anos analisados (1999).

Na ausência de valores de TIEPI desagregados por causa e origem de interrupções no período de 1996 a 2000, o INESC Porto utili-

zou os valores de 2001 para determinar a percentagem do valor anual de TIEPI correspondente às condições referidas. No que se refere à contribuição das ocorrências na RNT para o valor de TIEPI, o INESC Porto estimou que em ano médio os incidentes com origem na RNT contribuem em cerca de 3% para o valor do TIEPI na rede de MT.

A proposta para valorização da energia não distribuída, VEND, apresentada pelo INESC Porto foi desenvolvida com base numa metodologia onde se cruzam valorizações de energia não distribuída, definidas para outros países, com indicadores de carácter macroeconómico.

Na definição dos limites máximo e mínimo do incentivo, RQSmáx e RQSmín, o INESC Porto propôs a sua indexação aos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Na sua definição teve em consideração o seguinte:

- Evitar variações bruscas dos proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, tendo em conta o mecanismo de incentivo definido.
- Procurar induzir aumentos de investimento destinados à melhoria da qualidade de serviço.
- Desmotivar comportamentos traduzidos pelo pagamento sistemático de uma penalidade, por a mesma não ter impacto económico significativo na economia da empresa.

Tendo em consideração os pressupostos e a metodologia apresentada, o INESC Porto propôs os seguintes valores para os parâmetros:

- $END_{REF} = 0,00042 \times ED$
- $\Delta V = 0,00005 \times ED$
- $VEND = 2 \text{ €/kWh}$
- $|RQSmáx| = |RQSmín| = 1\%$  dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

#### **Comentários da EDP Distribuição ao estudo do INESC Porto**

Em Julho de 2002, a ERSE enviou à

EDP Distribuição o Relatório do INESC Porto e uma nota com a metodologia para definição da energia entrada na rede de distribuição em MT, solicitando comentários. Em resposta, a EDP Distribuição enviou à ERSE, em Setembro, um conjunto dos comentários dos quais se destacam os seguintes:

- O limite superior sugerido no estudo para o incentivo (1% dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica) é demasiado elevado, considerando que se traduz na prática em uma redução adicional de 1% dos proveitos.

- A banda de indiferença, valores compreendidos entre  $(END_{REF} - \Delta V)$  e  $(END_{REF} + \Delta V)$ , foi estabelecida para que não haja lugar a penalização no melhor dos anos da série, o que implica que, para o conjunto dos anos analisados, a EDP Distribuição não tenha direito a receber um incentivo.

- O modelo econométrico utilizado na determinação do valor de VEND com base no PIB valorizado através das Paridades de Poder de Compra é discutível, na medida em que os países com menor intensidade eléctrica têm, automaticamente, valores mais elevados para a variável em análise.

Em conclusão, a EDP Distribuição considerou não haver fundamento razoável para o estabelecimento dos parâmetros técnicos (END e  $\Delta V$ ) e discutível o rigor científico da metodologia utilizada para determinação dos parâmetros económicos (RQSmáx, RQSmín e VEND).

Na sequência dos comentários apresentados, a EDP Distribuição propôs que:

- O valor de referência a fixar para END seja determinado de forma a que o incentivo seja neutro, tendo em conta a realidade traduzida na informação disponível dos últimos anos.
- O montante correspondente à diminuição de proveitos permitidos a que eventualmente haja lugar seja direccionado para um fundo de investimento obrigatório, cuja monitorização seja atribuída à ERSE, sendo o respectivo plano de investimento submetido pela

EDP Distribuição à aprovação da ERSE.

A EDP Distribuição não produziu qualquer comentário sobre a metodologia para definição da energia entrada na rede de distribuição em MT nem apresentou qualquer alternativa às metodologias utilizadas pelo INESC Porto na definição dos parâmetros.

#### **Definição dos Parâmetros**

Os valores adoptados pela ERSE tiveram por base os estudos do INESC Porto, tendo sido igualmente considerados alguns comentários apresentados pela EDP Distribuição e o acesso a informação mais recente (informação relativa ao 1.º semestre de 2002).

Conforme já referido, a informação disponível sobre continuidade de serviço na rede de distribuição em MT era escassa. Este facto constituiu a principal dificuldade no estabelecimento de uma metodologia para a determinação dos parâmetros de regulação associados à melhoria da continuidade de serviço na rede de MT. Esta limitação conduziu às seguintes opções fundamentais na definição dos parâmetros de regulação:

• Cálculo da  $END_{REF}$  de acordo com informação obtida durante a vigência do RQS. A informação disponível correspondia ao período entre 1 de Janeiro de 2001 a 30 de Junho de 2002. Propôs-se que o valor de  $END_{REF}$  correspondesse ao menor valor da energia não distribuída verificada nos três períodos anuais a seguir indicados:

- 01/01/2001 a 31/12/2001
- 01/04/2001 a 31/03/2002
- 01/07/2001 a 30/06/2002

• O incentivo foi calibrado de modo a que a empresa fosse motivada a investir numa melhoria da continuidade de serviço relativamente ao melhor dos períodos anuais referidos, de 01/04/2001 a 31/03/2002.

• Para evitar o efeito da variação de consumo de um ano para o outro, optou-se por estabelecer o valor de  $END_{REF}$  em va-

lor percentual relativamente à ED (energia entrada na rede de MT), fixado em 0,04%, correspondente ao valor verificado no período de 01/04/2001 a 31/03/2002.

• O valor do parâmetro  $\Delta V$  foi estabelecido como uma percentagem da  $END_{REF}$ . Propôs-se que correspondesse a 12% do valor de  $END_{REF}$ . A banda de indiferença ( $+\Delta V$ ) pretende evitar que as imprecisões associadas à informação disponível resultem em alterações dos proveitos permitidos. O valor proposto pela ERSE é idêntico ao proposto pelo INESC Porto.

• O valor de  $VEND$  é estabelecido em 1,5 €/kWh.

• O valor de  $RQSmáx$  e  $RQSmín$  é fixado em 5 milhões de euros, o que corresponde a cerca de 0,55% dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2003. Considera-se que o mecanismo deve actuar de forma simétrica.

• O TIEPI é calculado de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, excluindo igualmente as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

Como se pode verificar, a decisão de utilizar somente informação aprovada durante a vigência do Regulamento da Qualidade de Serviço levou a ERSE a definir, para 2003 e 2004, valores dos parâmetros  $RQSmáx$ ,  $RQSmín$  e  $VEND$  mais prudentes do que os sugeridos pelo INESC Porto.

#### **Valores dos Parâmetros**

Os parâmetros definidos para 2003 e 2004 foram:

- $END_{REF} = 0,0004 \times ED$
- $\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$
- $VEND = 1,5 \text{ €/kWh}$
- $|RQSmáx| = |RQSmín| = 5\,000\,000 \text{ €}$

#### **Impacte da decisão da ERSE**

Tendo por base os parâmetros estipulados pela ERSE, procedeu-se ao cálculo do valor do incentivo para os três períodos anuais in-

cluídos no período de vigência do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Da análise efectuada, verificou-se que apenas no ano de 2001 a EDP Distribuição registaria uma diminuição dos proveitos permitidos, sendo o incentivo nulo nos restantes casos. Recordar-se que o primeiro trimestre de 2001 foi bastante negativo no que respeita à continuidade de serviço em consequência das más condições meteorológicas verificadas naquele período.

Caso se adoptasse a metodologia do INESC Porto ao período anual base escolhido pela ERSE (01/04/2001 a 31/03/2002), utilizando assim informação obtida de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, o mecanismo do INESC Porto seria calibrado de modo a que  $END_{REF} + \Delta V = END_{01/04/2001}$  a 31/03/2002.

Em 2005 mantiveram-se os valores dos parâmetros estabelecidos para o período regulatório de 2003-2004.

#### **Definição dos Parâmetros para 2006**

Para definição dos parâmetros do incentivo para 2006 foi efectuada uma análise da aplicação do incentivo desde 2003 a 2005. Dos cinco parâmetros que definem o incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a  $END_{REF}$  é o parâmetro cuja alteração é justificada pela variação dos resultados obtidos para o indicador TIEPI. Assim, considerando que, durante os anos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço entre 2003 e 2004 não se verificaram factos que revelassem a necessidade de alteração dos demais parâmetros ( $\Delta V$ ,  $VEND$ ,  $RQSmáx$  e  $RQSmín$ ), estes mantiveram-se iguais ao estabelecido até então.

Para definição do parâmetro de  $END_{REF}$  foi efectuada a análise de evolução do indicador TIEPI. Da informação anual disponível verificou-se uma diminuição continuada do valor de TIEPI, realçando-se o ano de 2004 cujo valor corresponde a 53% do valor registado em 2003. Além de se verificar uma diminuição do TIEPI ao longo do período em análise,

verificou-se ainda que esta variação é crescente. No entanto, a taxa de variação do TIEPI de 2003 para 2004 foi muito superior às demais taxas de variação (aproximadamente 3 vezes superior à taxa de variação registada de 2002 para 2003). No entanto, apesar de em 2004 ter ocorrido uma acentuada melhoria do desempenho da rede, ainda não se atingiu um nível de saturação e, portanto, considerou-se admissível manter um incentivo que levasse a empresa a atingir níveis de qualidade superiores.

Na fixação do parâmetro  $END_{REF}$  tomou-se como ponto de partida o valor de TIEPI obtido em 2004, sobre o qual se admitiram diversas taxas de melhoria anuais. O valor de TIEPI de referência para 2006, que define o valor do parâmetro de  $END_{REF}$  foi obtido a partir do valor de TIEPI de 2004 considerando uma taxa de melhoria anual do TIEPI de 8%, i.e., considerando que o valor de TIEPI num determinado ano corresponde a 92% do valor do ano precedente.

O valor de  $END_{REF}$  para 2006 corresponde a  $0,00019x$  ED.

#### **Definição dos Parâmetros para 2007-2008**

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço começou a produzir efeitos em 2003, sendo 2005 o terceiro ano de aplicação do incentivo:

- + Em 2003, o valor de  $END$  situou-se entre  $[END_{REF} - \Delta V, END_{REF} + \Delta V]$  e portanto o valor do incentivo aplicado em 2005 foi nulo.

- + Em 2004 e 2005 o valor de  $END$  foi inferior a  $END_{REF} - \Delta V - (RQSmáx/VEND)$  sendo o valor a aplicar nos proveitos em 2006 e em 2007 corresponde ao prémio máximo ( $RQSmáx$ ), i.e., 5 milhões de euros.

Considerando-se desejável a definição de parâmetros de incentivos à melhoria da qualidade de serviço até ao final do actual período regulatório, propôs-se o estabelecimento dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008. Adicionalmente, e tal com efectuada anteriormente, não havendo circunstâncias que o justifiquem, propôs-se alterar o valor do parâmetro  $END_{REF}$  (parâme-

tro associado ao desempenho da rede avaliado através do TIEPI) mantendo-se os valores dos demais parâmetros.

Atendendo à fórmula de cálculo da END, a definição de  $END_{REF}$  como um valor percentual de ED e a definição de  $\Delta V$  como uma percentagem da  $END_{REF}$  significa que estes valores ficam definidos em função de um valor de TIEPI de referência que definirá a qualidade de serviço a prestar pela empresa. Deste modo, as análises efectuadas para definição dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008 basearam-se nos resultados de TIEPI.

O Quadro 1 apresenta os valores anuais do TIEPI desde 2001 a 2005, a taxa de variação de um determinado ano relativamente ao ano precedente e os valores de TIEPI dos dois primeiros trimestres de 2006.

QUADRO 1

Evolução do TIEPI entre 2001-2005 e o primeiro semestre de 2006

Ano	TIEPI min	Variação (%)
2001	307,30	
2002	263,00	-14,4
2003	222,15	-15,5
2004	118,05	-46,9
2005	113,54	-3,8
2006 - 1º trimestre	33,79	-
2006 - 2º trimestre	18,80	-

Fonte: EDP Distribuição

De 2004 para 2005 houve uma diminuição do TIEPI de cerca de 3,8%. De acordo com a análise efectuada aquando da fixação dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006, seria de esperar uma diminuição do TIEPI de 2004 para 2005 superior à verificada, dado que, de 2003 para 2004 se verificou uma diminuição de 46,9% o que indicia, por um lado, que não seja de esperar diminuição tão elevadas de futuro mas por outro lado, que ainda não se atingiu um nível de saturação, i.e., um valor estável de TIEPI.

O valor do TIEPI no 2.º trimestre de 2006 foi o melhor valor obtido nos anos de análise, correspondendo a 79,52% do melhor valor registado até então e que correspondia ao valor do 2.º trimestre de 2004. Refira-se adicional-

mente que, com excepção do ano de 2004, o segundo trimestre tem vindo a apresentar os melhores valores trimestrais registados em cada ano. Por outro lado, o valor registado no primeiro trimestre de 2006 encontra-se acima dos valores médios registados nos trimestres dos últimos dois anos (2004 e 2005).

Por forma a avaliar a capacidade de evolução do TIEPI foi analisada a evolução do mesmo indicador em Espanha.

De acordo com a informação apresentada pelo “Ministério de Industria Turismo e Comércio” de Espanha, os valores de TIEPI registados neste país, no último triénio, considerando as interrupções acidentais próprias superiores a três minutos, correspondentes às interrupções consideradas no cálculo do TIEPI para efeitos de determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, são os que constam no Quadro 2. O quadro apresenta também as taxas anuais de variação deste indicador.

QUADRO 2

Valores anuais de TIEPI em Espanha

Ano	TIEPI (min)	Variação (%)
2003	93,60	-
2004	89,40	-4,5
2005	76,80	-14,1

Fonte: [http://emtyc.es/es\\_ES/index.htm](http://emtyc.es/es_ES/index.htm)

Por análise da informação de Espanha verifica-se que os valores de Portugal de TIEPI são superiores (em 2005 o valor TIEPI de Espanha correspondeu a 67,64% do valor registado no mesmo ano em Portugal). Adicionalmente, nestes últimos anos as taxas de variação são superiores à apresentada em Portugal de 2004 para 2005. Esta análise permite concluir quanto à viabilidade de melhoria do desempenho de qualidade de serviço em Portugal, nomeadamente quanto à diminuição do indicador TIEPI.

Pelo exposto, considerou-se adequado que o incentivo à melhoria da qualidade de serviço induza à melhoria do actual nível de qualidade de serviço. Assim, para o ano de 2007 e 2008 propõe-se a fixação do valor de ENDREF, que

na continuação do estabelecido em 2006, corresponda a uma taxa anual de melhoria de 8%.

Os valores de  $END_{REF}$  propostos para 2007 e 2008 são os apresentados no Quadro3.

QUADRO 3  
Determinação dos valores de  $END_{REF}$  propostos para 2007 e 2008

Ano	T (min)	TIEPI <sub>REF</sub>	C=TIEPI <sub>REF</sub> /T	Parâmetro $END_{REF}$
2006	525600	99,86	0,00019	$END_{REF} = 0,00019 \times ED$
2007	525600	$TIEPI_{REF2006} \times 0,92 = 91,87$	0,000175	$END_{REF} = 0,000175 \times ED$
2008	527040	$TIEPI_{REF2007} \times 0,92 = 84,52$	0,000161	$END_{REF} = 0,000161 \times ED$

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a  $END_{REF}$  é definida como uma percentagem da ED,  $END_{REF} = C \times ED$ , e que o valor de  $END$  é determinado com base no valor do TIEPI e da ED,  $END = (TIEPI/T) \times ED$ , então o valor de referência do TIEPI determina-se da seguinte forma:  $TIEPI_{REF} = C \times T$ .

A Figura 3 apresenta:

- + A evolução do TIEPI em Portugal continental de 2001 a 2005.
- + A evolução do TIEPI em Espanha de 2003 a 2005.
- + Os valores de TIEPI correspondentes ao valor de  $END_{REF} - TIEPI_{REF}$
- + Os valores de TIEPI correspondentes aos limites do intervalo de variação da  $END$  [ $END_{REF} - \Delta V$ ,  $END_{REF} + \Delta V$ ] no qual o valor do incentivo é nulo, considerando os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor de 2003 a 2006 e os parâmetros propostos para 2007 e 2008 -  $TIEPI_{REF} - \Delta V$  e  $TIEPI_{REF} + \Delta V$ .

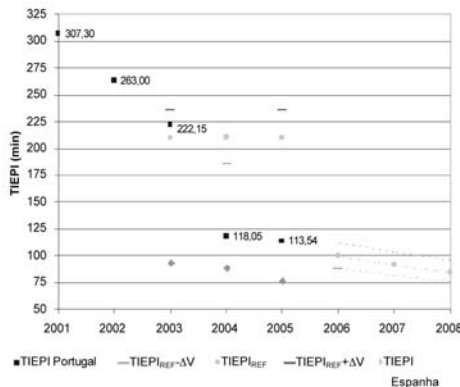


Figura 3 - Valores de TIEPI em Portugal e Espanha

Fonte: [http://emtyc.es/es\\_ES/index.htm](http://emtyc.es/es_ES/index.htm)

A figura anterior permite verificar que em 2008 o intervalo de variação de TIEPI para o qual corresponde um valor de  $END$  cujo incentivo é nulo situa-se na gama de valo-

res de TIEPI registados em 2003 e 2005 em Espanha. Assim, a proposta de uma taxa anual de melhoria de 8% relativamente ao valor de  $END_{REF}$  de 2006 delimita o desempenho da rede em 2008, em termos de TIEPI aos valores registados em Espanha em 2003 e 2005.

Atendendo ao referido anteriormente, os valores de  $END_{REF}$  estabelecidos para 2007 e 2008 foram:

- +  $END_{REF}(2007) = 0,000175 \times ED$
- +  $END_{REF}(2008) = 0,000161 \times ED$

### Conclusões

A aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço teve um impacto efectivo no nível de qualidade de serviço prestado. Após o primeiro ano de aplicação do incentivo verificou-se uma redução de 47% do valor do TIEPI revelando a pertinência de aplicação de um incentivo nesta matéria. Nos anos seguintes, a diminuição do TIEPI e  $END_{MT}$  manteve-se embora tenha sido mais atenuada. Em simultâneo, verificou-se um aumento dos investimentos nas redes de distribuição que, juntamente com uma correcta exploração e manutenção das redes, deverão permitir uma sustentação do nível de qualidade de serviço atingidos. No entanto, os níveis de qualidade de serviço actuais revelam se ainda aquém dos níveis europeus, constituindo um desafio para a regulação e para a capacidade de actuação do operador da rede de distribuição nesta matéria.

## Referências

- [1] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2003”, ERSE, Dezembro 2002.
- [2] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008”, ERSE, Dezembro 2005.
- [3] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2007”, ERSE, Dezembro 2006.

**FUNCIONAMENTO OPERACIONAL DO SNGN  
NO ÂMBITO DO ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR DA ERSE**

António Domingues Amanda Falcão Hélder Milheiras  
Jorge Esteves José Capelo Neuza Costa Pedro Torres

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2006





## Resumo

*Na sequência da publicação dos regulamentos do sector do gás natural, em 2006, contemplando o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Acesso às Redes, às Infra estruturas e às Interligações (RARII), em 2007, seguiu-se a aprovação do Regulamento de Operação das Infra-estruturas (ROI), mediante proposta do Operador da Rede de Transporte. Apesar das regras e os princípios de funcionamento do sector estarem integradas nos regulamentos publicados, pelo facto da generalidade dos temas não estarem ainda fechados, já que se aguarda a publicação dos diversos documentos complementares aos regulamentos, julgou-se útil, nesta fase, a apresentação sistemática dos diferentes temas que se julgaram relevantes no âmbito do funcionamento, numa perspectiva mais operacional, do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e do enquadramento regulamentar da ERSE. As notas relativas ao funcionamento operacional do SNGN, transversais aos regulamentos, têm o objectivo de ajudar a clarificar algumas regras de funcionamento do SNGN e expor algumas ideias de concretização dos diversos documentos complementares aos regulamentos.*

### 1. Introdução

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, atribuiu à ERSE a responsabilidade da aprovação e da aplicação de um conjunto de regulamentos, tendo em consideração o se-

guinte enquadramento:

- + RARII – Regulamentação do acesso às redes e às diferentes infra-estruturas do SNGN;

- + RRC – Regulamentação do relacionamento comercial entre os agentes intervenientes do SNGN, assim como o relacionamento entre estes e os consumidores de gás natural;

- + RQS – Regulamentação da qualidade de serviço técnica e comercial a prestar pelos operadores e agentes de mercado aos consumidores de gás natural;

- + RT – Regulamentação dos proveitos permitidos a operadores e comercializadores de último recurso pela prestação das actividades reguladas, bem como as tarifas a pagar pelos consumidores, associadas aos proveitos atrás referidos;

- + ROI – Regulamentação da operação coordenada das redes e das diversas infra-estruturas do SNGN (e disponibilização de serviços de sistema) na óptica da gestão técnica global do SNGN.

As regras de funcionamento relacionadas com o uso das redes, infra-estruturas e interligações do SNGN são integradas nos regulamentos mediante uma lógica que é tendencialmente temporal.

A Figura 1 apresenta a relação entre os diversos regulamentos na óptica de funcionamento do SNGN, permitindo identificar o enquadramento do RARII, ROI e RRC no actual quadro regulamentar.

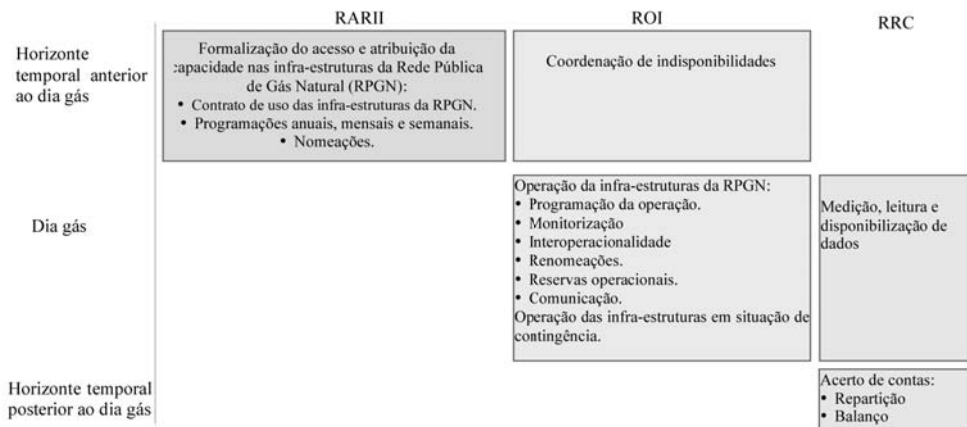


Figura 1 - Enquadramento do RARII, ROI e RRC na perspectiva do funcionamento do SNGN

Para além dos regulamentos referidos, a estrutura regulamentar da responsabilidade da ERSE assenta, ainda, num conjunto de documentos complementares aos regulamentos, que correspondem, normalmente, a disposições regulamentares de natureza procedimental específica, que dão corpo às orientações gerais estabelecidas nos regulamentos, como é o caso dos seguintes documentos: Condições Gerais dos Contratos de Uso das Infra-estruturas; Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade das Infra-estruturas; Mecanismos de Atribuição da Capacidade nas diferentes infra-estruturas; Manual de Procedimentos do Acerto de Contas; Proposta de Codificação Universal de Instalação; procedimentos a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador; Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados; normas e metodologias complementares ao RT; normas complementares ao RQS; Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

A compreensão e análise prévia de alguns aspectos técnicos é essencial, tendo em vista a identificação de alguns pressupostos fundamentais do funcionamento das redes e infra-estruturas do SNGN. Estes deverão ser respeitados pelos agentes de mercado e operadores das infra-estruturas nas diferentes fases do processo de atribuição da capacidade, bem como na gestão diária das redes, infra-estru-

turas e interligações do SNGN. A determinação, após o dia gás, do uso efectivo das redes e infra-estruturas do SNGN permitirá avaliar o cumprimento destes pressupostos por parte dos agentes de mercado, estando prevista a existência de penalidades em caso de desequilíbrios individuais por parte dos agentes, decorrentes da aplicação do Mecanismo de Incentivo à Reposição de Equilíbrios Individuais.

## 2. Aspectos Técnicos Prévios

A abordagem das várias etapas do funcionamento das infra-estruturas do SNGN deverá ter em conta as suas diferentes características. Nas infra-estruturas de gás natural importa começar por distinguir dois conceitos base: a capacidade e as existências.

### 2.1 Capacidade

A capacidade é definida nos termos do RARII e do RRC como o “caudal de gás natural, expresso em termos de energia por unidade de tempo”. Assim sendo, a capacidade é definida para pontos específicos das redes e infra-estruturas, como a quantidade de gás natural que pode atravessar esse ponto, por unidade de tempo.

Os pontos relevantes configuram as entradas e saídas da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), incluindo as ligações ao terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL)

e armazenamento subterrâneo de gás natural, as entradas e saídas das redes de distribuição de média pressão e as entradas nas redes de distribuição de baixa pressão, incluindo as abastecidas por intermédio das Unidades Autónomas de GNL (UAG).

A capacidade de uma infra-estrutura reflecte um conceito de transferência de massa, associada a uma quantidade de energia, por unidade de tempo. Nesta perspectiva, a capacidade poderá compreender não apenas os fluxos de gás natural no estado gasoso mas também os que se processam no estado líquido.

A capacidade nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL deve ser avaliada para os seguintes pontos: nos pontos de descarga de GNL a partir dos navios metaneiros, nas ilhas de enchimento de camiões cisterna, nos pontos de emissão para redes de distribuição local, no ponto de emissão de gás natural para a RNTGN. A capacidade nos pontos de emissão para a RNTGN e para as redes de distribuição local depende, por um lado, de factores endógenos, como sejam a capacidade de bombagem, a capacidade de regaseificação e a simultaneidade entre emissão para redes e enchimento de camiões cisterna e, por outro lado, de factores exógenos, designadamente a capacidade nos pontos de entrada das redes a jusante.

A capacidade nos armazenamentos subterrâneos de gás natural deve ser avaliada nos pontos de ligação com a RNTGN em função dos seguintes processos: injeção de gás natural nas cavidades de armazenamento e extracção de gás natural das cavidades de armazenamento. As capacidades de injeção e extracção de gás dependem não só da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo, mas também da capacidade da RNTGN nos pontos de ligação com a infra-estrutura de armazenamento.

A capacidade na RNTGN deve ser avaliada nas suas entradas e saídas.

Nas infra-estruturas de rede, a capacidade

deve ser avaliada em função dos valores de pressão máximos e mínimos de operação. Na situação simples de uma rede com um ponto de entrada e uma distribuição em antena, poder-se-ia dizer que a viabilidade de uma movimentação de gás de um determinado ponto para outro é determinada pela viabilidade de realizar esse percurso dentro dos limites de pressão estabelecidos.

No caso da RNTGN existe mais do que um ponto de entrada de gás natural e também uma ligação ao armazenamento subterrâneo que comporta fluxos nos dois sentidos. Nesta circunstância, admitindo uma multiplicidade de agentes de mercado utilizando as redes, infra-estruturas e interligações do SNGN, a viabilidade de uma mobilização de gás natural deve ser avaliada num contexto alargado, sendo possível e provável que a entrega de uma massa de gás natural num determinado ponto de saída da RNTGN a partir de uma injeção que é concretizada num outro ponto de entrada não obrigue à concretização de uma mobilização dessa quantidade de gás através do percurso físico que une os dois pontos.

Para a RNTGN, os valores máximos de capacidade são determinados, nos pontos de entrada, pelas características da infra-estrutura ou interligação a montante e, nos pontos de saída, pela capacidade máxima das estações de regulação e medida de 1.ª classe (GRMS). No entanto, a relação entre as capacidades, tanto nas entradas como nas saídas da RNTGN, não é estática, sendo fortemente condicionada pelos valores máximos e mínimos de pressão a respeitar. Existe uma relação interdependente entre as capacidades dos pontos da RNTGN, a qual é mais expressiva nos pontos onde as capacidades em jogo são maiores.

As capacidades nos pontos de saída da RNTGN estão associadas às capacidades nas redes de distribuição, nas injeções nos armazenamentos subterrâneos de gás natural e nas interligações para os fluxos de gás natural que

Para além do conceito de capacidade é igualmente relevante considerar o conceito de existências de gás natural nas diferentes infra-estruturas. As infra-estruturas do SNGN necessitam de gás natural para operar. Nessa perspectiva, importa considerar não apenas a capacidade, isto é, as quantidades de gás que entram e saem das redes e infra-estruturas do SNGN por unidade de tempo, mas também as quantidades que permanecem nas referidas redes e infra-estruturas.

Os terminais de GNL necessitam de quantidades mínimas de gás natural (no estado líquido) para poderem operar. Assim sendo, as existências num terminal de GNL deverão situar-se entre um valor mínimo estabelecido e um valor máximo majorado pelo volume armazenável nos reservatórios criogénicos.

Os armazenamentos subterrâneos de gás natural operam em ciclos de expansão e compressão, que correspondem à extracção e injeccção de gás natural nas cavidades, entre pressões máximas e mínimas, as quais são definidas por critérios de estabilidade e estanquidade das próprias cavidades. As existências máximas e mínimas numa cavidade de um armazenamento subterrâneo de gás natural são determinadas em função das pressões máximas e mínimas e do volume da cavidade. Existe uma quantidade de gás natural que serve exclusivamente para garantir a integridade das cavidades, correspondendo às existências mínimas, e que não é utilizável. As existências máximas correspondem à quantidade máxima de gás natural armazenável na cavidade.

As existências máximas e mínimas de gás natural na RNTGN são determinadas em função dos valores máximos e mínimos de pressão estabelecidos. Os valores máximos e mínimos de pressão são determinados pela regulamentação em vigor e pelos contratos de fornecimento de gás natural a clientes ligados à RNTGN e de entrega de gás natural nas interligações transfronteiriças.

As existências máximas e mínimas poderiam, em teoria, ser majoradas e minoradas conside-

rando uma distribuição de pressão uniforme na RNTGN, correspondente à ausência de escoamento nos gasodutos. Contudo, a movimentação de gás natural em condutas origina perdas de carga, determinando perfis de distribuição de pressão não uniformes ao longo da rede. Por estas razões, as existências máximas e mínimas na RNTGN são determinadas pelos seguintes factores: pressões máximas e mínimas admissíveis em pontos da RNTGN, caudais representativos de condições típicas de exploração e características geométricas dos gasodutos que constituem a RNTGN. A diferença entre os valores das existências máximas e mínimas na RNTGN corresponde à armazenagem operacional de gás natural (*linepack*) nas redes de transporte de alta pressão.

As redes de distribuição, à semelhança da RNTGN, operam dentro de certos limites de pressão. Estes limites, conforme se tratem de redes de média ou baixa pressão, são determinados pela regulamentação em vigor. No entanto, em determinadas redes de distribuição, as pressões mínimas admissíveis podem ser superiores às estabelecidas regulamentarmente, caso existam obrigações contratuais de fornecimento a clientes. Poder-se-iam realizar exercícios análogos aos da RNTGN para a determinação de existências nas redes de distribuição, na medida em que os pressupostos são idênticos. No entanto, as pressões de operação nas redes de distribuição são substancialmente mais baixas que na RNTGN, conduzindo a valores de existências e armazenagens operacionais baixas, tanto em termos absolutos como relativos. Deste modo, por não se considerar ser relevante, os regulamentos da ERSE não consideram a existência de armazenagem operacional de gás natural (*linepack*) nas redes de distribuição.

### 2.3 Relação entre Capacidade e Existências

A relação entre capacidade e existências nas redes e infra-estruturas do SNGN deriva directamente do princípio da conservação da massa aplicado a um volume controle. A va-

riação das existências (massas), numa determinada infra-estrutura do SNGN (volume controle), por unidade de tempo, corresponde à diferença entre as capacidades (caudais) que entraram e saíram dessa infra-estrutura.

A relação enunciada no parágrafo anterior é válida para qualquer unidade de tempo que se considere, bastando que a base temporal das capacidades esteja dimensionalmente coerente.

$$\frac{\Delta E}{\Delta t} = \sum_i C_i^{\text{entradas}} - \sum_j C_j^{\text{saídas}}$$

Sendo:  
 $C_i^{\text{entradas}}$  - capacidade na entrada i  
 $C_j^{\text{saídas}}$  - capacidade na saída j  
 $\Delta E$  - variação de existência  
 $\Delta t$  - variação do tempo

Para além da relação anterior é igualmente relevante avaliar o quociente da diferença entre existências máxima e mínima, equivalente a uma massa (ou energia), e o somatório das capacidades relativas à saída de uma rede ou infra-estrutura do SNGN, equivalente a uma massa por unidade de tempo (ou energia por unidade de tempo). Deste quociente resulta um valor, numa base temporal, representativo da importância da componente de armazenagem (diferença entre existências máximas e mínimas), face à componente de processo (somatório das capacidades nas saídas).

Sendo:  
 $E^{\text{max}}$  - existências máximas  
 $E^{\text{min}}$  - existências mínimas  
 $C_j^{\text{saídas}}$  - capacidade na saída j

$$\frac{E^{\text{max}} - E^{\text{min}}}{\sum_j C_j^{\text{saídas}}}$$

A ordem de grandeza deste valor é de horas, no caso da RNTGN, e de dias, no caso dos terminais de GNL e das instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural. Este facto aponta para a menor autonomia da RNTGN, no que respeita à sua componente de armazenagem operacional de gás natural, face às restantes infra estruturas da Rede Nacional de Transporte, Infra estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), determinando necessariamente um controlo mais apertado da relação entre existências e capacidade.

### 3. Determinação dos Valores Disponíveis e a Atribuição de Capacidade nas Infra-Estruturas do SNGN

O RARII estabelece as diversas etapas associadas ao funcionamento do SNGN que decorrem antes do dia gás, à exceção do Plano de Indisponibilidades, cujas disposições regulamentares constam do ROI. Estas etapas incluem a determinação de capacidade nas infra-estruturas da Rede Pública de Gás Natural (RPGN), a qual deverá incluir as eventuais limitações resultantes do Plano de Indisponibilidades e o processo de atribuição de capacidade nas infra-estruturas da RPGN aos diferentes agentes, processo que inclui as programações e as nomeações.

#### 3.1 Determinação de Capacidade nas Infra-Estruturas

Um dos pontos essenciais para garantir o livre acesso às infra-estruturas é informar os agentes de mercado, de forma transparente e não discriminatória, de quais são os valores previstos de capacidade disponível para fins comerciais e de como estes valores foram determinados.

As propostas de metodologias de determinação da capacidade das infra-estruturas disponíveis para fins comerciais são documentos complementares ao RARII. No entanto, é possível desde já avançar com alguns conceitos que se julgam considerados como adquiridos.

Assim, a capacidade técnica máxima poderá corresponder à quantidade de gás, em termos energéticos, que pode atravessar um determinado ponto da RPGN, por unidade de tempo, atendendo apenas às características nesse ponto. Estas capacidades são determinadas pelas características técnicas dos equipamentos em cada ponto, correspondendo:

- Nas interligações transfronteiriças, às capacidades máxima de entrada e de saída de gás natural na RNTGN.
- Nas ligações aos terminais de GNL, às capacidades máximas de emissão de gás natural para a RNTGN.

• Nos armazenamentos subterrâneos de gás natural, às capacidades máximas de extracção e injeção de gás natural nos armazenamentos.

• Nos pontos de ligação da RNTGN com as redes de distribuição, às capacidades máximas de processamento das estações de regulação e medida de 1.<sup>a</sup> classe.

• Nos pontos de ligação entre diferentes níveis de pressão das redes de distribuição, às capacidades máximas de processamento dos postos de regulação e medida respectivos.

• Nos pontos de ligação entre as UAG e a sua rede de distribuição local, às capacidades máximas de emissão de gás natural das UAG.

As capacidades técnicas máximas corresponderão, pois, a valores relativamente estáticos, os quais apenas mudam mediante intervenção para reforço de capacidade nesses pontos.

A capacidade máxima efectiva considerando as restrições técnicas representa uma informação mais apurada da capacidade nos pontos relevantes da RPGN, na medida em que já integra a informação relevante do Plano de Indisponibilidades. Contudo, a capacidade máxima efectiva considerando as restrições técnicas reflecte as características e condicionalismos de exploração de cada um dos pontos relevantes de uma forma isolada, isto é, não integra a forte interdependência existente entre eles.

A capacidade disponível para fins comerciais é a capacidade máxima num determinado ponto relevante da RPGN tendo em conta o uso integrado da infra-estrutura, ou seja, considerando o uso dos restantes pontos relevantes. Para tal deverão ser considerados cenários de utilização das infra-estruturas da RPGN, para horizontes temporais específicos, tendo em consideração dados históricos e projecções.

### **3.2 Atribuição de Capacidade nas Infra-Estruturas**

O processo de atribuição de capacidade nas infra estruturas do SNGN compreende as diferentes fases de programação e nomeação. Este processo visa fundamentalmente a optimização da utilização das infra estruturas da

RPGN, através de uma participação de todos os agentes de mercado envolvidos.

A participação nas diferentes fases do processo de atribuição de capacidade é de carácter obrigatório para todos os agentes de mercado que queiram utilizar as infra-estruturas do SNGN. A não participação de um determinado agente numa das diferentes fases deste processo implica a perda dos direitos de utilização de capacidade nas infra-estruturas que, previamente, lhe tenham sido atribuídos.

#### **3.2.1 Programações nos Pontos de Entrada e Saída da RNTGN**

Os agentes de mercado deverão informar periodicamente o operador da rede de transporte, no âmbito da sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, e os operadores das infra-estruturas sobre as capacidades das infra-estruturas do SNGN que pretendem utilizar num determinado período temporal.

Este processo de informação periódica corresponde ao primeiro passo do processo de programação previsto no RARII.

Não se conhecendo os detalhes que irão constar dos mecanismos de atribuição de capacidade referidos no ponto anterior, o RARII estabelece desde já um conjunto de regras gerais que irão nortear o processo das programações nos pontos de entrada e de saída da RNTGN.

O funcionamento do SNGN prevê programações anuais, mensais e semanais com detalhe mensal, semanal e diário, respectivamente.

As programações incidem sobre capacidades, as quais têm o dia gás como unidade temporal de base. Assim, quando se refere que uma programação anual tem detalhe mensal, significa que as capacidades envolvidas para cada ponto de entrada e saída na RNTGN correspondem às quantidades de um dia gás representativo de cada mês do ano gás. De modo análogo, as programações mensais têm associadas capacidades com unidade temporal diária representativas de cada semana do mês. Por fim, as programações semanais têm um detalhe diário,

coincidindo com a unidade temporal de base da capacidade.

Na figura 2 apresenta-se o fluxo de informa-

ção associado ao processo de programação no âmbito do mecanismo de atribuição de capacidade.

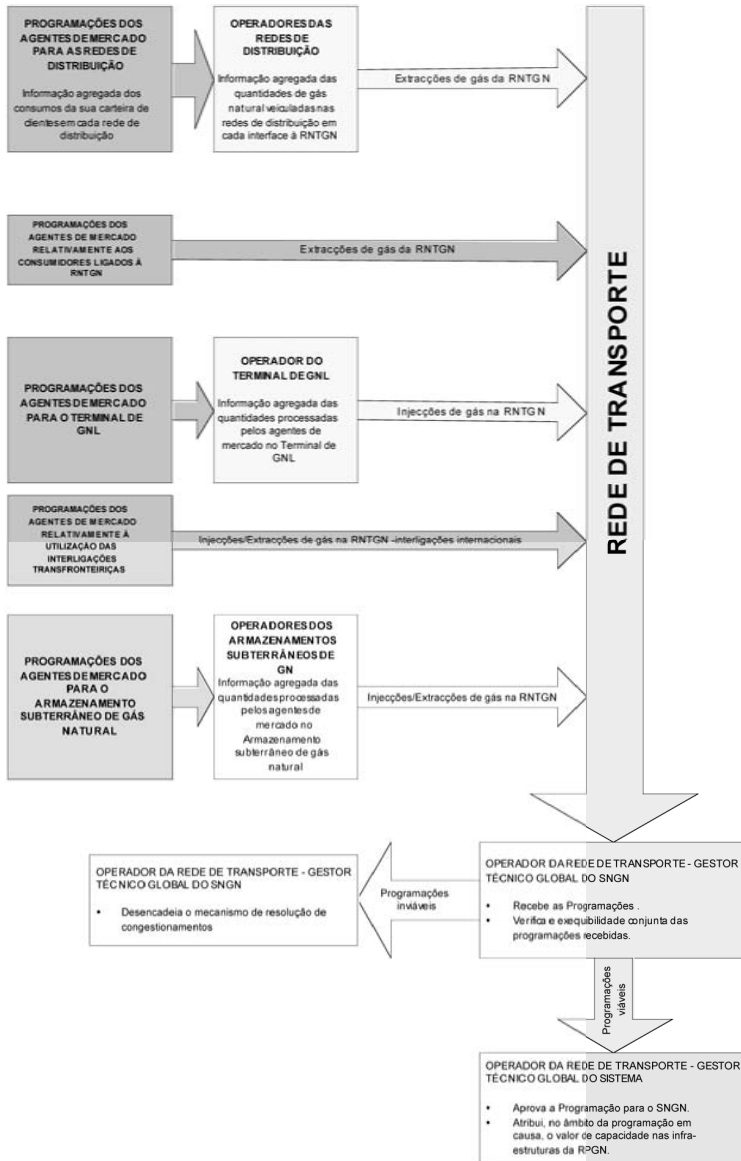


Figura 2 - Fluxo de informação relativo ao processo de programação no âmbito do mecanismo de atribuição da capacidade



As nomeações são, de acordo com o RARII, os processos de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, e aos operadores das infra-estruturas, a capacidade da respectiva infra-estrutura que pretendem utilizar no dia gás seguinte.

Em termos genéricos, prevê-se que, a metodologia adoptada para as nomeações se aproxime bastante da programação semanal, a qual apresenta um detalhe diário.

### 3.2.2 Nomeações

A viabilidade de programações e nomeações é verificada se as capacidades envolvidas nesses processos não ultrapassarem as capacidades disponíveis para fins comerciais nos respectivos pontos de entrada e saída da RNTGN.

O mecanismo de atribuição de capacidade deverá descrever os procedimentos a adoptar pelo operador da rede de transporte, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN, no processo de decisão da viabilidade de cada uma das programações ou nomeações.

As existências de gás natural nas infra-estruturas da RPGN estão limitadas por valores mínimos e máximos, o que torna inevitável, que as existências individuais dos agentes de mercado tenham igualmente limites máximos e mínimos. Este aspecto determina que os agentes devem gerir o encontro entre a oferta e a procura de gás natural, nas infra-estruturas da RPGN, dentro de tolerâncias apertadas, as quais têm reflexo nas quantidades programadas e nomeadas nos pontos de entrada e saída na RNTGN. Assim, de acordo com o RRC, um agente de mercado é considerado em desequilíbrio individual quando as suas existências estão fora dos limites máximos e mínimos estabelecidos, estando sujeito às penalidades decorrentes do mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais.

Os agentes de mercado deverão justificar os valores que apresentam nas programações e nas nomeações mediante informação relati-

va aos consumos dos seus clientes e fontes de aprovisionamento. Essa medida visa garantir que as capacidades que venham a ser atribuídas como resultado dos processos de programação e nomeação sejam efectivamente representativas dos consumos agregados das carteiras de clientes dos agentes de mercado, optimizando a capacidade disponível para fins comerciais nos pontos de entrada e saída da RNTGN.

O RARII estabelece que se consideram atribuídas nas infra-estruturas da RPGN as capacidades programadas e nomeadas no âmbito dos contratos de *take-or-pay*, celebrados em data anterior à publicação da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho. Tal facto não isenta os agentes de mercado detentores dos respectivos contratos de participar nos processos de programação e nomeação, tal como todos os restantes agentes de mercado. A capacidade atribuída no âmbito destes contratos como resultado de uma programação anterior é libertada quando não confirmada na programação subsequente ou nomeação. Os agentes de mercado detentores dos referidos contratos de *take or pay* não estão obrigados a participar nos leilões de capacidade, decorrentes do mecanismo de resolução de congestionamentos, no âmbito das capacidades afectas a esses contratos.

As programações e nomeações que são declaradas como viáveis pelo operador da rede de transporte, no âmbito da sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, têm como consequência a atribuição de capacidade nos pontos de entrada e saída da RNTGN aos agentes que a solicitaram.

### 3.2.4 Resolução de Congestionamentos

A constatação de que uma programação ou nomeação é inviável determina o desencadeamento do mecanismo de resolução de congestionamentos, previsto no RARII. O mecanismo de resolução de congestionamentos, prevê que a atribuição de capacidade nos casos em que as programações e nomeações não sejam viáveis, se efectue mediante a realização de lei-

lões de atribuição de capacidade. A atribuição de capacidade resultante da aplicação do mecanismo de resolução de congestionamentos confere aos agentes de mercado um conjunto de direitos e deveres, os quais são accionados caso os processos de nomeação confirmem, no dia gás, que os congestionamentos previstos ocorrem efectivamente.

As capacidades postas em jogo nos processos de programação e nomeações, bem como nos eventuais leilões de capacidade, são as capacidades disponíveis para fins comerciais nos pontos de entrada e saída da RNTGN a cada instante. Essas capacidades são actualizadas para cada mês com detalhe semanal e para cada semana com detalhe diário, tendo em consideração os resultados dos processos anteriores de programação mensal e semanal.

### 3.2.5 Plano de Indisponibilidades

As infra-estruturas da RPGN estão sujeitas a manutenção e testes periódicos, originando restrições ao nível da operação. O conceito de capacidade máxima efectiva considerando as restrições técnicas incorpora o efeito das acções de manutenção e testes periódicos nas infra-estruturas da RNTIAT, as quais incluem a RNTGN, os terminais de GNL e os armazenamentos subterrâneos de gás natural. Com vista a minimizar estes efeitos, cabe ao operador da rede de transporte, na qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN, efectuar um plano anual de manutenção da RNTIAT com o objectivo de coordenação de indisponibilidades, procurando que as eventuais restrições de capacidade nas infra-estruturas da RNTIAT, resultantes do referido plano, tenham o menor impacto possível.

As consequências do Plano Anual de Manutenção da RNTIAT são reflectidas no Plano de Indisponibilidades, o qual deverá sistematizar as acções a realizar, permitindo determinar as capacidades máximas efectivas considerando as restrições técnicas, para cada infra-estrutura da RNTIAT para cada dia do ano gás. O Plano de Indisponibilidades deve ser actualizado

sempre que ocorram situações imprevistas não consideradas no plano anual de manutenção.

### 4. Operação das Infra-Estruturas do SNGN no Dia Gás

A gestão das infra-estruturas do SNGN no dia gás é regulamentada no ROI, com enfoque na operação coordenada das redes e infra-estruturas RPGN, em conformidade com o disposto no artigo 56.º do D L n.º 140/2006, de 26 de Julho.

#### 4.1 Programa de Operação da RNTIAT

O Programa de Operação da RNTIAT é elaborado com base nas nomeações aceites como viáveis para o dia gás.

Com base nas nomeações compete ao operador da rede de transporte, na qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN, elaborar o Programa de Operação da RNTIAT, com horizonte diário. Os restantes operadores do SNGN devem, no âmbito do Programa de Operação, prestar toda a informação que o Gestor Técnico Global do SNGN considere relevante para a sua elaboração, antecipando e reportando eventuais incidências não levadas em conta no Plano de Indisponibilidades.

O Programa de Operação da RNTIAT tem como finalidade sistematizar o funcionamento das infra-estruturas da RPGN e compete-lhe:

- Definir as quantidades de gás a injectar na RNTGN a partir das interligações transfronteiriças, dos terminais de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL e dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, discriminando os perfis de injeção de gás para cada uma das infra-estruturas identificadas.
- Definir as quantidades de gás a entregar pela RNTGN nas redes de distribuição e nos armazenamentos subterrâneos de gás, discriminando os perfis de entrega de gás nas infra-estruturas identificadas.
- Definir as quantidades de gás veiculadas na RNTGN, estimando o seu diagrama de carga.
- Prever a evolução no dia gás das variáveis de controlo e segurança das infra-estruturas

do sistema.

Os dados do Programa de Operação da RNTIAT devem ser agregados para cada infra-estrutura da RPGN, reflectindo as nomeações que lhe deram origem.

#### **4.2 Operação da RNTIAT no Dia Gás**

A operação da RNTIAT assenta em critérios objectivos a estabelecer pelo operador da rede de transporte, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN. Esses critérios são definidos tendo em conta, nomeadamente, os seguintes aspectos:

- Pressões admissíveis para operação da RNTGN.
- Níveis de existências admissíveis nas diversas infra estruturas da RNTIAT.
- Caudais admissíveis de operação das diversas infra estruturas da RNTIAT.

A metodologia para a definição dos critérios de operação e os mecanismos para a sua divulgação são estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema, documento complementar ao ROI, estando coordenados com os Mecanismos de Atribuição de Capacidade e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, documentos complementares ao RARII e ao RRC respectivamente, estando subjacentes a todas as etapas de funcionamento do SNGN.

A supervisão do estado de funcionamento da RNTIAT no dia gás é efectuada com base na permanente monitorização das suas condições de operação e visa os seguintes objectivos:

- A permanente comparação das condições efectivas de operação com o Programa de Operação da RNTIAT estabelecido.
- A manutenção ou reposição dos valores de pressão, existências e caudais de gás natural dentro dos limites de operacionalidade das infra-estruturas da RNTIAT, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares.
- A detecção e diagnóstico atempado de incidentes ou de situações passíveis de colocar em risco a segurança da RNTIAT e a iden-

tificação de medidas tendentes a minimizar o impacto da sua ocorrência.

A monitorização das condições de operação é efectuada através da observação das variáveis de controlo e segurança, nomeadamente as pressões, as temperaturas, os caudais, as existências, a qualidade do gás e a disponibilidade operacional de equipamentos e instalações nas infra-estruturas da RNTIAT.

Os limites admissíveis das variáveis de controlo e segurança reflectem os critérios de operação estabelecidos e são matéria do Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

#### **4.3 Operação Normal do SNGN**

##### **4.3.1 Modulação da Operação da RNTGN**

A operação da RNTIAT no dia gás em condições normais tem como base o Programa de Operação da RNTIAT. A concretização desse programa é efectuada através de Instruções de Operação a emitir pelo operador da rede de transporte, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN.

A comparação em cada instante entre a operação efectiva da RNTIAT e o Programa de Operação da RNTIAT previamente estabelecido podem evidenciar diferenças mais ou menos significativas. Essas diferenças são motivadas pelas variações normais que ocorrem nos consumos ao longo do dia (e que não são discriminadas pelo processo de elaboração do Programa de Operação da RNTIAT) ou por alterações imprevistas aos pressupostos que serviram de base à elaboração do programa de operação, nomeadamente variações de consumo de maior valor e incidentes que alterem o regime de exploração das infra-estruturas da RNTIAT.

O Gestor Técnico Global do SNGN deve modular a operação da RNTGN em função do consumo que efectivamente ocorre e das injecções e extracções da RNTGN, assegurando o cumprimento do Programa de Operação da RNTIAT e a manutenção ou reposição dos valores de pressão, existências e caudais de gás natural dentro dos limites de operacionalidade

das infra-estruturas da RNTIAT, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares.

Para efectuar a modulação da operação da RNTGN, o Gestor Técnico Global do SNGN deve atender ao Programa de Operação da RNTIAT, devidamente actualizado em função das modificações introduzidas pelas renomeações ocorridas ao longo do dia gás, e, se necessário, poderá recorrer à mobilização das reservas operacionais ao seu dispor.

#### **4.3.2 Renomeações e Modificações ao Programa de Operação da RNTIAT**

Os Programas de Operação da RNTIAT são realizados com base nas nomeações, as quais são expectativas de consumo, implicando uma diferença face aos fluxos de gás natural registados com o decorrer do dia gás.

No sentido de contribuir para uma eficiente operação do sistema, o ROI prevê que os agentes de mercado que são obrigados a apresentar nomeações com discriminação horária possam também recorrer a renomeações, durante o dia gás. O Manual de Procedimentos da Operação do Sistema integrará os critérios de selecção dos agentes de mercado obrigados a apresentar nomeações com discriminação horária, nomeadamente com base na dimensão dos seus consumos.

Estes agentes de mercado devem renomear a injeção de gás na RNTGN, ao dia gás, sempre que identifiquem consumos substancialmente diferentes dos que haviam nomeado previamente.

Em resultado das renomeações aceites como viáveis, o operador da rede transporte introduzirá as correspondentes modificações ao Programa de Operação da RNTIAT estabelecido. O Manual de Procedimentos da Operação do Sistema estabelecerá, ainda, o número e a duração dos períodos horários em que podem ocorrer as renomeações e as consequentes modificações ao Programa de Operação da RNTIAT.

#### **4.3.3 Reservas Operacionais**

Como foi referido anteriormente, uma das variáveis em permanente monitorização na RNTGN é a pressão. Os critérios de operação a estabelecer para a RNTGN, por parte do seu operador, incluem entre outras as pressões mínimas e máximas de serviço. Para que a RNTGN opere de acordo com esses critérios impõe-se aos agentes de mercado que injectem na RNTGN o gás por si retirado para o fornecimento dos seus clientes e para entrega nos armazenamentos subterrâneos.

Este princípio está subjacente aos mecanismos de nomeação e de renomeação e o seu cumprimento será evidenciado nas existências finais de cada agente de mercado calculadas no âmbito dos balanços diários, que serão realizados pelo operador da rede de transporte no âmbito da função de Acerto de Contas da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN. O processo e os critérios de apuramento dos balanços diários serão estabelecidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Os balanços diários permitem detectar as situações de desequilíbrio individual na RNTGN, as quais são motivadas por diferença entre a injeção e extracção de gás de um dado agente de mercado. O Acerto de Contas tem associado o mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios, o qual visa criar sinais económicos que motivem os agentes de mercado a adoptarem comportamentos tendentes a otimizar a operação das infra-estruturas da RNTIAT.

Os balanços, embora informem os agentes de mercado relativamente à evolução das suas existências nas infra estruturas da RNTIAT, são desadequados enquanto meio de diagnóstico para a operação do SNGN no dia gás, na medida em que são realizados para um instante específico (o final de cada dia gás) e têm um desfasamento temporal de dois dias face às ocorrências que reportam. Por outro lado, mesmo nas situações em que todos os agentes de mercado não registem desequilíbrios individuais nos balanços, tal não significa que não

possam surgir situações de incumprimento dos critérios de operação no intra-diário. Na eventualidade de ocorrerem perfis de injeção e extracção de gás na RNTGN com diferenças muito significativas ao longo do dia gás, a capacidade de acumulação da rede (armazenagem operacional ou *linepack*) pode não assegurar o cumprimento dos critérios de operação.

Uma das metodologias possíveis para ultrapassar este problema poderia ser, como é prática comum em algumas redes de transporte de gás europeias, monitorizar permanentemente as existências individuais dos diferentes agentes de mercado e não apenas fazer o seu cálculo no final de cada dia gás. Esta metodologia comporta mecanismos para a resolução de desequilíbrios complexos e é suportada por mercados (*hubs*) que permitem uma grande flexibilidade na transacção de gás. No entanto, sendo o SNGN periférico do ponto de vista da geografia europeia e estando o sector do gás natural em Portugal numa fase de abertura de mercado, considerou-se que a adopção deste tipo de metodologia seria pouco adequada.

Como alternativa à metodologia anterior, o ROI prevê a criação de uma reserva operacional, a constituir pelos agentes de mercado e disponível para ser mobilizado pelo Gestor Técnico Global do SNGN. Esta reserva pressupõe uma extensão da armazenagem operacional, que permita absorver as diferenças entre o regime de injeção e extracção de gás, na RNTGN, ao longo do dia gás.

Os agentes disponibilizam previamente ao sistema (e às suas custas) uma determinada quantidade de gás natural que será mobilizada exclusivamente pelo Gestor Técnico Global do SNGN para manter o sistema em condições normais de funcionamento. As quantidades de gás natural a fornecer pelos agentes de mercado para a constituição da reserva operacional, as condições de mobilização e a sua localização na RPGN serão estabelecidas no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

Os custos incorridos pelo uso das diferentes infra-estruturas da RNTIAT no armazena-

mento e mobilização das reservas operacionais são considerados custos da gestão global do sistema e devem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema.

Os auto-consumos associados ao uso das infra-estruturas da RNTIAT na mobilização das reservas operacionais devem ser periodicamente avaliados e repostos em espécie pelos agentes, na proporção do seu quantitativo de gás natural na referida reserva.

Em caso de cessação de actividade, o agente de mercado tem direito à devolução da quantidade de gás natural a ele associada, existente nas reservas operacionais.

A constituição das reservas operacionais, por parte dos agentes de mercado, e a sua gestão, por parte do operador da rede de transporte, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN, são consideradas, nos termos do ROI, um serviço de sistema de carácter obrigatório.

#### **4.4 Operação da RNTIAT no Dia Gás em Situações de Contingência**

Considera-se que a operação da RNTIAT se processa em situação de contingência sempre que não esteja garantida, por razões de segurança e integridade das infra-estruturas da RPGN, a satisfação das capacidades atribuídas nos mecanismos de nomeação e consideradas no Programa de Operação da RNTIAT.

A operação em situações de contingência é motivada por comportamentos inadequados dos agentes de mercado, por incidentes ocorridos nas infra-estruturas ou por outros incidentes que, pela sua natureza, condicionem a operação das infra-estruturas da RPGN. Nestes casos, o Gestor Técnico Global do SNGN deve desencadear os Planos de Actuação em situações de contingência, de forma a repor a operação normal do sistema. Os Planos de Actuação em situações de contingência serão definidos no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

A operação em situações de contingência, quando motivada pelo comportamento inadequado dos agentes de mercado, para além de

obrigar ao desencadear dos Planos de Actuação em situações de contingência, terá como consequência inevitável o apuramento de situações de desequilíbrio individual no processo dos balanços diários e a aplicação das penalidades previstas no mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais, conforme definido nos termos do RRC e a ser detalhado no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

A operação em situação de contingência, quando motivada por limitações nas infra-estruturas, poderá ter origem em casos fortuitos ou de força maior, tal como definidos no RQS. Para estas situações, está previsto no RQS, a solicitação à ERSE, por parte dos operadores das infra-estruturas afectadas, da declaração de regime de operação excepcional. O regime de operação excepcional configura um caso particular de operação em situação de contingência, estando como tal abrangida pelo ROI.

A tipificação das situações que originam a operação em situação de contingência, incluindo o regime de operação excepcional atrás referido, bem como os Planos de Actuação a desencadear, deverão integrar o Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

No âmbito da segurança de abastecimento, durante as situações de emergência definidas nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, a operação do sistema e a mobilização das reservas de segurança processa-se de acordo com o disposto nos artigos 48.º e 52.º do referido diploma.

#### 4.5 Instruções de Operação

A operação da RNTIAT é concretizada mediante instruções de operação, as quais são classificadas em função do seu teor, nomeadamente:

- Instruções para executar os Programas de Operação da RNTIAT para o dia gás.
- Instruções para realizar testes ou inspecções.
- Instruções para garantir ou repor condições de segurança.

- Instruções extraordinárias de operação.

As instruções de operação são emitidas pelo Gestor Técnico Global do SNGN, estando os restantes operadores comprometidos a executá-las.

As comunicações no âmbito da operação, nomeadamente as instruções de operação, devem ser objecto de registo nos termos a estabelecer no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

### 5. Determinação do Uso Efectivo das Infra-Estruturas

#### 5.1 Medição

A supervisão do funcionamento do SNGN impõe a identificação de um conjunto de pontos-chave nos quais se torna indispensável a existência de sistemas de monitorização que incluem a contagem das quantidades de gás natural que neles fluem. Para a supervisão do funcionamento do SNGN, a comunicação com estes pontos-chave é realizada em tempo real. Por esta razão, estes pontos dispõem de sistemas de medição que usufruem da possibilidade de telecontagem. Por outro lado, a maioria dos consumos faz-se em instalações em que a medição é realizada por contadores que obrigam à deslocação de um funcionário ao serviço dos operadores das redes de distribuição, para que se tenha informação sobre as quantidades aí consumidas.

As medições ocorrem em tempo real no terminal de GNL, nos armazenamentos subterráneos de gás natural e na RNTGN (estações de regulação de 1.ª classe), o que significa que estes pontos têm leituras diárias dos volumes processados. Importa recordar que a capacidade nas infra-estruturas do SNGN, para efeitos da determinação do seu uso efectivo, é aferida ao dia gás (unidade temporal de base).

Por outro lado, nas redes de distribuição, a determinação das quantidades entregues diariamente aos consumidores faz-se, maioritariamente, por estimativa a partir de leituras periódicas realizadas sem o recurso à telecontagem. Esta realidade significa que, nos pontos

de entrega com pequenos consumos, a aferição dos fornecimentos diários é feita por estimativa (consumidores domésticos, terciários e industriais de consumos moderados) e somente para os grandes consumidores se conseguem ter leituras apuradas do seu consumo diário. Em termos de número absoluto de consumidores, as entregas diárias são maioritariamente estimadas. Contudo, em termos energéticos, o reduzido número de consumidores com medição por telecontagem representam a maior fatia do consumo de gás natural no SNGN.

Para além da supervisão do funcionamento do sistema, as medições realizadas e os consumos estimados no SNGN contribuem para os processos de:

- Repartição e balanço, permitindo apurar as existências de cada agente de mercado em cada infra-estrutura ao dia gás, no âmbito do processo de Acerto de Contas.

- Facturação do uso das diferentes infra-estruturas e das quantidades consumidas de gás natural.

## 5.2 Acerto de Contas

O Acerto de Contas é a função da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema que procede às repartições e balanços associados ao uso das infra-estruturas, bem como à determinação das existências individuais nas infra-estruturas dos diferentes agentes de mercado, permitindo identificar desequilíbrios individuais e proceder às necessárias compensações de existências.

A realização de repartições e balanços consiste em caracterizar, para cada agente de mercado, o uso efectivo que este fez, de cada infra-estrutura do SNGN, para cada dia gás.

Para cumprir este objectivo, o Acerto de Contas deve conhecer o Programa de Operação da RNTIAT, para cada dia gás, elaborado com base nas nomeações e renomeações dos agentes de mercado, as reservas operacionais eventualmente mobilizadas, e a modulação que decorra da operação efectiva ao dia gás.

A determinação do uso efectivo das infra-

estruturas do SNGN deve ter em conta as leituras possíveis de obter com detalhe diário, assim como as estimativas dos perfis de consumo para os clientes que não disponham de telecontagem.

### 5.2.1 Repartições

As repartições consistem na atribuição aos agentes de mercado dos volumes de gás por eles processados, em cada infra-estrutura, sendo realizadas pelo operador respectivo em coordenação com o Acerto de Contas.

As repartições são realizadas para cada dia gás, com base nas medições ou estimativas e nas nomeações e renomeações nos pontos de entrada e saída de cada infra estrutura, referentes ao mesmo período temporal.

O RRC estabelece que os critérios a aplicar nas repartições devem ser objectivos, transparentes e não discriminatórios e devem constar do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

A necessidade de efectuar repartições resulta de, para efeitos de balanço, ser indispensável identificar as quantidades processadas por cada agente de mercado em cada infra-estrutura do SNGN, em cada dia gás. Com efeito, nas interfaces entre duas infra-estruturas do SNGN, as leituras disponibilizadas pelos dispositivos de leitura aí existentes apresentam uma informação agregada. O mecanismo de repartição tem como finalidade desagregar essas leituras por agente de mercado.

Identifica-se como sendo necessário realizar repartições para:

- A entrega de gás natural, a partir do terminal de GNL, para fornecimentos na RNTGN e nas redes de distribuição.

- A injeção e extracção de gás natural nos armazenamentos subterrâneos.

- A entrega e recepção de gás natural nas interligações transfronteiriças.

- Os fornecimentos de gás natural a clientes finais ligados em alta pressão (AP), média pressão (MP) e baixa pressão (BP).

As entregas a clientes finais são objecto de

medição ou estimativa, por parte dos operadores que exploram a infra-estrutura à qual a sua instalação de utilização se encontra ligada, em função dos dispositivos de medição instalados. Devem ser realizadas estimativas somente quando não é possível obter leituras reais, isto é, para os clientes que não disponham de telecontagem.

As repartições deverão ser realizadas no dia seguinte à ocorrência dos consumos, e ser enviadas ao Acerto de Contas para realização dos balanços diários dos utilizadores.

### 5.2.2 Balanços

Com base nas repartições, os operadores das infra-estruturas do SNGN em coordenação com o Acerto de Contas devem realizar balanços diários relativos à utilização das respectivas infra-estruturas. Os balanços têm como finalidade calcular as existências individuais de gás natural nas infra-estruturas do SNGN.

As existências individuais são as quantidades de gás natural que cada agente de mercado dispõe diariamente nas infra-estruturas do SNGN.

Identifica-se a necessidade de realizar balanços para as seguintes infra-estruturas:

- RNTGN.
- Terminais de GNL.
- Armazenagens subterrâneas de gás natural.

Não se considera necessário calcular existências para as redes de distribuição uma vez que o gás natural contido nas condutas das referidas redes (armazenamento operacional ou *linepack*) tem pouca expressão no âmbito da operação das infra-estruturas do SNGN.

Julgando-se não ir contrariar o que virá a ser estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, os balanços tomam como dado de partida as existências individuais no final do dia gás anterior. Tomando este valor para as existências individuais no início do dia gás para o qual se realiza o balanço, sabendo as entradas e saídas de gás natural ou GNL para as distintas infra estruturas do SNGN, determinando as perdas e autoconsumos associa-

dos ao uso de cada infra-estrutura do SNGN e integrando eventuais trocas comerciais entre agentes de mercado, determinam-se as existências individuais no fim de cada dia gás. Para a determinação das existências individuais no final de cada dia gás, para as distintas infra-estruturas do SNGN, poderão vir a utilizar-se expressões do tipo:

$$E_{ind,i}^{final} = E_{ind,i}^{inicial} + \sum_k C_{k,j}^{entradas} - \sum_j C_{j,i}^{saidas} \times (1 + \gamma) + I$$

Sendo:

$E_{ind,i}^{final}$  - Existências individuais do agente de mercado *i*, no final do dia gás.

$E_{ind,i}^{inicial}$  - Existências individuais do agente de mercado *i*, no início do dia gás.

$C_{k,j}^{entradas}$  - Quantidade diária de gás natural (capacidade), afecta ao agente de mercado *i*, que atravessa a entrada *k*.

$C_{j,i}^{saidas}$  - Quantidade diária de gás natural (capacidade), afecta ao agente de mercado *i*, que atravessa a saída *j*.

$\gamma$  - Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos.

*I* - Intercâmbios, os quais correspondem às trocas comerciais de gás natural, para o dia gás em questão, efectuadas entre agentes de mercado, apresentando valores positivos ou negativos conforme o agente de mercado, ao qual o balanço reporta, receba ou ceda gás, respectivamente.

Os valores para as injeções e extracções de gás natural e GNL nas infra-estruturas do SNGN resultam dos processos de repartição. A restante informação necessária à realização dos balanços, nomeadamente as trocas comerciais (designadas como intercâmbios), deve ser prestada pelos agentes de mercado ao Acerto de Contas, no limite, no dia posterior ao dia gás. Os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são estabelecidos nos termos do RARII.

Pelo facto de não se determinarem existências individuais na rede de distribuição, deverão cruzar os dados relativos à rede de transporte e às redes de distribuição interligadas,



atribuindo como saídas da RNTGN os fornecimentos em AP, MP e BP afectados das perdas e autoconsumos respectivos.

A metodologia a adoptar para os balanços nas infra-estruturas do SNGN deverá assentar em balanços, tendo em conta que poderão existir fugas e consumos fraudulentos, os quais são da responsabilidade do operador da respectiva infra-estrutura. A repartição nas interfaces das infra-estruturas do SNGN deverá permitir quantificar essas ocorrências tendo como referência os consumos, medidos ou estimados, afectados pelos respectivos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Desta forma, preservar-se-á a coerência relativamente à metodologia prevista para a determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

As existências finais assim calculadas correspondem às quantidades de gás natural que cada agente de mercado dispõe nas diversas infra-estruturas do SNGN no final de cada dia gás.

O cálculo dos balanços diários deve ocorrer, no limite, no dia seguinte ao cálculo das repartições.

### 5.5 Desequilíbrios

Tal como referido anteriormente, as infra-estruturas do SNGN necessitam de gás natural para operar. Às quantidades de gás natural ou GNL presentes nas infra-estruturas do SNGN associou-se o conceito de existências. As existências nas infra-estruturas do SNGN deverão estar dentro de determinados limites, os quais são determinados pelas características das referidas infra-estruturas, assim como pelos critérios de operação estabelecidos.

As existências para cada infra-estrutura do SNGN são compostas pelas existências individuais dos agentes de mercado e as quantidades afectas à reserva operacional, que a cada momento existem em cada infra-estrutura da RPGN. A relação exposta é traduzi-

da através da seguinte expressão:

$$E = \sum E_{ind,i} + RO$$

Sendo:

*E* - Existências (numa infra-estrutura da RPGN).

*E<sub>ind,i</sub>* - Existências individuais do agente de mercado *i* (numa infra-estrutura da RPGN).

*RO* - Reservas Operacionais (numa infra-estrutura da RPGN).

Uma vez que as existências nas infra-estruturas da RPGN deverão situar-se dentro de determinados limites, conforme exposto, e que o gás natural aí existente obedece à relação referida no parágrafo anterior, é consequência directa destes pressupostos que as existências individuais dos agentes de mercado nas infra-estruturas do SNGN deverão igualmente estar situadas dentro de determinados valores limite mínimos e máximos.

Em suma, para a RNTGN, para o terminal de GNL e para os armazenamentos subterrâneos de gás natural, as existências individuais afectas a cada agente de mercado devem situar-se dentro de limites determinados. Esses limites correspondem às existências individuais máximas e mínimas permitidas a cada agente de mercado.

Um critério possível, a definição dos limites máximos e mínimos das existências dos agentes, seria definir os valores limite para cada agente de mercado de um modo proporcional às capacidades que lhe tenham sido atribuídas nas infra-estruturas do SNGN.

Fora da banda compreendida entre os valores do limite mínimo e o do limite máximo, os utilizadores encontram-se em desequilíbrio individual.

A informação resultante dos balanços diários tem como finalidade fornecer aos agentes de mercado ferramentas de gestão de existências, as quais devem permitir prever e identificar as situações de desequilíbrio individual.

As situações de desequilíbrio individual, em virtude das dificuldades que criam, nomeadamente à gestão do sistema, devem ser fortemente desincentivadas. Com efeito, um de-

sequilíbrio individual pode, no limite, forçar desequilíbrios por parte de outros agentes de mercado.

Neste contexto, está previsto o estabelecimento de um mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais, sempre que um agente de mercado se encontre em situação de desequilíbrio individual.

O RRC estabelece que a proposta de mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual por parte dos agentes de mercado faça parte da proposta do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Deste modo, os pressupostos estabelecidos no RRC indicam que o mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual actuará sempre e enquanto o agente de mercado se encontrar em situação de desequilíbrio individual através da aplicação de penalidades, que poderão ter maior impacto em função da gravidade do desequilíbrio.

O mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual, não sendo um meio de

monitorização da operação, na medida em que não é accionado em tempo real, visa o ajustamento *a posteriori* da relação entre injeção e extracção de gás natural na RNTGN. Por outro lado, estando-lhe associadas penalidades a aplicar aos agentes de mercado que incorram em situações de desequilíbrio individual, estabelece um conjunto de consequências económicas as quais deverão incentivar a participação dos agentes numa gestão adequada das infra estruturas da RPGN.

A resolução de desequilíbrios individuais, contando que os agentes de mercado disponham de gás natural nas restantes infra-estruturas do SNGN, pode ser resolvido, na maioria dos casos, nas nomeações subsequentes ou através de trocas comerciais de gás natural entre agentes.

Por outro lado, o Gestor Técnico Global do SNGN não deverá permitir que um determinado agente de mercado nomeie entradas de gás no SNGN, se o seu nível global de existências (incluindo o armazenamento subterrâneo)

QUADRO 1  
Possibilidades identificadas de resolução dos desequilíbrios individuais

DESIQUILÍBRIO	RESPOSTA
Existências na RNTGN acima do nível máximo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Injeção das quantidades de gás natural em excesso nos armazenamentos subterrâneos (se possível).</li> <li>▪ Realizar trocas comerciais – vender gás a outros agentes de mercado.</li> <li>▪ Diminuir as quantidades de gás natural a injectar na RNTGN nas nomeações subsequentes.</li> </ul>
Existências na RNTGN abaixo do nível mínimo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Extracção das quantidades de gás natural em falta dos armazenamentos subterrâneos (se possível).</li> <li>▪ Realizar trocas comerciais – comprar gás a outros agentes de mercado.</li> <li>▪ Aumentar as quantidades de gás natural a injectar na RNTGN nas nomeações subsequentes.</li> </ul>
Existências no Terminal de GNL acima do nível máximo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Injeção das quantidades de gás natural em excesso nos armazenamentos subterrâneos (se possível).</li> <li>▪ Realizar trocas comerciais – vender gás a outros utilizadores.</li> </ul>
Existências no Terminal de GNL abaixo do nível mínimo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Extracção das quantidades de gás natural em falta dos armazenamentos subterrâneos (se possível).</li> <li>▪ Realizar trocas comerciais – comprar gás a outros utilizadores.</li> <li>▪ Repor as existências mediante a trasfega de GNL a partir de navios metaneiros.</li> </ul>

O Quadro 1 apresenta as distintas possibilidades identificadas que os agentes de mercado dispõem para a resolução dos desequilíbrios individuais numa determinada infra-estrutura.

Importa ainda considerar a situação na qual um agente de mercado está em desequilíbrio individual por se encontrar abaixo do nível mínimo de existências numa determinada

infra-estrutura, não dispondo de gás no sistema que lhe permita repor um nível adequado de existências. Para além de pagar as penalidades correspondentes, esse agente deverá demonstrar ao Gestor Técnico Global do SNGN que se encontra em condições de corrigir o seu desequilíbrio, sustentando-o através de programações semanais aprovadas. Essas programações devem contemplar especialmente

a capacidade nas interligações internacionais e as descargas de metaneiros no terminal de GNL.

Para além de todos os aspectos mencionados que configuram a operação normal do sistema, há que prever a operação do sistema em situações de contingência, conforme explicitada.

No caso de desequilíbrios graves onde se preveja um risco efectivo de segurança de abastecimento, compete ao Gestor Técnico Global do SNGN declarar a ocorrência de uma situação de contingência, recorrendo aos meios previstos para repor as variáveis de controlo e segurança dentro dos limites admissíveis, de acordo com Planos de Actuação previamente definidos e estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema.

O exercício da função de Acerto de Contas deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Este manual deve incluir, entre outras, as condições para a adesão ao Sistema de Acerto de Contas, as modalidades e os procedimentos de cálculo dos valores das garantias a prestar pelos agentes de mercado, a informação a ser transmitida entre os diferentes intervenientes, os procedimentos específicos e os detalhes associados a repartições, balanços e à resolução de desequilíbrios. A recolha, registo e divulgação da informação relativa a todos os aspectos associados aos processos atrás referidos, designadamente no relacionamento entre o operador da rede de transporte, os operadores das restantes infra-estruturas da RPGN e os agentes de mercado, deverão fazer parte do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

## 6. Conclusão

Pelo conjunto variado de documentos regulamentares envolvidos no SNGN e pelo facto de terem sido publicados em instantes de tempo diferentes, a visão de conjunto do funcionamento das redes, infra-estruturas e interligações do SNGN não é fácil. Uma forma de ultrapassar esta dificuldade passa por uma

descrição de todos os processos associados ao funcionamento SNGN em três etapas:

1. Atribuição de capacidade nas infra-estruturas do SNGN - processos de programação e nomeação.

2. Operação das infra-estruturas do SNGN ao dia gás.

3. Determinação do uso efectivo das redes, infra-estruturas e interligações do SNGN – incentivos à reposição de equilíbrios individuais.

As três etapas estão associadas a uma perspectiva temporal e relacionam-se com os vários documentos complementares aos regulamentos.

Desta forma, a 1.<sup>a</sup> etapa, relativa aos dias anteriores ao dia gás, relaciona-se com as Condições Gerais dos Contratos de Uso, Metodologias dos Estudos para a Determinação da Capacidade e os Mecanismos de Atribuição da Capacidade para as diferentes infra estruturas do SNGN.

A 2.<sup>a</sup> etapa, relativa ao dia gás, está associada ao Manual de Procedimentos da Operação do SNGN.

Por último, a 3.<sup>a</sup> etapa, relativa aos dias posteriores ao dia gás, relacionada com o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas e o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados.

Os documentos complementares são aprovados pela ERSE na sequência de propostas dos operadores das respectivas infra-estruturas do RPGN. Deste modo, as considerações apresentadas sobre o funcionamento do SNGN, para além de justificarem algumas disposições regulamentares, têm o intuito de servir de base de trabalho, para o futuro desenvolvimento dos documentos complementares, a concretizar pelos operadores nas suas propostas. Todas as ideias apresentadas como soluções para os processos de funcionamento são apenas sugestões, não sendo consideradas como a única solução possível.

# **PARÂMETROS DE REGULAÇÃO NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2006-2008**

Artur Trindade Isabel Apolinário Paula Almeida Vitor Marques

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2005



## Resumo

*A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em Portugal, é regulada por preço máximo, com uma evolução indexada à taxa de inflação, adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.*

*No ano anterior a cada período de regulação é necessário calcular a base de custos inicial, assim como os parâmetros de regulação para os anos seguintes.*

Palavras Chave: *actividade de distribuição de energia eléctrica, preço máximo, parâmetros de regulação.*

### 1. Introdução

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo, com uma evolução indexada à taxa de inflação, adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Na forma de regulação por preço máximo ao se definir a evolução anual dos preços é preciso calcular o preço inicial. Na definição de preço inicial é necessário ter em conta três parâmetros: os custos da empresa, a remuneração dos activos e os incentivos que se pretende promoverem.

A regulação baseada em preços máximos permite que a empresa regulada retenha os ganhos suplementares de eficiência que obtenha ao longo do período de regulação. Com efeito, descidas dos custos não são reflectidas nas tarifas, assim como, subidas dos custos não são transmitidas aos consumidores. A base de custos aceite fica assim

determinada, a priori, de forma implícita pela definição dos parâmetros de regulação.

Os parâmetros de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica foram determinados com base em dois documentos: “Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica” e “Evolução dos custos da EDP Distribuição”.

No documento “Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica”, analisou-se a eficiência económica e técnica das áreas e unidades de rede, respectivamente, da EDP Distribuição e estimaram-se potenciais ganhos de eficiência. Baseado na análise da eficiência técnica das unidades de rede e na análise da eficiência económica (de custos) das áreas de rede da EDP Distribuição, procurou apresentar-se nesse trabalho uma estimativa do que poderia ser exigível à EDP Distribuição em termos de ganhos de eficiência.

No documento “Evolução dos Custos da EDP Distribuição”, analisou-se a evolução dos custos da EDP Distribuição no período 1998-2004, apresentou-se a metodologia de cálculo dos parâmetros no segundo e terceiro períodos de regulação, comparou-se a base de custos reais da empresa com os custos aceites pelo regulador e com as previsões enviadas pela empresa, e apresentaram-se as previsões da empresa para o novo período de regulação.

## Hipóteses a Considerar para o Cálculo dos Parâmetros

Existe um conjunto de aspectos que devem ser considerados na determinação dos parâmetros associados à componente fixa e à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (factores X):

- Base de custos a considerar.
- Período para a eliminação da ineficiência.
- Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis.
- Progresso tecnológico.
- Progressividade a impor aos ganhos de eficiência.
- Rendimentos à escala.
- Repartição entre a componente fixa e a componente variável.

### Base de custos a considerar

Os níveis de eficiência determinados no estudo “Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica” foram obtidos com base nos custos reais da empresa.

A Figura 1 permite comparar os custos controláveis ocorridos, com as previsões da empresa e com a base de custos que incorpora os ganhos de eficiência impostos pela regulação.

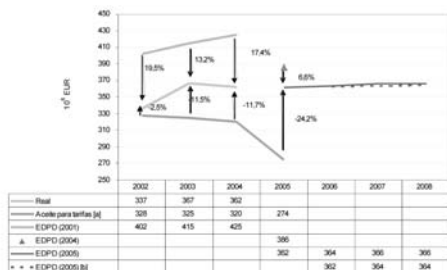


Figura 1 - Custos controláveis na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Notas:

[a] Acrescido do benefício de 2003 e 2004 ao abrigo do PAR.  
 [b] Exclui indemnizações ao abrigo do regulamento da Qualidade de Serviço, as indemnizações por mútuo acordo extra PAR e rectifica os valores do PAR tendo em conta o activo regulatório.

Da análise da figura pode-se concluir que entre 2002 e 2004 a empresa atingiu parte dos ganhos de eficiência impostos pela regulação, reduzindo os custos ocorridos relativamente

aos previstos, ficando acima da base de custos definida pela ERSE em cerca de 12%, em 2004. A base de custos de 2005 definida pela ERSE reflecte a aceitação dos custos com o PAR, o que implicou uma transferência de custos anuais para custos de investimento a recuperar em 20 anos.

Assim, consideraram-se duas hipóteses para a base de custos inicial:

H1<sub>Bcustos</sub> - os custos controláveis aceites nas tarifas para 2005, que incorporam os ganhos de eficiência impostos para os períodos de regulação anteriores, actualizados para 2006.

H2<sub>Bcustos</sub> - os custos controláveis previstos pela EDP Distribuição, para 2006.

### Período para a obtenção dos ganhos de eficiência

A obtenção dos ganhos de eficiência nos custos controláveis pode ou não ser conseguida num período de regulação.

Conceptualmente é possível pensar em atingir as metas de eficiência em um ou mais períodos de regulação. A escolha depende não só dos ganhos de eficiência a alcançar mas também da fase do processo de regulação. Neste contexto é importante analisar o desempenho da empresa nos últimos períodos de regulação que pode ser analisado no documento “Evolução dos custos da EDP Distribuição”.

No início de um processo de regulação, quando a empresa apresenta ainda grandes níveis de ineficiência estrutural, é fácil obter ganhos de eficiência, que são sempre marginalmente decrescentes. À medida que se desenrola o processo de regulação e as medidas de redução de custos vão sendo tomadas, os potenciais ganhos vão diminuindo ao longo do tempo.

A escolha da base de custos a considerar também influencia a definição do período para a obtenção dos ganhos de eficiência. A consideração de uma base de custos considerada quase eficiente, é compatível com um período alargado para a redução da eficiência adicional. A consideração de uma base de custos que reflecte os custos reais da empresa é compatível

com a exigência de um período mais curto para atingir metas de eficiência.

Tendo em conta o exposto consideraram-se duas hipóteses para o período de eliminação da eficiência na actividade de distribuição:

H1<sub>anos</sub> - Um período de regulação, 3 anos em que se considera que a imposição de ganhos de eficiência nesse período mantém o nível de exigência imposto nos períodos anteriores, sobre uma base de custos proposta pela empresa, a qual reflecte os custos reais da empresa.

H2<sub>anos</sub> - Dois períodos de regulação, 6 anos, que resulta de se considerar que a base de custos inicial já incorpora os ganhos de eficiência impostos nos períodos de regulação anteriores e portanto o ganho de eficiência adicional deverá ser obtido de forma mais gradual.

#### **Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis**

O nível de eficiência determinado no documento “Metas de Eficiência para a Actividade de Distribuição de energia eléctrica” refere se aos custos controláveis de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e, portanto, as metas de eficiência apenas devem incidir sobre os custos controláveis desta actividade. Os factores X, de acordo com a regulamentação em vigor, irão incidir sobre a totalidade dos custos de exploração controláveis, sobre os custos de exploração não controláveis (amortizações, rendas de concessão e provisões) e sobre a remuneração do activo. Consequentemente, os factores X reflectem não só a eficiência imposta nos custos controláveis, mas também a evolução dos custos não controláveis, a remuneração do capital e os acréscimos de consumo de energia eléctrica.

Os custos controláveis usados para a análise de eficiência representam entre 70% a 80% dos custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, uma vez que se utilizaram apenas os custos directos das áreas de rede, a fim de evitar a utilização de critérios de imputação de custos. Apresentam-se duas possibilidades para a determinação dos ganhos

de eficiência para a totalidade dos custos controláveis:

H1<sub>EF</sub> - Exigir uma redução de 20% em 70% dos custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, e considerar que nos restantes 30% de custos, a empresa é eficiente.

H2<sub>EF</sub> - Exigir uma redução de 20% à totalidade dos custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, uma vez que os custos que não foram analisados dizem respeito a custos da estrutura central, nomeadamente custos com fornecimentos e serviços externos, aos quais se deve impor ganhos de eficiência semelhantes aos impostos aos custos relativos às áreas de rede.

O nível de custos eficiente é o custo objectivo para os custos controláveis, enquanto que o factor X, de acordo com o enquadramento regulamentar vigente, representa a variação real anual de uma componente fixa e de uma componente variável unitária da totalidade dos custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

#### **Progresso tecnológico**

Os ganhos de eficiência da empresa podem ter duas origens. Deslocação da fronteira de eficiência, que reflecte os ganhos de eficiência no sector resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*) e ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflecte a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*). Os últimos são os ganhos a ser alcançados pelas empresas que ainda não estão na fronteira de eficiência. A empresa deve conseguir alcançar, não apenas o ganho da indústria (a deslocação da fronteira), mas também os ganhos de eficiência específicos, eliminando a ineficiência específica da empresa.

Deste modo, adicionalmente aos ganhos de eficiência determinados na presente análise, pode impor-se uma meta de eficiência que reflecta o progresso tecnológico (deslocação da fronteira de eficiência). Assim, mesmo as áreas



de rede que são eficientes, dado um determinado nível tecnológico, podem tornar-se mais eficientes se integrarem os efeitos do progresso tecnológico.

O regulador de electricidade e gás de Inglaterra (Ofgem) na sua proposta inicial para os proveitos permitidos das empresas de distribuição de energia eléctrica para o período de regulação 2005/2010 propôs uma deslocação da fronteira de 2% ao ano, baseado num estudo de produtividade global de factores efectuado pela Universidade de Cambridge. Após os comentários das empresas, que consideraram este valor demasiado severo, e uma análise à evolução dos custos do sector nos últimos anos, a Ofgem reconsiderou a sua posição e considerou um aumento de produtividade do sector de 1,5% ao ano como sendo uma hipótese mais robusta.

O regulador de electricidade e gás da Holanda (Dte) fixou um acréscimo de produtividade do sector de 2% na determinação do factor X para o período de regulação 2002-2004, baseado se numa análise internacional. Para o ano de 2005 este regulador optou por um acréscimo de produtividade de 1,5%.

Na análise de sensibilidade efectuada no presente estudo, consideraram-se duas hipóteses:

H1<sub>PT</sub> - acréscimo de produtividade do sector de 1% ao ano;

H2<sub>PT</sub> - acréscimo de produtividade do sector nulo.

### **Economias de escala**

Na determinação da meta de eficiência a impor aos custos controláveis é necessário colocar hipóteses quanto ao grau de economias de escala dos custos em análise. Considera-se que a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é uma actividade onde se verificam economias de escala, ou seja, um aumento do nível de produção numa determinada percentagem vai provocar um aumento dos custos numa percentagem inferior, o que equivale a afirmar que o custo médio decresce à medida que se aumentam os consumos.

No anterior período de regulação assumiu-se um grau de economias de escala de 100%, ou seja, considerou-se que os custos controláveis não variavam com o acréscimo de consumos. Esta é a primeira hipótese considerada na análise de sensibilidade (H1<sub>RE</sub>).

A outra hipótese, consiste em considerar que se verificam economias de escala de 0% (H2<sub>RE</sub>), isto é, permite-se um acréscimo dos custos controláveis igual ao acréscimo previsto para os consumos. De entre as várias componentes dos custos controláveis, apenas as rubricas de “fornecimentos e serviços externos” e de “materiais diversos” evoluem anualmente com os consumos. Tendo em conta que estas rubricas representam cerca de 45% do total dos custos controláveis, optou-se por considerar que uma variação do consumo de 1% causa uma variação de 0,5% nos custos controláveis.

### **Repartição entre a componente fixa e a componente variável**

Tendo em conta o enquadramento regulamentar esta repartição afecta unicamente o risco associado aos proveitos permitidos à empresa que variam com a diferença entre os consumos previstos e os consumos ocorridos.

Nos períodos de regulação anteriores, ao se considerar que a componente fixa era nula, e que a componente variável unitária era função da energia distribuída, a empresa incorporava o risco total do desvio dos consumos, na medida em que uma variação de 1% nos consumos se reflectiria numa variação de 1% dos custos (controláveis, não controláveis e remuneração do activo).

Os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, são essencialmente custos fixos, relacionados com as infra-estruturas, que reflectem variações de consumos ao longo dos anos não directamente influenciados pela variação do próprio ano, isto é, a rede deve ser dimensionada para um determinado volume de consumos previsto a prazo e não para a variação de consumos de curto prazo.

Assim, consideraram-se três hipóteses:

H1<sub>FV</sub> - Considerar, tal como nos períodos de regulação anteriores, 0% para os custos fixos e 100% para os custos variáveis, em todas as redes.

H2<sub>FV</sub> - Considerar, tal como propôs a EDP Distribuição, 50% para os custos fixos e 50% para os custos variáveis, em todas as redes.

H3<sub>FV</sub> - Calcular a componente variável tendo em conta a estrutura de receitas da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relacionados com a energia a qual deve ser aderente à estrutura dos custos. Nomeadamente considerando as receitas dos termos de energia das tarifas de uso das redes relacionados com as perdas nas redes, e as receitas do termo de potência em horas de ponta, variável de facturação calculada pelo quociente entre o consumo de energia em horas de ponta num mês e o número de horas de ponta desse mês. Utilizando esta metodologia e tendo por base o referencial de custos utilizado no cálculo da estrutura das tarifas para 2006, obteve-se um valor de 35% para a componente fixa e 65% para a componente variável para as redes de AT e MT e um valor de 45% para a componente fixa e 55% para a componente variável para as redes BT.

### Análises de Sensibilidade

Foram construídos alguns cenários combinando as hipóteses anteriormente apresentadas.

Construíram-se dois cenários extremos, o cenário 1, partindo da base de custos controláveis apresentada pela própria empresa para 2006 associado a metas de eficiência pouco exigentes ao longo dos anos e o cenário 2, partindo da base de custos que já incorpora os ganhos de eficiência impostos em períodos anteriores, associada a metas de eficiência menos exigentes ao longo dos anos.

Partindo destes cenários extremos cons-

truíram-se 3 cenários adicionais (cenários 4 a 6).

### Cenário 1

No Quadro 1 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 1  
Pressupostos do Cenário 1

Base de custos	Montante de custos controláveis enviados pela EDP Distribuição
Nº de anos	6 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide em 70% dos custos controláveis
Factor de eficiência	2,33 % ao ano
Progresso tecnológico	Não foi considerado o progresso tecnológico
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	50% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR
Custo do capital	8,5%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 14,1% em 2006 face aos proveitos considerados nas tarifas para 2005, 4,9% em 2007 e -2,1% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são -0,75% em 2007 e -0,35% em 2008 em AT/MT e de -0,69% e -0,91% em 2007 e 2008, respectivamente em BT, e os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) rondam os 3,35% em 2007 e 3,75% em 2008 em AT/MT e de 2,78% em 2007 e 3,18% em 2008 em BT.

### Cenário 2

No Quadro 2 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 2  
Pressupostos do Cenário 2

Base de custos	Montante de custos controláveis analisados em termos 2005 adicionado dos benefícios do PAR 2003 e 2004
Nº de anos	6 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide em 70% dos custos controláveis
Factor de eficiência	2,33 % ao ano
Progresso tecnológico	Redução de 1% ao ano na base de custos controláveis
Economias de escala	Economias de escala de 100%
Componente Fixa	50% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR
Custo do capital	8,5%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 4,4% em 2006 face aos proveitos considerados nas tarifas para 2005, 4,4% em 2007 e -3,3% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são -0,06% em 2007 e de 0,35% em 2008 em AT/MT e 0,03% e -0,12% em 2007 e 2008, respectivamente em BT. Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 4,01% em 2007 e de

### Cenário 3

No Quadro 3 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 3

Pressupostos do Cenário 3

Base de custos	Montante de custos controláveis enviados pela EDP Distribuição
Nº de anos	3 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide na totalidade dos custos controláveis
Factor de eficiência	6,67 % ao ano
Progresso tecnológico	Redução de 1% ao ano na base de custos controláveis
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	50% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR
Custo do capital	8,0%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 10,7% em 2006 face aos proveitos considerados nas tarifas para 2005, 3,3% em 2007 e -3,9% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 1,08% em 2007 e 1,38% em 2008 em AT/MT e 1,1% e 0,77% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 5,11% em 2007 e de 5,41% em 2008 em AT/MT e de 4,51% em 2007 e de 4,79% em 2008 em BT.

### Cenário 4

Este cenário corresponde ao cenário 3 com as seguintes alterações:

- O factor de eficiência de 20% na totalidade dos custos controláveis não é constante ao longo do período de regulação, exigindo-se uma maior eficiência no 1º ano (10%) e no 2º e 3º ano de 5%.

- A componente variável foi calculada tendo em conta a estrutura de receitas da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relacionados com a energia a qual deve ser aderente à estrutura dos custos. Nomeadamente considerando as receitas dos termos de energia das tarifas de uso das redes relacionados com as perdas nas redes, e as receitas do termo de potência em horas de ponta, variável de facturação calculada pelo quociente entre o consumo de energia em horas de ponta num mês e o número de horas de ponta desse mês. Utilizando esta metodologia e tendo por base o referencial de custos utilizado no cálculo da estrutura das

tarifas para 2006, obteve-se um valor de 35% para a componente fixa e 65% para a componente variável para as redes de AT e MT e um valor de 45% para a componente fixa e 55% para a componente variável para as redes BT.

No Quadro 4 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 4

Pressupostos do Cenário 4

Base de custos	Montante de custos controláveis enviados pela EDP Distribuição
Nº de anos	3 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide na totalidade dos custos controláveis
Factor de eficiência	10% em 2006, 5% em 2007 e 5% em 2008
Progresso tecnológico	Redução de 1% ao ano na base de custos controláveis
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	30% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR em MAT/MT e 45% dos proveitos de BT
Custo do capital	8,0%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 9,5% em 2006 face aos proveitos considerados para tarifas para 2005, 3,9% em 2007 e -3,4% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 0,5% em 2007 de 0,8% em 2008 em AT/MT e 0,5% e 0,2% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 4,5% em 2007 e de 4,9% em 2008 em AT/MT e de 3,9% e 4,2% em 2007 e 2008, respectivamente, em BT.

### Cenário 5

Este cenário corresponde ao cenário 3 mantendo-se a taxa de custo do capital em 8,5%, valor considerado nas Tarifas de 2005.

No Quadro 5 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 5

Pressupostos do Cenário 5

Base de custos	Montante de custos controláveis enviados pela EDP Distribuição
Nº de anos	3 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide na totalidade dos custos controláveis
Factor de eficiência	6,67 % ao ano
Progresso tecnológico	Redução de 1% ao ano na base de custos controláveis
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	50% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR
Custo do capital	8,5%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 12,1% em 2006 face aos proveitos considerados para tarifas para 2005, 3,2% em 2007 e -3,9% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 1,05% em 2007 e 1,35% em 2008 em AT/MT e 1,12% e 0,8% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 5,07% em 2007 e de 5,38% em 2008 em AT/MT e de 4,53% em 2007 e de 4,82% em 2008 em BT.

### Cenário 6

Este cenário corresponde ao cenário 4 mantendo-se a taxa de custo do capital em 8,5%, valor considerado nas Tarifas de 2005.

No Quadro 6 sintetizam-se os pressupostos considerados neste cenário.

QUADRO 6  
Pressupostos do Cenário 6

Base de custos	Montante de custos controláveis enviados pela EDP Distribuição
Nº de anos	3 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide na totalidade dos custos controláveis
Factor de eficiência	10% em 2006, 5% em 2007 e 5% em 2008
Progresso tecnológico	Redução de 1% ao ano na base de custos controláveis
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	35% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR em MATMT e 45% dos proveitos de BT
Custo do capital	8,5%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 10,8% em 2006 face aos proveitos considerados para tarifas para 2005, 3,8% em 2007 e -3,4% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 0,4% e 0,8% em 2007 e 2008, respectivamente, em AT/MT e 0,8% e 0,5% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 4,5% em 2007 e de 4,8% em 2008 em AT/MT e de 3,9% em 2007 e de 4,3% em 2008 em BT.

### Cenário 7

Este cenário corresponde ao cenário 2 com as seguintes alterações:

- + Progresso tecnológico 0%.
- + Economias de escala de 50%.
- + Custo do capital 8,5%.
- + Calcular a componente variável tendo por base a estrutura de receitas sobre termos de energia das tarifas de uso das redes para 2006.

No Quadro 7 sintetizam-se os pressupostos

considerados neste cenário.

QUADRO 7  
Pressupostos do Cenário 7

Base de custos	Montante de custos controláveis aceites em tarifas 2005 adicionado dos benefícios do PAR 2003 e 2004
Nº de anos	6 anos
Eficiência	Factor de eficiência incide em 70% dos custos controláveis
Factor de eficiência	2,33 % ao ano
Progresso tecnológico	Não foi considerado o progresso tecnológico
Economias de escala	Economias de escala de 50%
Componente Fixa	50% dos proveitos permitidos antes de ajustamentos e custos com o PAR em MATMT e 45% dos proveitos de BT
Custo do capital	8,5%

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 6,5% em 2006 face aos proveitos considerados para tarifas para 2005, 5,1% em 2007 e -2,4% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são -0,87% e de -0,42% em 2007 e 2008, respectivamente, em AT/MT e -0,76% e -0,97% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 3,24% em 2007 e de 3,68% em 2008 em AT/MT e de 2,71% em 2007 e de 3,12% em 2008 em BT.

### Comparação de Cenários

A Figura 2 permite comparar o impacte na base de custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica dos vários cenários apresentados. Para além deste impacte nos custos controláveis há ainda que considerar o impacte da redução da remuneração do activo em cerca de 13 milhões de euros por ano, em consequência da alteração da taxa de 8,5% para 8%, nos cenários 2, 3 e 4.

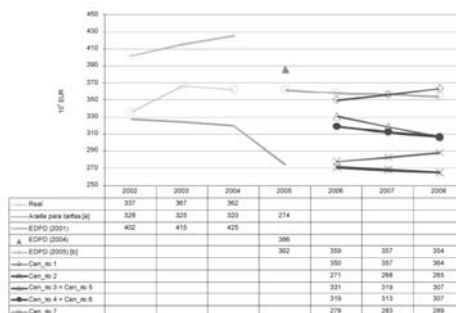


Figura 2 - Base de custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Nota:  
[a] Rectifica o benefício de 2003 e 2004 ao abrigo do PAR.  
[b] Exclui indemnizações RQS e por mútuo acordo extra PAR, rectifica os valores do PAR para investimento e as taxas de inflação subjacentes nas previsões.

## Conclusões

Tendo em conta os vários cenários, considerou-se mais adequado partir da base de custos controláveis prevista pela EDP Distribuição, para 2006, uma vez que foi com base nestes custos que foi determinada a meta de eficiência.

Esta opção é coerente com o estabelecimento de metas de eficiência a mais curto prazo. Assim, considerou-se que os 20% de eficiência deveriam incidir sobre a totalidade dos custos controláveis e que este objectivo deveria ser atingido num período de regulação. Adicionalmente, tendo em conta a mudança de base de custos optou-se por impor um maior ganho de eficiência no primeiro ano, exigindo-se uma redução de custos controláveis de 10% no primeiro ano e de 5% nos anos seguintes.

Considerou-se ainda uma redução adicional dos custos controláveis de 1% ao ano devido ao efeito do progresso tecnológico.

De entre as várias componentes dos custos controláveis, apenas as rubricas de “fornecimentos e serviços externos” e de “materiais diversos” evoluem anualmente com os consumos. Tendo em conta que esta rubricas representam cerca de 45% do total dos custos controláveis, optou-se por considerar que uma variação do consumo de 1% causa uma variação de 0,5%

nos custos controláveis.

Para a repartição entre as componentes fixas e variáveis dos parâmetros que estabelecem os proveitos permitidos, optou-se por considerar a metodologia que tem por base um referencial de custos coerente com o utilizado no cálculo da estrutura tarifária. De onde resultou uma repartição de 35% para a componente fixa e 65% para a componente variável para as redes de AT e MT e um valor de 45% para a componente fixa e 55% para a componente variável para as redes BT.

O cenário considerado corresponde ao cenário 4 deste documento.

Neste cenário os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia eléctrica variam 9,5% em 2006, 3,9% em 2007 e -3,4% em 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 0,5% e 0,8% em 2007 e 2008, respectivamente, em AT/MT e 0,5% e 0,2% em 2007 e 2008, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 4,5% em 2007 e de 4,9% em 2008 em AT/MT e de 3,9% e de 4,2% em 2007 e 2008, respectivamente, em BT.

## Referências

- ERSE (2005), Determinação dos Parâmetros de Regulação na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de Regulação 2006-2008, Portugal
- ERSE (2005), Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, Portugal
- ERSE (2005), Evolução dos custos da EDP Distribuição, Portugal



## **REMUNERAÇÃO DE INVESTIMENTOS NAS REDES**

**Paula Almeida**

.....

Artigo elaborado no âmbito das Actas IST – Fórum Energia Volume II. – Novembro 2006



## Resumo

*Os operadores das redes constituem os agentes económicos centrais de todo o processo de liberalização e de introdução de concorrência devendo a sua actuação na operação das redes primar pela transparência e pela não discriminação dos agentes que as pretendem “usar”.*

*Assim, as actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Distribuição de Energia Eléctrica por serem monopólios naturais devem ser sujeitas a regulação.*

*Em Portugal aplicam-se formas de regulação distintas para cada uma destas actividades.*

*Palavras chaves: Redes, regulação, custo do capital.*

### 1. Introdução

O fornecimento de energia eléctrica pressupõe a existência de quatro actividades: produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Se relativamente às actividades de produção e comercialização se pode abrir o mercado à livre concorrência, o mesmo não acontece nas actividades de transporte e distribuição (actividades de capital intensivo) devido à sua especificidade. A existência de redes múltiplas não é uma medida eficiente, implicando portanto a existência de monopólio natural nestas duas actividades. Para evitar o abuso de posição dominante é necessária a intervenção do regulador, Estado ou entidade independente, de modo a que os consumidores paguem o custo adequado das actividades necessárias ao fornecimento de energia eléctrica.

A regulação deve incentivar a eficiência da empresa, a redução de custos e, consequente-

mente, a redução das tarifas aos clientes, mas permitir ao mesmo tempo um nível de proventos que possibilite a empresa manter uma adequada qualidade de serviço, o financiamento de novos investimentos e uma remuneração justa do capital investido.

### 1. Desverticalização e Regulação

#### Desverticalização

Na concepção moderna da actividade económica do sector eléctrico, as redes constituem o veículo de suporte físico das transacções comerciais que se estabelecem, tendo como principal papel facilitar as trocas de energia eléctrica. As redes constituem o ponto central de todo o processo de liberalização e de introdução de concorrência nestes sectores que se tem vindo a implantar nos últimos anos.

Tradicionalmente este sector operava em regime de monopólio verticalmente integrado (Figura 1), no qual a cadeia de transacção se estendia do produtor até ao consumidor, havendo um acréscimo de valor ao longo da cadeia que reflectia o valor da utilização da infraestrutura de rede, sem que, no entanto, houvesse uma separação clara entre o valor do produto propriamente dito e o valor da infraestrutura necessária ao estabelecimento da transacção.

Nos últimos anos, a estrutura organizativa tradicional do sector eléctrico tem vindo a ser desagregada, assistindo-se à desverticalização do sector e à separação das diversas actividades que o compõem. O objectivo tem consistido em individualizar as actividades que podem ser desenvolvidas em regime de mercado



(produção e comercialização), das actividades que, por serem monopólios naturais, devem ser reguladas (infraestruturas de rede e a sua operação tanto ao nível do transporte como da distribuição).

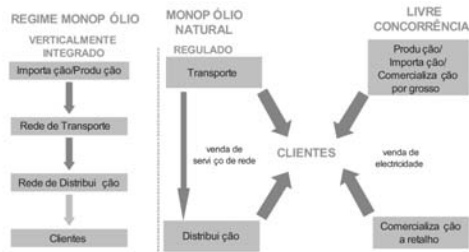


Figura 1 - Desverticalização do sector

## Regulação

A desverticalização e a liberalização do sector eléctrico implicaram uma redefinição do papel da regulação, passando esta, nomeadamente a:

- Definir as regras de operação do sector, nomeadamente das actividades que operam em regime de mercado.
- Definir as regras de acesso e de uso das infraestruturas.
- Estabelecer as tarifas de acesso.
- Supervisionar o funcionamento do mercado.
- Monitorizar a concorrência.

Relativamente à regulação das redes, propriamente dita, os objectivos consistem em:

- Assegurar a existência de capacidade necessária ao suporte das transacções solicitadas pelos agentes.
- Assegurar o acesso transparente e não discriminatório de todos os agentes à infraestrutura e o estabelecimento de regras de mercado na atribuição de capacidades.
- Assegurar tarifas adequadas de utilização das infraestruturas.

### Tarifas de Acesso

As tarifas de acesso às infra-estruturas são umas das principais componentes da liberalização e da concorrência no sector.

O estabelecimento das tarifas deve obedecer

aos seguintes princípios:

- Não discriminação entre utilizadores, permitindo que o acesso seja disponibilizado em igualdade de circunstâncias a todos os interessados.
- Transparência, a metodologia de cálculo deve ser estabelecida a priori e acessível a todos os interessados.
- Tarifas baseadas nos custos, ou seja, as tarifas devem ser determinadas com base nos custos decorrentes do fornecimento do serviço.
- Inexistência de subsídio cruzado, isto é, a tarifa paga por cada utilizador deve reflectir os custos que o sistema incorre pelo fornecimento do serviço a esse utilizador.

Na fixação das tarifas devem estar subjacentes os seguintes objectivos:

- Proporcionar às empresas detentoras das redes a recuperação dos custos relativos aos investimentos nas redes:
  - Custos com a instalação das infraestruturas.
  - Custos com a operação e manutenção das infraestruturas.
- Proporcionar aos utilizadores das redes os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente dos recursos, de forma a evitar congestionamentos.

### Regulação Económica

A regulação económica das redes tem por objectivo estabelecer regras necessárias ao desenvolvimento de actividades que constituem monopólios naturais tais como, a instalação, a operação e a manutenção de uma infraestrutura, procurando simular a existência de mecanismos de mercado.

De entre os objectivos da regulação económica das redes destacam-se:

- Criar incentivos à construção de novas infraestruturas de forma a garantir a existência atempada de oferta.
- Atrair capital próprio e alheio para o sector.
- Permitir às empresas detentoras dos activos

de rede a recuperação dos seus custos e investimentos eficientes.

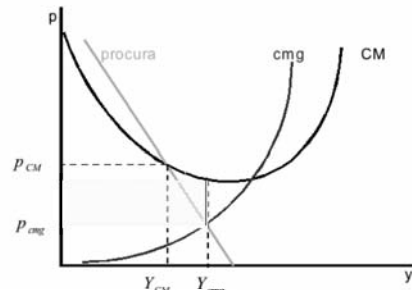
- + Criar incentivos ao desempenho económico e financeiro das empresas.
- + Criar outros incentivos explícitos, nomeadamente, à promoção do desempenho ambiental e à melhoria da qualidade de serviço.

### Formas de Regulação

Estamos na presença de um monopólio natural quando se verifica que o custo de produção de um determinado bem é inferior existindo uma única empresa do que seria se existissem várias empresas. Esta situação ocorre em mercados, onde existam empresas de capital intensivo, com custos fixos elevados e custos marginais reduzidos.

A existência de um monopólio natural é uma das falhas de mercado que justifica a intervenção do regulador. Se em concorrência perfeita, o preço iguala o custo marginal do bem, num mercado monopolista a receita marginal iguala o custo marginal, à custa de uma redução do nível de produção. Teoricamente, o regulador deveria estabelecer um preço igual ao custo marginal, contudo, em empresas que apresentam grandes economias de escala, os custos operacionais médios decrescem quando aumenta a quantidade de energia eléctrica fornecida e sendo os custos marginais inferiores aos custos médios, estabelecer preços iguais a custos marginais não permite recuperar a totalidade dos custos. Nesta situação, para que as empresas sejam economicamente viáveis, os preços estabelecidos têm de ser superiores aos preços que se estabeleceriam num mercado de concorrência perfeita.

A Figura 2 evidencia que na presença de um monopólio natural, quando o preço iguala o custo marginal ( $Y_{cmg}$ ,  $P_{cmg}$ ) o preço não é suficiente para cobrir todos os custos incorridos e, quando os preços igualam os custos médios ( $Y_{cm}$ ,  $P_{cm}$ ), o nível de output ( $Y_{cm}$ ) é muito inferior ao nível óptimo ( $Y_{cmg}$ ).



Fonte: Varian (1999)

Figura 2 - Monopólio Natural

Vários métodos de regulação têm sido desenvolvidos de modo a superar as falhas de mercado, contudo, os mais utilizados têm sido: a regulação por taxa de remuneração e a regulação por limitação ao preço (*price-cap*).

Hoje em dia estes métodos de regulação não são aplicados na sua forma pura, mas sim combinados com outras variáveis de modo a tentar ultrapassar algumas das desvantagens que lhes estão associadas.

### Regulação por Taxa de Remuneração

Este método foi desenvolvido nos E.U.A. e foi apresentado pela primeira vez por Averch e Johnson (Averch H. and Johnson 1962). O modelo consiste na maximização do lucro tendo em conta os custos de exploração das empresas, sendo o lucro limitado pela taxa de rentabilidade imposta pelo regulador.

Variações nos custos reflectem-se no mesmo sentido em variações de preços, enquanto que aumentos de produtividade e aumentos de procura implicam reduções nos preços. Neste tipo de regulação existe uma ligação directa entre os preços e os custos.

### Vantagens e Desvantagens

Algumas das vantagens associadas a esta forma de regulação sintetizam-se em:

- + Os accionistas recebem em função do que investem.
- + Não são permitidos proveitos excessivos, qualquer redução nos custos passa para o consumidor.
- + O risco é minimizado, dado que qualquer

aumento dos custos passa para o consumidor.

Contudo este tipo de regulação também tem desvantagens, como sejam:

- O montante de activos a remunerar – a empresa regulada actua como se o custo do capital fosse inferior ao que é na realidade, pelo que a empresa tem incentivos a sobreutilizar o factor capital.

- A taxa de remuneração – se a taxa de remuneração permitida for superior ao custo do capital e inferior à taxa de remuneração pretendida pela empresa, então a empresa substitui capital por outro factor de produção e opera num nível de output onde os custos não são minimizados.

- Este método não conduz à eficiência produtiva, dado que não existem incentivos à redução de custos e à eficiência de mercado.

#### Riscos e Incentivos

Este tipo de regulação incentiva as empresas a investir, dado que a sua margem resulta de uma remuneração sobre o investimento. Contudo, existem alguns riscos associados a este tipo de regulação – há variáveis não controláveis pela empresa e que podem pôr em risco o equilíbrio financeiro de curto prazo, nomeadamente:

- O comportamento da procura – se a procura crescer menos do que o previsto, a receita obtida é inferior à estimada e pode não ser suficiente para manter o nível de remuneração esperado.

- A evolução dos preços de variáveis exógenas – se estes preços aumentarem muito num dado período e a sua passagem para o consumidor não for simultânea, existe risco acrescido para as empresas.

A minimização destes riscos está no intervalo de tempo entre a ocorrência dos factos e repercussão desses custos nos consumidores.

#### Regulação por Limitação ao Preço

A regulação por *price-cap* surgiu no Reino Unido como alternativa à regulação por taxa de remuneração aquando da privatização da British Telecom. Este método foi apresentado

por Littlechild (Littlechild,1989).

Nesta forma de regulação, o regulador permite às empresas um determinado nível de proveitos que vai decrescendo anualmente em termos reais em função de potenciais ganhos de eficiência.

O objectivo deste método é criar incentivos à eficiência pelo que o indicador de produtividade ( $X$ ) deve ser exógeno e não influenciável pela actuação das empresas. Caso contrário, os incentivos atribuídos podem ser anulados.

Existem três variantes deste método de regulação:

- A regulação com restrição do nível total de proveitos, isto é, o total de proveitos não pode crescer mais do que o IPC-X.

- A regulação com ponderadores fixos, segundo a qual os preços médios unitários não podem crescer mais do que o IPC-X.

- A regulação com restrição da receita média, segundo a qual o preço médio não pode crescer mais do que o IPC-X.

Com a regulação por preço máximo pretende-se incentivar a minimização dos custos, tendo em conta que um aumento na eficiência não se reflecte nos preços antes do fim do período de regulação e ao mesmo tempo incentivar o investimento em tecnologia mais eficiente que contribua para a minimização dos custos.

#### Vantagens e Desvantagens

Como principais vantagens deste tipo de regulação, apontam-se:

- A menor informação exigida permite superar a falha de mercado relacionada com a assimetria de informação. A empresa regulada possui toda a informação e só transmite para o regulador a informação que lhe interessa.

- O decréscimo real dos preços médios. Os ganhos das empresas são partilhados com os consumidores com enfoque nos preços, em vez dos custos, sendo assim mais fácil de monitorizar por parte dos consumidores.

No que diz respeito às desvantagens destacam-se:

+ O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que existe uma tendência para definir preços superiores ao custo marginal o que poderá conduzir a lucros elevados.

+ Os lucros não são garantidos à partida, podendo a imposição de preço máximo produzir efeitos incertos sobre a taxa de rentabilidade das empresas.

+ A redução de lucros pode afectar a capacidade da empresa em obter financiamentos quer internos quer externos para os seus programas de investimento.

+ A obtenção de lucros resultante não da redução dos custos mas da oferta de menor qualidade de serviço.

+ Quanto mais elevado o risco, maior o custo do capital exigido pelos accionistas.

#### Riscos e Incentivos

Este tipo de regulação tem como principal objectivo o incentivo à eficiência das empresas pelo controlo dos custos, contudo a incerteza

das empresas quanto aos lucros que poderão obter é um risco no qual as empresas incorrem.

#### Conclusão

Na prática, as duas formas de regulação não são tão diferentes como podem parecer (Ian Alexander and Timothy Irwin, 1996):

+ Na forma de regulação por price-cap define-se como é que os preços devem evoluir anualmente sendo necessário definir o preço inicial. Na definição do preço inicial, o regulador tem em conta três parâmetros: os custos da empresa, a remuneração dos activos e os incentivos que pretende promover (fórmula idêntica à utilizada na regulação por taxa de remuneração).

+ A revisão dos preços embora não seja anual tem de ser realizada periodicamente. Nessa revisão o regulador tem novamente de ter em conta uma remuneração justa do activo e os custos das empresas tendo em vista estabelecer o preço inicial de um novo período de regulação.

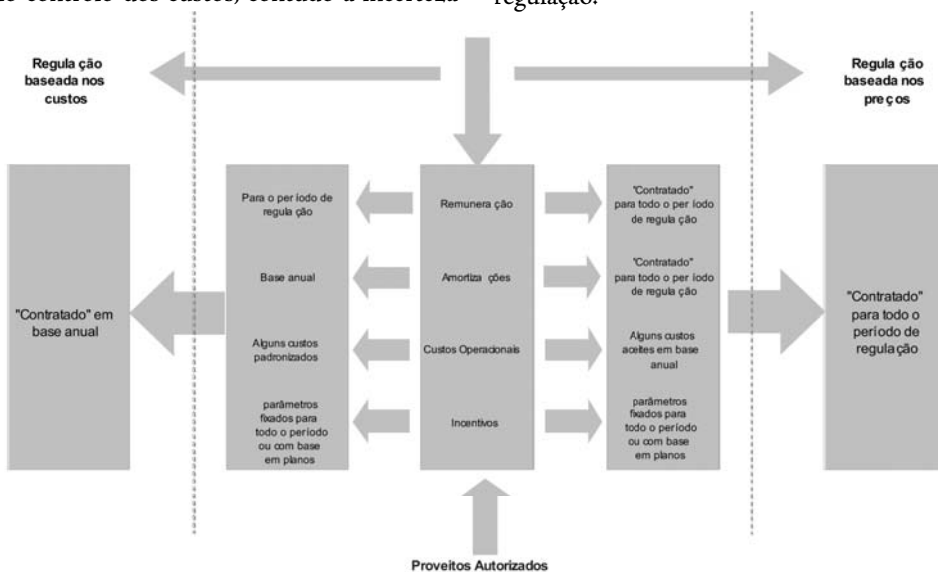


Figura 3 - Regulação económica

As diferenças surgem durante o período de regulação:

+ A aplicação de uma forma de regulação por *price-cap* leva a que deixe de existir uma ligação

directa entre os custos das empresas e os preços por ela praticados.

+ O risco é maior na regulação por *price-cap*, uma vez que a remuneração não é garantida à

partida. Se a empresa não conseguir reduzir os seus custos de acordo com os ganhos de eficiência impostos isso reflectir-se-á na remuneração dos activos.

• O incentivo à redução de custos é maior no *price-cap* na medida que as empresas sabem que quanto mais eficientes forem, maior será o montante de ganhos que re-  
têm.

#### Determinação dos Proveitos Permitidos

A regulação económica de uma actividade regulada consiste na definição do nível de proveitos permitidos pela prestação do serviço de rede (óptica da empresa) e na definição das tarifas (óptica do utilizador).

O nível de proveitos permitidos é determinado com base nos custos de exploração e de investimento da empresa. Adicionalmente podem ser atribuídos incentivos.

O regulador possui alguns graus de liberdade na determinação dos proveitos podendo escolher diversas formas de determinar cada uma das parcelas que os constituem (Figura 4).

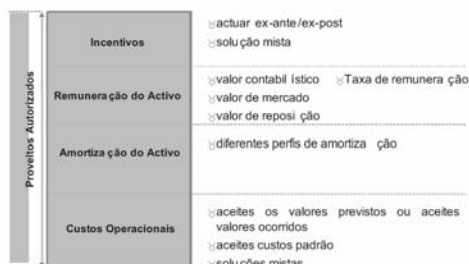


Figura 4 - Definição do nível de proveitos permitidos

Para além do incentivo implícito na regulação a uma gestão eficiente dos custos, o regulador pode pretender conduzir a empresa a ter preocupações com o ambiente, com a qualidade de serviço ou mesmo com a redução das perdas nas redes. Estes incentivos podem ser calculados *a priori* ou *a posteriori* e funcionam como bónus ou penalidades tendo em conta um valor de referência fixado pelo regulador.

#### Remuneração das Redes de Transporte e de Distribuição, em Portugal

Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica tem sido adoptada a regulação por *price-cap* com vista a incentivar a eficiência da empresa, a redução de custos e, conseqüentemente, a redução das tarifas aos clientes, mas permitindo ao mesmo tempo um nível de proveitos que possibilite a empresa manter uma adequada qualidade de serviço, o financiamento de novos investimentos e uma remuneração justa do capital investido.

Sendo uma actividade de capital intensivo, a regulação por taxa de remuneração seria o método mais adequado. Contudo, e contrariamente ao verificado na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, os investimentos nas redes de distribuição não estão sujeitos a aprovação ou parecer do regulador, pelo que tendo em vista garantir o acesso não discriminatório às redes, apenas se exige que o operador da rede de distribuição publique uma súmula do plano de expansão das redes. Paralelamente, pelo facto do potencial de redução dos custos controláveis pela empresa de distribuição nesta actividade ser ainda bastante elevado, a regulação por *price-cap* tem sido a forma de regulação que melhor se adapta, embora esta não seja aplicada na sua forma pura.

Como referido anteriormente, embora as duas actividades sejam reguladas de forma diferente, o nível de proveitos permitidos inclui os incentivos, os custos de exploração e os custos de investimento. Estes últimos incluem as amortizações e a remuneração do activo.

O custo de capital está associado ao retorno esperado pelo investidor tendo em conta o risco do negócio. O custo de capital é uma taxa mínima para as decisões de investimento e depende do risco económico das oportunidades de investimento da empresa.

O risco associado às acções da empresa reflectem o risco económico dos activos reais detidos pela empresa, mas os accionistas também suportam o risco financeiro, associado às dívidas para financiar o seu investimento. Quanto

mais a empresa depender de financiamento externo maior o risco das suas acções.

O custo de capital da empresa é a média ponderada das rendibilidades que os investidores esperam dos diversos valores mobiliários representativos da dívida ou dos capitais próprios emitidos pela empresa.

O risco da empresa ( $\beta$ ) é a média ponderada dos  $\beta$  esperados dos capitais financeiros e dos capitais próprios da empresa.

O efeito de alavanca financeiro, ou seja, a relação entre o capital financeiro e o capital total, embora afecte as rendibilidades e o risco dos capitais empregues individualmente, não afecta nem o risco nem a remuneração dos activos da empresa como um todo.

O custo médio ponderado de capital (WACC – weight average capital cost) relaciona as duas fontes de financiamento da empresa (capital próprio e capital financeiro).

Para a determinação da rentabilidade do capital próprio, isto é a remuneração proporcionada por investimentos alternativos de risco semelhante, existem vários métodos sendo os mais utilizados:

- O Modelo Gordon – a taxa de capitalização do mercado é dada pelo quociente entre a remuneração associada ao dividendo a receber no final de cada ano e o valor de cada acção no início do ano acrescida da taxa de crescimento esperada do dividendo.

- O CAPM (capital asset pricing model) – o custo de oportunidade dos capitais próprios é igual à remuneração que se obtém em investimentos sem risco, acrescido de um prémio de risco.

O mais utilizado é o CAPM mas tem como principal inconveniente a determinação do  $\beta$  (beta) da empresa, uma vez que as empresas reguladas fazem parte de grupos económicos diversificados e apenas o grupo se encontra cotado em bolsa.

**Remuneração da Rede de Transportes**

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica é regulada por taxa de remuneração. Os proveitos permitidos são calculados com base em valores previsionais enviados pela empresa e ajustados ao fim de dois anos tendo em conta os valores ocorridos. Desde 2006, inclusive, foi imposto pelo regulador um factor de eficiência ao nível dos custos operacionais de exploração. Existe ainda um incentivo à promoção do desempenho ambiental, o qual é calculado tendo por base o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental enviado pela empresa no início de cada período de regulação e os relatórios anuais de execução do mesmo.

A Figura 5 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica desde o início da regulação.

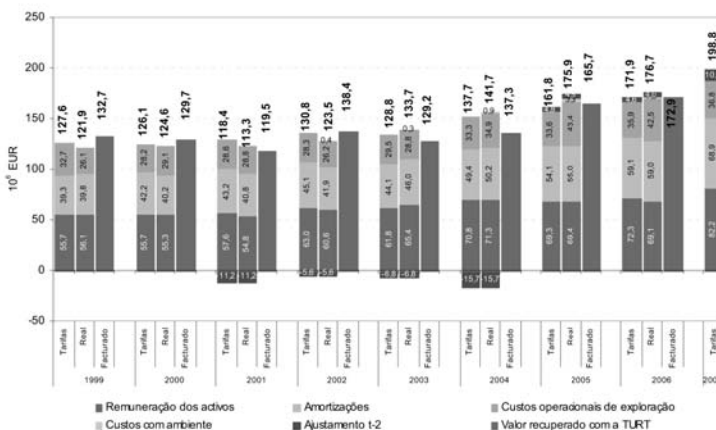


Figura 5 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

Nesta actividade a taxa de remuneração real coincide com o parâmetro fixado pelo regulador (Figura 6).

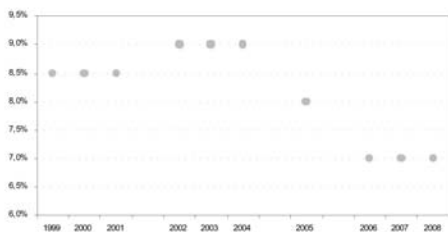


Figura 6 - Taxa de remuneração da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por price-cap, com uma fórmula binómia que inclui uma parcela fixa e uma parcela variável. Embora esta fórmula se aplique desde o 1º ano de regulação até 2005, inclusive, os proveitos desta actividade dependiam exclusivamente da parcela variável pelo que a empresa estava exposta a um risco

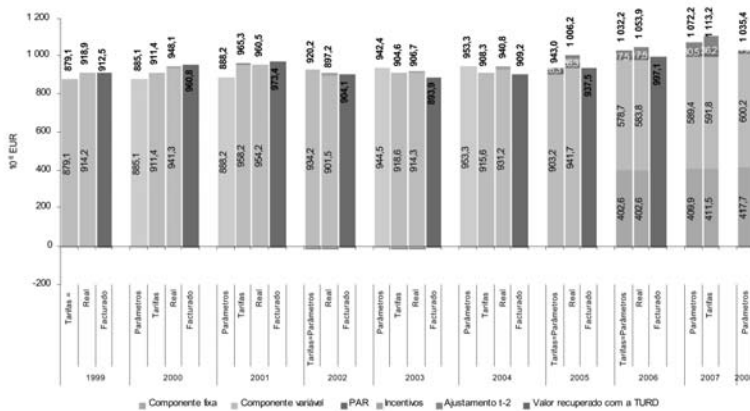


Figura 7 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a taxa de remuneração do capital só coincide com a implícita no cálculo dos parâmetros para cada período de regulação, caso a empresa atinja os níveis de eficiência impostos pelo regulador. Caso contrário, ou a taxa de remuneração fica abaixo ou supera a inicialmente fixada. Adicionalmente, uma regulação por price-cap incorpora ainda o risco associado às estimativas do consumo, variável não controlada pela empresa.

acrescido dependente de uma variável que não controlava.

Os proveitos são ajustados ao fim de dois anos tendo em conta não só a diferença entre os consumos estimados e os consumos verificados mas também os incentivos promovidos pelo regulador:

- + Incentivo à melhoria da qualidade de serviço tendo em conta o indicador da energia não fornecida.
- + Incentivo à redução do nível de perdas.
- + Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental o qual é calculado tendo por base o plano de Promoção do Desempenho Ambiental enviado pela empresa no início de cada período de regulação e os relatórios anuais de execução do mesmo.

A Figura 7 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica desde o início da regulação.

Desde o início da regulação, a empresa nunca atingiu as metas de eficiência impostas pela ERSE, pelo que só por esse facto, a remuneração obtida pela empresa seria inferior à implícita no cálculo dos parâmetros.

Para além disso, e como anteriormente mencionado, uma regulação por price-cap inclui ainda o risco associado aos consumos. Este risco foi minimizado no 4.º período de regulação (2006-2008) ao incluir a parcela fixa nos proveitos da actividade.

A Figura 8 apresenta o impacto nos proveitos permitidos desta actividade resultante dos desvios de consumos.

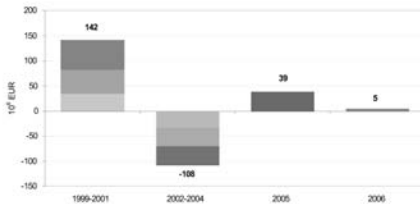
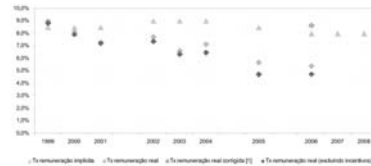


Figura 8 - Impacte nos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica por desvio de consumos



Nota: <sup>(1)</sup> Taxa de remuneração corrigida dos custos com provisões do Plano de Ajustamento de Efectivos e das provisões para outros riscos e encargos.

Figura 9 - Taxa de remuneração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

## Conclusão

As actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Distribuição de Energia Eléctrica, por serem monopólios naturais, devem ser sujeitas a regulação.

Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica tem sido adoptada a regulação por *price-cap*, com vista a incentivar a eficiência da empresa, a redução de custos e, consequentemente, a redução das tarifas aos clientes, mas permitindo ao mesmo tempo um nível de proveitos que possibilite manutenção de uma adequada qualidade de serviço, o financiamento de novos investimentos e uma remuneração justa do capital investido.

Sendo uma actividade de capital intensivo,

## Referências

- [1] Alexander, Ian and Irwin, Timothy (1996), *Price caps, rate-of-return regulation, and the cost of capital*, Private sector n.87
- [2] Averch, H and Johnson (1962), *Behavior of the firm under regulatory constrain*, American Economic Review, pp 1052-1069
- [3] Beesley, M e S. Littlechild (1989), *The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom*, Journal of economics, Vol.20, n. 03, pp 454-472.
- [4] Clara, Maria José (2005), *Regulação de infra-estruturas*, curso de pós-graduação em regulação pública e concorrência, CEDIPRE
- [5] Varian, Hal R. (1999), *Intermediate Microeconomics, a modern approach*, 5th edition, US.

a regulação por taxa de remuneração seria o método a adoptar. Contudo, e contrariamente ao que se verifica na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, onde os custos de investimento (amortização e remuneração do activo) ultrapassam os 75% dos proveitos totais, na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica os custos de investimento têm um peso inferior a 45% dos proveitos permitidos, enquanto que os custos controláveis representam cerca de 35% dos proveitos permitidos. Pelo facto do potencial de redução dos custos controláveis pela empresa de distribuição nesta actividade ser ainda bastante elevado, a regulação por *price-cap* tem sido a forma de regulação que melhor se adapta, embora esta não seja aplicada de forma pura.

Embora as duas actividades sejam reguladas de forma diferente, o nível de proveitos permitidos inclui os incentivos, os custos de exploração e os custos de investimentos.

Na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, a taxa de remuneração real coincide com o parâmetro fixado pelo regulador.

Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a taxa de remuneração do capital só coincide com a implícita no cálculo dos parâmetros para cada período de regulação no caso de a empresa atingir os níveis de eficiência impostos pelo regulador, caso contrário, a taxa de remuneração pode situar-se num nível inferior ou superior ao inicialmente fixado. Uma regulação por *price-cap* incorpora, ainda, o risco associado às estimativas do consumo, variável não controlada pela empresa. Assim, apenas no primeiro ano de regulação, 1999, e beneficiando do desvio de consumos, a taxa de remuneração desta actividade superou a taxa implícita no cálculo dos parâmetros.







**CUSTOS COM LIGAÇÕES ÀS REDES  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

**Elsa Águas Eduardo Teixeira Pedro Costa**

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em Maio de 2007



## Resumo

*As redes de transporte e distribuição de energia eléctrica são operadas por entidades especificamente licenciadas para o efeito, devendo observar critérios técnicos e de segurança legalmente definidos. Paralelamente, estas redes deverão estar preparadas para dar resposta às solicitações de novas ligações e de pedidos de reforço (aumento de potência requisitada) de ligações existentes.*

*É através do estabelecimento de uma ligação à rede que qualquer instalação eléctrica, produtora ou consumidora, é integrada em exploração nas redes de transporte e distribuição de electricidade. Esta situação ocorre para instalações eléctricas muito diversas, desde habitações a lojas, parques industriais ou centrais de produção de energia, tendo um custo associado consoante a situação em particular.*

*Esta matéria - estabelecimento de ligações às redes - reveste-se de capital importância para a generalidade dos consumidores de energia eléctrica, desde logo porque é uma condição prévia de acesso ao serviço de fornecimento de energia eléctrica - sem uma ligação à rede, o consumidor não acede ao próprio serviço.*

*Paralelamente, tomando como exemplo as reclamações que são remetidas à ERSE, o estabelecimento de ligações às redes tem vindo a ser um dos principais temas a suscitar conflitos entre o operador da rede e os consumidores. Em acréscimo, a experiência de aplicação das disposições regulamentares evidenciou um difícil entendimento global das disposições sobre a matéria, que importava corrigir.*

*Este trabalho é um resumo do documento que apresentou o conjunto final de disposições sobre*

*ligações às redes, completo com todas as condições definidas no Regulamento de Relações Comerciais, com base na estimação de custos para o estabelecimento de ligações às redes. Este resumo está focado no caso de Portugal continental – cuja informação serviu de base ao estudo efectuado , muito embora o documento que esteve na sua origem refira também as regiões autónomas.*

## 1. Introdução

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelece as condições comerciais para o estabelecimento de ligações às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica de instalações produtoras ou consumidoras de energia eléctrica. Nos termos do RRC, os operadores de rede devem apresentar à ERSE propostas fundamentadas, relativamente às matérias tratadas no âmbito das ligações às redes.

A ERSE tomou em consideração as propostas apresentadas pelos diversos operadores de rede, bem como outros elementos disponíveis, que permitiram avaliar, de forma crítica, cada uma das propostas mencionadas. De entre estes elementos adicionais, contam-se as discussões havidas com os operadores de rede, bem como informação de caracterização das respectivas redes e os elementos de orçamentação fornecidos pela EDP Distribuição.

Neste contexto, a ERSE desenvolveu um estudo que procurou estimar uma função de custos para o estabelecimento de ligações às redes eléctricas, com aderência à realidade histórica e equilíbrio face ao contexto regulatório das actividades de distribuição e operação das redes.

## Análise da Informação

A ERSE analisou e tratou informação enviada pela EDP Distribuição, relativa a orçamentos de 2005, com o intuito de melhor perceber e fundamentar as opções tomadas. A informação recebida pela ERSE pôde caracterizar-se sumariamente nos seguintes termos:

- Número total de observações: 69 185, das quais 68 236 respeitam a orçamentos para ligações em baixa tensão (98,6%) e 949 a orçamentos para ligações em média tensão (1,4%).

- Valor total da potência requisitada: 1 748 MVA, dos quais 1 304 MVA respeitam a orçamentos para ligações em baixa tensão (74,6%) e 444 MVA a orçamentos para ligações em média tensão (25,4%).

- Valor dos encargos totais: 67 milhões de euros, dos quais 50 milhões de euros respeitam a orçamentos para ligações em baixa tensão (75,2%) e 17 milhões euros a orçamentos para ligações em média tensão (24,8%).

- Extensão total dos elementos de ligação: 2 393 km, dos quais 2 027 km respeitam a orçamentos para ligações em baixa tensão (84,7%) e 366 km a orçamentos para ligações em média tensão (15,3%).

A mencionada informação sobre orçamentação de ligações às redes de 2005 foi analisada, procurando extrair-se as relações principais entre as grandezas envolvidas, designadamente a potência requisitada, os comprimentos dos elementos de uso exclusivo e de uso partilhado, bem como os diversos tipos de encargos. Dessa primeira análise foi possível observar que existem diferenças significativas quanto à estrutura de encargos e de construção da ligação em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT).

Assim, denotou-se uma maior preponderância de elementos de uso exclusivo nas ligações em BT e uma maior significância de elementos de uso partilhado na MT, consubstanciada nos seguintes factos:

- Em BT, os encargos com a construção dos elementos de ligação de uso exclusivo representam cerca de 49,8% dos encargos totais orçamentados, representando os respectivos

comprimentos cerca de 70,3% dos comprimentos totais dos elementos de ligação. Por outro lado, os encargos com a construção dos elementos de ligação de uso partilhado contribuem em cerca de 12,9% para os encargos totais orçamentados e os respectivos comprimentos em cerca de 29,7% para os comprimentos totais dos elementos de ligação.

- Em MT, os encargos com a construção dos elementos de ligação de uso exclusivo representam cerca de 9,8% dos encargos totais orçamentados, representando os respectivos comprimentos cerca de 5,6% dos comprimentos totais dos elementos de ligação. Os encargos com a construção dos elementos de ligação de uso partilhado contribuem em cerca de 72,1% para os encargos totais orçamentados e os respectivos comprimentos em cerca de 94,4% para os comprimentos totais dos elementos de ligação.

Desta forma, as diferenças apuradas entre a MT e a BT, quanto à orçamentação de ligações às redes, suscitaram a necessidade de trabalhar, de forma separada, os dados relativos a cada nível de tensão. Por outro lado, da mencionada análise foi ainda possível efectuar uma depuração dos dados existentes, designadamente tendo presente os seguintes critérios:

- Foram retirados da base de dados os orçamentos que apresentam valores nulos para todas as componentes de encargos com a ligação à rede.

- Foram eliminadas da base de dados em BT as situações em que os comprimentos dos elementos de uso exclusivo e de uso partilhado são nulos mas em que existem encargos com os respectivos elementos.

- Foram eliminadas da base de dados em BT as situações em que o encargo unitário com o reforço de rede excede o valor de 88,30 euros por kVA (publicado pela ERSE para ligações em BT).

Por fim, tendo presente o conjunto de dados existentes, sobretudo em BT, a ERSE seguiu uma metodologia de repartição da base de dados, previamente depurada das situações

anteriormente mencionadas, construindo-se duas amostras diferenciadas, respectivamente para trabalhar os dados e para testar as opções delineadas.

### **Modelo de Subregulamentação**

Previamente à definição de condições e valores para as matérias a subregular, foi necessário definir um âmbito coerente para o modelo a seguir na proposta da ERSE. Assim, do ponto de vista da especificação do modelo de subregulamentação, a ERSE optou por considerar, nas análises efectuadas, os seguintes aspectos:

- O ponto de ligação à rede a considerar para efeitos de determinação dos encargos com a ligação é aquele ponto da rede que se encontra fisicamente mais próximo à instalação a ligar, independentemente de aí existirem condições para acolher a requisição de ligação, designadamente em termos de potência requisitada.

- O encargo com o reforço de redes é calculado para a totalidade da potência requisitada nas ligações às redes e para a totalidade do diferencial entre a potência requisitada anterior e a nova potência requisitada no caso de pedidos de aumento de potência.

- Na construção global do modelo de subregulamentação, a ERSE teve a preocupação de assegurar a existência de neutralidade do mesmo, no que respeita aos valores de participações recebidos pelos operadores de rede, face à situação regulamentar anterior. Esta situação visa permitir que a transição entre metodologias não implique grandes discontinuidades quanto aos valores recebidos pelos operadores de rede.

Do ponto de vista metodológico, a primeira questão a ser abordada na especificação do modelo foi a da definição dos comprimentos máximos dos elementos de ligação para uso exclusivo. A definição de tais comprimentos máximos tem reflexo na composição dos encargos a solicitar com a construção de ligações às redes, variando os encargos solicitados aos requisitantes com a construção do mencionado

elemento no mesmo sentido em que se varia o comprimento máximo. Recorda-se que o RRC estabelece que os encargos com a construção do elemento de ligação para uso exclusivo são orçamentados com base na situação efectiva e suportados pelo requisitante até à concorrência do comprimento máximo que estiver definido. As eventuais extensões de construção de elementos de uso exclusivo que excedam o respectivo comprimento máximo serão objecto de integração na extensão do elemento de ligação para uso partilhado, cujos encargos são apurados de forma distinta com base numa metodologia única e de aplicação uniforme.

Tendo presente a situação de composição da estrutura de encargos, dependente também da definição dos comprimentos máximos para o elemento de ligação para uso exclusivo, um passo seguinte na construção do modelo de subregulamentação foi o de definir a metodologia e os valores para a definição dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado.

O encargo com o reforço das redes a solicitar aos requisitantes de novas ligações às redes ou de pedidos de aumento de potência de instalações já em exploração foi tido como a componente de “fecho” do mesmo, permitindo assegurar a equivalência dos valores de participações recebidos pelo operador de rede no âmbito do modelo com o valor das participações obtidas com a aplicação do modelo anterior.

### **Comprimento máximo dos elementos de ligação para uso exclusivo**

A definição dos valores propostos para o comprimento máximo dos elementos de ligação para uso exclusivo teve por base os valores propostos pelos operadores de rede e os valores constantes da informação remetida à ERSE.

#### **Baixa Tensão**

Para Portugal continental, os valores apresentados pelos operadores de rede (entre 50 e 100 metros) resultam claramente superiores

aos valores médios que foi possível apurar do conjunto de orçamentos de ligação que constitui a base informativa remetida pela EDP Distribuição.

Os valores médios para a extensão dos elementos de ligação para uso exclusivo no conjunto de 66 mil orçamentos analisados não excedem os 22,9 metros (com cerca de 23,5 metros em média para os troços de rede aérea e aproximadamente 21,5 metros para os troços de rede subterrânea).

Assim, optou-se por considerar, na definição do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo, um valor que assegurasse que a maioria das situações constantes da base de orçamentos enviada se encontravam dentro do mencionado limite máximo e que uma boa parte dos encargos pudesse ser atribuída ao agente que os determina - uma vez que os encargos com este tipo de elemento são orçamentados para cada situação em concreto.

A Figura 1 e a Figura 2 apresentam, respectivamente, as funções cumulativas do número de situações orçamentadas que envolvem a construção de elementos de ligação para uso exclusivo e dos seus encargos, em função do comprimento daqueles mesmos elementos de ligação. Conforme se pode observar de ambas as figuras, as ligações em troços exclusivamente aéreos (“Aéreos”, nas figuras) e em troços exclusivamente subterrâneos (“Subterr.”, nas figuras) apresentam distribuições cumulativas muito próximas, registando-se apenas diferenças significativas quanto aos troços mistos (“Mistos”, nas figuras) que, dada a sua reduzida expressão em número, não influenciam significativamente as distribuições cumulativas totais (“Todos”, nas figuras).

De igual modo, a Figura 1 e a Figura 2 permitem observar que cerca de 80% do número de orçamentos de ligações envolvem a construção de elementos de ligação para uso exclusivo com comprimento até 30 metros, sendo que, até esse comprimento, se observam cerca de 62% do valor total dos encargos orçamentados com a construção de elementos de ligação para

uso exclusivo.

Por outro lado, ao considerar-se um comprimento de até 40 metros, registam-se quase 90% das situações orçamentadas e aproximadamente 75% do valor total de encargos com a construção de elementos de ligação para uso exclusivo.

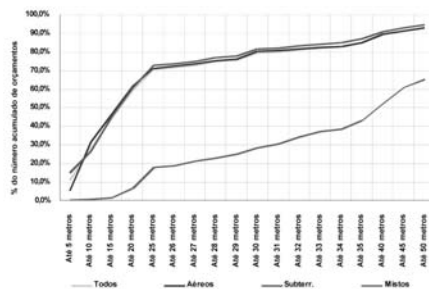


Figura 1 - Percentagem do número acumulado de orçamentos para a construção dos elementos de ligação para uso exclusivo em função do respectivo comprimento

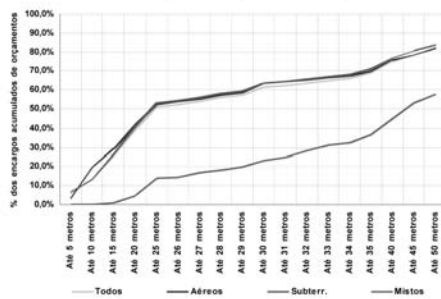


Figura 2 - Percentagem dos encargos acumulados de orçamentos para a construção dos elementos de ligação para uso exclusivo em função do respectivo comprimento

Tendo presentes os elementos atrás mencionados, resulta claro que as propostas dos operadores de rede apresentam valores para os comprimentos máximos claramente superiores aos valores médios dos comprimentos dos elementos de ligação para uso exclusivo orçamentados em 2005. Neste sentido, a ERSE optou por um valor de comprimento máximo para os elementos de ligação para uso exclusivo de 30 metros, quer para ligações em troços aéreos, quer para ligações em troços subterrâneos.

Este valor de comprimento máximo abarca cerca de 80% das situações orçamentadas em 2005 e, em termos de encargos, permite atribuir directamente aos requisitantes cerca de

62% dos encargos que a sua requisição provoca, em termos de construção de elementos de ligação para uso exclusivo. Por outro lado, a adopção de um valor idêntico para ligações em troços aéreos e para ligações em troços subterrâneos justifica-se por não se terem detectado diferenças significativas entre ambas as situações.

### Média Tensão

Em MT, verifica-se a existência de uma elevada concentração, em número, de situações em que o comprimento do elemento de ligação de uso exclusivo é nulo. Por outro lado, verifica-se que a acumulação de situações com comprimentos nulos de elementos de ligação para uso exclusivo acontece quer em ligações que envolvam rede aérea, quer em ligações que envolvam rede subterrânea.

Neste sentido, a definição dos valores de comprimentos máximos para o elemento de ligação para uso exclusivo foi efectuada tendo em conta as distribuições cumulativas referentes ao número de situações, extensão do elemento de uso exclusivo e respectivo encargo com este tipo de elemento.

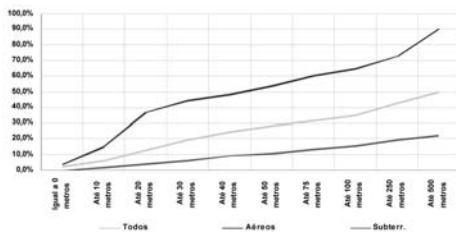


Figura 3 - Distribuição cumulativa de encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo em função da distância

Com as diferenças encontradas e o facto de nos troços de ligação em rede subterrânea existirem cerca de 78% dos encargos com a construção de elementos de ligação para uso exclusivo que se atribuem a cerca de 1,6% das situações analisadas, optou-se por efectuar a mesma análise de distribuições cumulativas sem se incluir as observações extremas que provocam o enviezamento descrito.

Assim, no caso das ligações envolvendo tro-

ços de rede subterrânea, não foram consideradas as situações individuais que envolvam um encargo com a construção do elemento de ligação de uso exclusivo superior a 100 000 euros (cerca de 30 vezes superior ao encargo médio apurado) e cujo comprimento do elemento de ligação exceda 750 metros (mais de 20 vezes o valor do comprimento médio apurado). Com a adopção deste critério conjunto, forma excluídas 3 das 311 observações que envolvem ligações em rede subterrânea. Os resultados das distribuições cumulativas corrigidas por este critério de exclusão são apresentados graficamente na Figura 4.

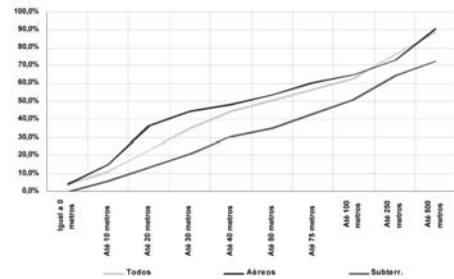


Figura 4 - Distribuição cumulativa corrigida de encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo em função da distância

Assim, considerando agora a base corrigida de ligações em rede subterrânea, observa-se que a quase totalidade das situações se concentram até 500 metros de extensão dos elementos de ligação para uso exclusivo, quer em rede aérea, quer em rede subterrânea, sendo abrangidos mais de 90% de encargos relativos a troços de rede aérea e cerca de 72,7% de encargos relativos a troços em rede subterrânea. Considerando-se a totalidade das ligações, para uma extensão do elemento de ligação para uso exclusivo até 500 metros, são cobertas cerca de 99,7% das situações e 88,5% dos encargos respectivos.

Ao considerar-se um comprimento de 250 metros para os elementos de ligação para uso exclusivo, observa-se que o número de situações abrangidas não se altera significativamente face a um comprimento de 500 metros, embora os encargos respectivos representem



cerca de 76,6% na totalidade das ligações, 73% no caso de ligações que envolvam apenas troços de rede aérea e 64,3% no caso de ligações em que apenas se faça construção de rede subterrânea.

Com base na informação atrás mencionada, considerou-se, para a definição do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo em MT, a possibilidade de adotar um de dois cenários, correspondentes a, respectivamente, um comprimento máximo de 250 metros e de 500 metros. A comparação das situações relativas aos mencionados dois cenários é efectuada no Quadro 1.

QUADRO 1

Metros	Todos os ramais		Ramais aéreos		Ramais subterrâneos	
	Num. (% acum.)	Enc. (% acum.)	Num. (% acum.)	Enc. (% acum.)	Num. (% acum.)	Enc. (% acum.)
250	98.6%	79.6%	98.5%	73.0%	98.7%	64.3%
500	99.7%	88.5%	99.8%	90.7%	99.4%	72.7%

Síntese de distribuições cumulativas corrigidas de número e de encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo (até 250 metros e até 500 metros)

Com base nos valores atrás mencionados e tendo em conta que as diferenças em termos de número de situações abrangidas com a definição de um comprimento máximo de 250 metros ou de 500 metros parece não diferir grandemente e como existe uma preponderância em MT para a classificação de elementos de ligação como sendo para uso partilhado, optou se por propor um valor de 250 metros para o comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo. De notar que a parte remanescente dos comprimentos do elemento de ligação de uso exclusivo que excede o comprimento máximo respectivo é integrada, para efeitos de determinação de encargos, no comprimento do elemento de ligação para uso partilhado.

#### **Encargos com os elementos de ligação para uso partilhado**

Do ponto de vista conceptual, a extensão do elemento de ligação para uso partilhado é determinada desde o ponto do elemento de ligação para uso exclusivo mais distante da instalação a ligar e o ponto de ligação à rede, conforme definido no próprio RRC. Paralela-

mente, deve considerar-se que a definição de comprimentos máximos para os elementos de ligação de uso exclusivo implica que as eventuais extensões deste elemento, na parte em que excedem os mencionados comprimentos máximos, passem a integrar a extensão do elemento de ligação para uso partilhado, para efeitos de cálculo de encargos. Assim, a extensão do elemento de ligação para uso partilhado a considerar para efeitos de cálculo dos encargos será a que resulta da seguinte expressão:

$$D_{UP} = D_{TOTAL} - D_{UE}$$

Em que:

+  $D_{UP}$  é a extensão do elemento de ligação para uso partilhado a considerar para efeitos de cálculo dos respectivos encargos.

+  $D_{Total}$  é a extensão total dos elementos de ligação, considerando o ponto de ligação, conforme definido regulamentarmente.

+  $D_{UE}$  é a extensão do elemento de ligação para uso exclusivo, limitada ao comprimento máximo definido.

A metodologia de cálculo dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado considera, assim, a extensão deste elemento, conforme anteriormente referido.

#### **Baixa Tensão**

A ERSE, num primeiro momento, procurou definir uma metodologia de apuramento dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado em que existisse uma relação entre as grandezas envolvidas - potência requisitada e distância - através de estudos de regressão estatísticas sobre a base de orçamentos recebida.

Uma vez que as mencionadas regressões provaram não ser estatisticamente robustas, numa segunda abordagem adoptou-se uma metodologia assente em custos médios, considerando-se os diversos limiares de potência requisitada e a natureza da rede construída - troços aéreos e troços subterrâneos.

A Figura 5 e a Figura 6 apresentam, respecti-

vamente, a distribuição das distâncias médias e dos encargos médios com a construção dos elementos de ligação por intervalos de potência requisitada. Nestas duas figuras é observável alguma tendência de crescimento, ainda que irregular, quer da distância média, quer dos encargos médios, à medida que aumenta a potência requisitada.

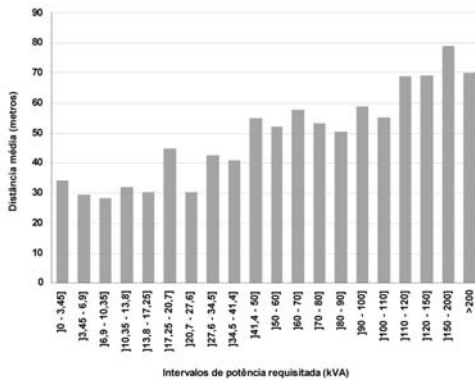


Figura 5 - Distribuição da distância média das ligações por intervalo de potência requisitada Todos os ramos

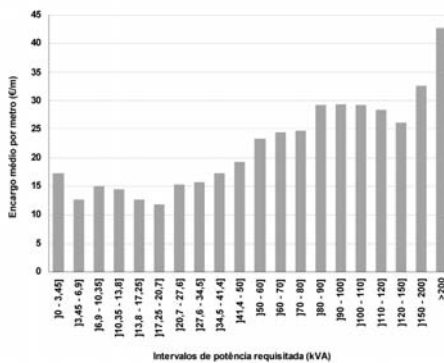


Figura 6 - Distribuição do encargo médio dos elementos de ligação por intervalo de potência requisitada Todos os ramos

A Figura 7 e a Figura 8 apresentam, respectivamente, a distribuição da distância média e dos encargos médios por intervalos de potência requisitada, de forma separada para ligações em rede aérea e em rede subterrânea.

Em ambas as situações a distribuição é irregular, particularmente no que respeita a ligações em rede aérea, se bem que, no caso de ligações em redes subterrâneas, existe uma tendência

muito ligeira para aumentar a distância média e o encargo médio à medida que aumenta a potência requisitada.

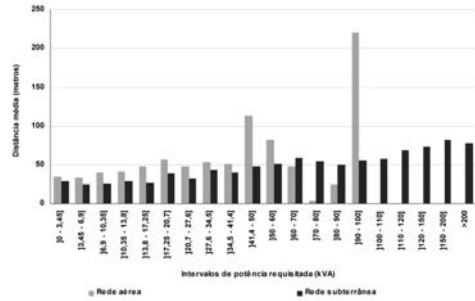


Figura 7 - Distribuição da distância média das ligações por intervalo de potência requisitada em ramos aéreos e subterrâneos

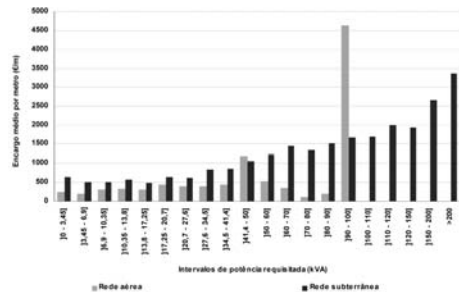


Figura 8 - Distribuição do encargo médio dos elementos de ligação por intervalo de potência requisitada em ramos aéreos e subterrâneos

Tendo presente que a abordagem inicial, assente em regressão estatística sobre os valores dos orçamentos de 2005, resultou de aplicação inviável, e que as distribuições de distância e encargo pelos intervalos de potência não apresentaram tendências muito explícitas, optou-se por reduzir o número de intervalos de potência a considerar. Neste sentido, pareceu, desde logo, razoável separar a baixa tensão normal (BTN) da baixa tensão especial (BTE), uma vez que, do ponto de vista da aplicação do modelo tarifário, ambos os limiares são também tratados de forma separada.

Por outro lado, no segmento de requisições de ligação em BTN, pareceu aconselhável tratar diferenciadamente as requisições de potência mais baixas das que requisitam valores mais elevados, fundamentalmente pelos seguintes aspectos:

QUADRO 2

Intervalo de potência (kVA)	Número (% acum.)	Potência (% acum.)	Encargos (% acum.)	Distância (% acum.)	Encargo médio por metro
]0 - 3,45]	3,88%	0,56%	4,31%	3,70%	17,39
]3,45 - 6,9]	42,57%	14,30%	31,07%	35,21%	12,67
]6,9 - 10,35]	54,91%	20,88%	40,90%	45,01%	14,96
]10,35 - 13,8]	60,34%	24,72%	45,55%	49,84%	14,36
]13,8 - 17,25]	61,88%	26,08%	46,64%	51,14%	12,62
]17,25 - 20,7]	63,49%	40,09%	68,07%	78,13%	11,85
]20,7 - 27,6]	85,91%	52,46%	70,19%	80,18%	15,36
]27,6 - 34,5]	88,26%	56,47%	73,14%	82,97%	15,84
]34,5 - 41,4]	91,92%	64,04%	77,97%	87,12%	17,33
]41,4 - 50]	93,97%	69,09%	81,96%	90,23%	19,16
]50 - 60]	95,06%	72,18%	84,43%	91,81%	23,31
]60 - 70]	96,36%	76,50%	87,80%	93,87%	24,38
]70 - 80]	97,17%	79,89%	89,80%	95,08%	24,67
]80 - 90]	97,85%	82,68%	91,68%	96,04%	29,17
]90 - 100]	98,36%	85,22%	93,32%	96,88%	29,36
]100 - 110]	98,67%	86,88%	94,25%	97,35%	29,25
]110 - 120]	98,87%	88,04%	94,95%	97,72%	28,40
]120 - 150]	99,31%	91,08%	96,43%	98,56%	26,19
]150 - 200]	99,98%	94,30%	98,21%	99,38%	32,61
>200	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	42,81
Sub total BTN	91,92%	64,04%	77,97%	87,12%	13,35
Sub Total BTE	8,08%	35,96%	22,03%	12,88%	25,52
Total BT					17,15
BTN (>20,7)	83,49%	49,09%	68,07%	78,13%	13,00
BTN (>20,7)	8,43%	14,96%	9,90%	8,96%	16,42
BTE	8,08%	35,96%	22,03%	12,88%	25,52

Distribuições relativas acumuladas de número, potência, encargos e distância, e valor de encargo médio por metro - Todos os ramais

• Em número, as situações de requisições até 20,7 kVA de potência requisitada representam cerca de 83,5% do total de orçamentos analisados para efeitos de estimação de valores, enquanto, no que respeita a valores globais de potência requisitada, o conjunto daquelas requisições não excede os 50% do total da potência requisitada no âmbito de ligações às redes. Os mencionados intervalos de potência mais baixa em BTN representam, assim, as situações mais comuns no que respeita a requisições de ligação à rede.

• Com a excepção particular do intervalo de potência requisitada até 3,45 kVA, o custo unitário por metro de construção de ligação à rede é decrescente até ao valor de 20,7 kVA, registando um incremento a partir desse valor e valores relativamente uniformes nos restantes intervalos de potência requisitada em BTN (até 41,4 kVA).

O Quadro 2 apresenta os valores relativos às distribuições relativas acumuladas por intervalo de potência de:

- Número de orçamentos analisados para estimação de valores.
- Valores de potência requisitada correspondentes aos orçamentos analisados para estimação de valores.
- Encargos com a construção de elementos de ligação nos orçamentos analisados para estimação de valores.
- Comprimentos (distâncias) dos elementos de ligação nos orçamentos analisados para estimação de valores.

No mencionado Quadro 2 é possível observar os aspectos anteriormente descritos e que fundamentam a adopção dos três intervalos de potência requisitada, para efeitos de definição dos valores a repercutir no cálculo dos encargos com a construção de elementos de ligação para uso partilhado, em particular no que respeita às colunas de distribuição relativa acumulada do número de orçamentos e da potência requisitada, bem como no que se observa da coluna de encargo médio por metro.

Por outro lado, verificaram-se esperadas diferenças, quer quanto às distribuições relativas acumuladas já mencionadas, quer quanto aos encargos médios por metro de construção, entre ligações que envolvam ramais aéreos e ligações que envolvam ramais subterrâneos. Essas diferenças são sintetizadas no Quadro 3, onde se apresentam os valores apenas para os intervalos em BTN até 20,7 kVA, em BTN acima de 20,7 kVA e em BTE.

No mencionado Quadro 3 é observável a grande diferença de custo médio na construção de ramais aéreos e ramais subterrâneos, o que justifica, assim, a adopção de preços diferenciados para cada uma destas situações. Observa-se, de igual modo, que o custo médio de construção tende a ser crescente com a potência requisitada, quer em redes aéreas, quer em redes subterrâneas.

QUADRO 3

Intervalo de potência	Número (%)	Potência (%)	Encargos (%)	Distância (%)	Encargo médio por metro
<b>Todos os ramais</b>					
BTN (>20,7)	83,49%	49,09%	68,07%	78,13%	13,00
BTN (>20,7)	8,43%	14,96%	9,90%	8,96%	16,42
BTE	8,08%	35,96%	22,03%	12,88%	25,52
<b>Ramais em rede aérea</b>					
BTN (>20,7)	95,14%	85,57%	91,72%	93,33%	7,03
BTN (>20,7)	4,31%	12,03%	6,15%	5,29%	8,31
BTE	0,55%	2,40%	2,13%	1,38%	11,08
<b>Ramais em rede subterrâneas</b>					
BTN (>20,7)	77,15%	37,24%	61,11%	66,50%	19,25
BTN (>20,7)	9,78%	14,43%	10,82%	11,47%	19,76
BTE	13,08%	48,34%	28,07%	22,03%	26,69

Distribuições relativas acumuladas de número, potência, encargos e distância, e valor de encargo médio por metro - Todos os ramais, ramais aéreos e ramais subterrâneos

Com base nos elementos atrás mencionados, a ERSE optou por propor os valores constantes do Quadro 4 para repercutir no cálculo dos encargos a suportar pelo requisitante, a título da construção dos elementos de ligação para uso partilhado.

Os valores constantes do mencionado Quadro 4 decorrem dos valores apurados para o encargo médio por metro para cada um dos intervalos de potência considerados e toman-do em atenção o tipo de rede construída para a ligação (aérea ou subterrânea). Esses valores médios podem ser observados no Quadro 3, tendo a ERSE optado por propor um factor de escalamento de 0,9, que se pode justificar pelos seguintes aspectos:

- No conjunto dos encargos orçamentados, sabe-se que existem valores que respeitam a encargos não directamente relacionados com a construção propriamente dita dos elementos de ligação. Na actual regulamentação estabelece-se que estes encargos devem ser apresentados se-paradamente no orçamento de ligação, pelo que se reduz, desta forma, a base total de encargos.

- A adopção de um valor inferior à unidade permite balancear o sinal económico entre o factor distância (presente no encargo do ele-mento de uso partilhado) e o factor potência (presente na comparticipação nos encargos com o reforço de redes).

Acresce que, de acordo com o modelo adop-tado, cerca de 10% dos encargos totais são considerados no âmbito da aplicação das tarifas de uso de rede, pelo que há racional, também por esta via, em permitir alguma redução dos encar-gos globais com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado.

QUADRO 4

Escalão de potência	Ligações em rede aérea	Ligações em rede subterrânea
BTN (<20,7)	6,30	17,10
BTN (>20,7)	7,20	18,00
BTE	9,90	23,90

Valores em € por metro linear de construção

Valores a aplicar na metodologia de cálculo dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado

Com base nos valores constantes do Quadro 4, o operador de rede deverá aplicar, consoante o tipo de rede envolvida e o escalão de potência requisitada em BT, os correspondentes valores à totalidade da extensão dos elementos de ligação para uso partilhado, expressa em metros, que deverá ser acrescida da parcela da extensão do elemento de ligação de uso exclusivo<sup>1</sup> que excede o comprimento máximo deste, definido nesta su-bregulamentação.

Metodologicamente, o apuramento dos encar-gos com a construção do elemento de ligação para uso partilhado a solicitar ao requisitante será efectuado por aplicação da seguinte expressão:

$$E^{UP} = k_p \cdot d^{UP} + k_p \cdot (d^{UE} - \overline{d^{UE}}), se(d^{UE} - \overline{d^{UE}}) > 0$$

Em que:

- $E^{UP}$  é o valor do encargo com a construção do elemento de uso partilhado.

- $d^{UP}$  é a extensão do elemento de uso parti-lhado, determinada de acordo com o RRC.

- $k_p$  é o valor a aplicar ao metro linear de construção do elemento de uso partilhado de-corrente da requisição de potência do requisi-tante.

- $d^{UE} - \overline{d^{UE}}$  é a diferença entre a extensão do elemento de uso exclusivo efectivamente necessária para satisfazer a requisição do re-quisitante e o valor do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo.

No caso de requisições conjuntas de ligação à rede, a distribuição entre os requisitantes da ligação dos encargos relativos à construção dos elementos de ligação para uso partilhado deve atender ao peso relativo da potência requisi-tada de cada requisição individual no valor da potência requisitada da requisição conjunta, bem como aos eventuais encargos que decorram do facto de o comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo ser ex-cedida. Assim, propõe-se que a distribuição dos mencionados encargos respeite a seguinte expressão:

$$E_i^{UP} = E_T^{UP} \cdot \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} + k_{p_i} \cdot (d_i^{UE} - \overline{d^{UE}}), se(d_i^{UE} - \overline{d^{UE}}) > 0$$

<sup>1</sup> A parcela de extensão do elemento de ligação de uso exclusivo a considerar para o efeito é a que resulta da diferença entre a extensão do elemento de ligação 213 uso exclusivo efectivamente a construir e o comprimento máximo, no caso de a primeira exceder este último. Assim, essa parcela de extensão em excesso face ao comprimento máximo é classificada, de acordo com o RRC e para efeitos de determinação de encargos, como elemento de ligação para uso partilhado.

Em que:

•  $E_i^{UP}$  é o valor do encargo com a construção do elemento de uso partilhado do requisitante  $i$ .

•  $E_T^{UP}$  é o valor total do encargo com a construção do elemento de uso partilhado, efectivamente classificado e construído como tal.

•  $P^i$  é a potência requisitada pelo requisitante  $i$ .

•  $k_p$  é o valor a aplicar ao metro linear de construção do elemento de uso partilhado decorrente da requisição de potência do requisitante  $i$ .

•  $d_1^{UE} - d^{UE}$  é a diferença entre a extensão do elemento de uso exclusivo efectivamente necessária para satisfazer a requisição do requisitante  $i$  e o valor do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo.

Os valores propostos pela ERSE podem fundamentar-se, para além da impossibilidade já mencionada de realizar testes de regressão que permitissem encontrar relações robustas entre as grandezas *potência* e *distância* e os encargos correspondentes, nas seguintes razões:

• Existe alguma tendência para a diferenciação dos custos construtivos dos elementos de ligação com base nos valores de potência requisitada. Essa tendência, embora não muito acentuada, permite verificar uma relação positiva entre a potência requisitada e o encargo construtivo, o que sustenta que os valores propostos sejam crescentes com os intervalos de potência referenciados.

• Existe evidência suficiente em como os encargos construtivos diferem substancialmente com o tipo de rede a construir para os elementos de ligação. Na realidade, os valores médios apurados apontam para que as ligações em rede subterrânea sejam cerca de 150% mais dispendiosas que as ligações em rede aérea. Os valores propostos têm aderência a essa realidade encontrada na informação que permitiu a extrapolação de valores.

• Os valores propostos permitem, em concordância com as restantes componentes de encargo no estabelecimento de ligações à rede,

verificar o princípio adoptado de equivalência financeira entre a aplicação do modelo regulamentar anterior e o modelo que agora se pretende implementar com a presente subregulamentação.

• Sendo um valor unitário para a distância, cada um dos valores agora propostos permite sinalizar economicamente a requisição de ligações à rede, de forma a tornar mais onerosas aquelas que se afastam mais da rede existente.

• Dos cenários elaborados e tratados pela ERSE com base na informação de orçamentos, o cenário que integra os valores propostos é aquele que provoca menores variações na composição dos encargos totais com o estabelecimento de ligações às redes.

• Conforme já referido, a ERSE optou por adoptar o cenário não totalmente coincidente com o de custos padrão (com base nos custos médios) para a construção dos elementos de ligação para uso partilhado, uma vez que se sabe que existem componentes de encargos não directamente relacionadas com a construção propriamente dita<sup>2</sup>, embora não se possa expurgar o seu efeito no custo total da construção dos elementos de ligação.

### Média Tensão

Na definição da metodologia para a reparição dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado é necessário considerar o comprimento do elemento de ligação para uso partilhado, já corrigido pelo efeito de adopção de um comprimento máximo para o elemento de ligação de uso exclusivo, já que a parte da extensão deste último que excede o comprimento máximo passa a integrar o comprimento do elemento de ligação para uso partilhado para efeitos de repartição de encargos.

Por outro lado, a mesma metodologia procurou integrar as relações existentes entre as variáveis que influenciam a requisição da ligação à rede, designadamente a potência e a distância, e os encargos com a ligação.

Com base nos valores de encargos construti-

<sup>2</sup> São disso exemplo os valores relativos a taxas municipais para atravessamento de arruamentos ou estradas municipais, bem como taxas para realização de obras na via pública.

vos e nas distâncias de construção respectivas, é possível apurar os valores médios de encargo por cada metro de elemento de ligação que se constrói, quer para o total dos orçamentos, quer para as situações que envolvam exclusivamente rede aérea ou rede subterrânea. A Figura 9 e a

Figura 10 apresentam os valores médios por metro de construção de elementos de ligação, respectivamente, para a totalidade das ligações em MT (aéreas, subterrâneas e mistas) e separadamente para as ligações que envolvam rede aérea ou que envolvam rede subterrânea.

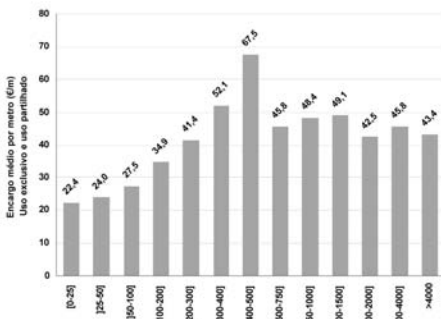


Figura 9 - Encargo médio de construção de elementos de ligação em MT

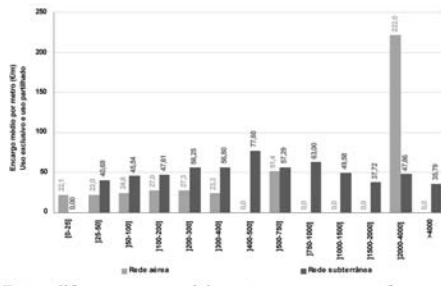


Figura 10 - Encargo médio de construção de elementos de ligação em MT

Estas diferenças, especialmente no que se refere aos encargos construtivos, justificam que se aborde separadamente as ligações em rede aérea e as ligações em rede subterrânea, no que à definição de metodologia e valores de repartição de encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado diz respeito.

Por outro lado, consideram-se como variáveis relevantes na definição destes encargos os valo-

res de potência requisitada e a distância a que a instalação a ligar se encontra da rede - com repercussão nos comprimentos dos elementos de ligação. Assim, foram efectuadas regressões lineares<sup>3</sup> entre os valores de encargos respeitantes aos elementos de ligação para uso partilhado e os valores de potência requisitada e os valores dos comprimentos daqueles elementos de ligação.

Os resultados obtidos pareceram ser estatisticamente mais relevantes para a regressão linear entre os encargos construtivo e a distância e, neste quadro, estatisticamente mais robustas no que se refere a redes aéreas do que na situação envolvendo ligações em rede subterrânea. Assim, foram ponderados os valores médios dos encargos construtivos (em função da distância) e efectuou-se uma correcção à base de orçamentos de ligações envolvendo rede subterrânea no sentido de eliminar as observações extremas e averiguar da eventual existência de uma regressão linear mais robusta. Os resultados nesta última situação vieram a comprovar a existência de uma regressão linear mais significativa em termos estatísticos também para as ligações envolvendo rede subterrânea.

Da ponderação das diferentes situações resultou, assim, a existência dos seguintes possíveis cenários:

- + Cenário 1 - Adopção dos valores médios de encargo com a construção do elemento de ligação para uso partilhado, quer para rede aérea (23,75 euros por metro), quer para rede subterrânea (44,43 euros por metro).
- + Cenário 2 - Adopção dos coeficientes de regressão iniciais, apurados não se considerando qualquer segmentação da amostra de dados, quer para rede aérea (20,14 euros por metro), quer para rede subterrânea (26,74 euros por metro).
- + Cenário 3 - Adopção do coeficiente de regressão inicial para rede aérea (20,14 euros por metro) e o valor médio de encargos com a construção do elemento de ligação para uso partilhado para rede subterrânea (44,43 euros por metro).

<sup>3</sup> Essas regressões foram efectuadas para a totalidade dos orçamentos e, separadamente, para os orçamentos em que a ligação envolva apenas construção de elementos em rede aérea ou construção de elementos em rede subterrânea. Acresce que se optou por considerar um ajustamento de regressão com ordenada nula na origem.

<sup>4</sup> O valor de R<sup>2</sup> aumenta da situação inicial de regressão para a situação de regressão com base em amostra expurgada de valores extremos, situando-se em cerca de 80% nesta última situação.

• Cenário 4 - Adopção do coeficiente de regressão inicial para rede aérea (20,14 euros por metro) e do coeficiente de regressão ajustada - sem as situações em que o comprimento do uso partilhado excede 1 500 metros e o encargo respectivo 100 000 euros para rede subterrânea (43 euros por metro).

Qualquer das abordagens atrás mencionadas como estando subjacentes aos cenários para a metodologia e valores de repartição de encargos com a construção de elementos de ligação para uso partilhado é baseada nos valores reais de orçamentação fornecidos pelo operador de rede. Acresce que, do ponto de vista estatístico, se encontraram relações relativamente robustas entre os encargos e os comprimentos do elemento de ligação para uso partilhado.

A ERSE considerou adequado optar por propor a adopção do cenário 4 atrás descrito. Tal é justificado por se terem conseguido apurar coeficientes de regressão, quer para rede aérea, quer para rede subterrânea, com razoável robustez estatística. Assim, a metodologia e valores de repartição de encargos com a construção de elementos de ligação para uso partilhado a aplicação de um preço unitário a cada metro de construção do respectivo elemento (considerando as eventuais extensões do elemento de ligação de uso exclusivo que excedem o respectivo comprimento máximo), será a seguinte:

• Para ligações que envolva construção em rede aérea a aplicação de um preço de 20,14 euros por cada metro de construção do respectivo elemento de ligação para uso partilhado.

• Para ligações que envolva construção em rede subterrânea a aplicação de um preço de 43 euros por cada metro de construção do respectivo elemento de ligação para uso partilhado.

Assim, de forma análoga ao que acontece para a BT, no caso da MT, o operador de rede deverá aplicar, consoante o tipo de rede envolvida, os valores respectivos tomando em consideração a totalidade da extensão dos elementos de ligação para uso partilhado, expressa em metros, que deverá ser acrescida da

parcela da extensão do elemento de ligação de uso exclusivo que excede o comprimento máximo deste, definido nesta subregulamentação. O apuramento dos encargos com a construção do elemento de ligação para uso partilhado a solicitar ao requisitante de ligação em MT será efectuado por aplicação da seguinte expressão:

$$E^{UP} = k_p \cdot d^{UP} + k_p \cdot (d^{UE} - \overline{d^{UE}}), \text{se}(d^{UE} - \overline{d^{UE}}) > 0$$

Em que:

•  $E^{UP}$  é o valor do encargo com a construção do elemento de uso partilhado.

•  $d^{UP}$  é a extensão do elemento de uso partilhado, determinada de acordo com o RRC.

•  $k_p$  é o valor a aplicar ao metro linear de construção do elemento de uso partilhado.

•  $d^{UE} - \overline{d^{UE}}$  é a diferença entre a extensão do elemento de uso exclusivo efectivamente necessária para satisfazer a requisição do requisitante e o valor do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo.

No caso de requisições conjuntas de ligação à rede e sempre que ocorrerem, a distribuição entre os requisitantes da ligação dos encargos relativos à construção dos elementos de ligação para uso partilhado deve atender ao peso relativo da potência requisitada de cada requisição individual no valor da potência requisitada da requisição conjunta, bem como aos eventuais encargos que decorram do facto de o comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo ser excedido. Assim, analogamente à BT, propõe-se que a distribuição dos mencionados encargos respeite a seguinte expressão:

$$E_i^{UP} = E_T^{UP} \cdot \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} + k_{p_i} \cdot (d_i^{UE} - \overline{d^{UE}}), \text{se}(d_i^{UE} - \overline{d^{UE}}) > 0$$

Em que:

•  $E_i^{UP}$  é o valor do encargo com a construção do elemento de uso partilhado do requisitante i.

•  $E_T^{UP}$  é o valor total do encargo com a cons-

trução do elemento de uso partilhado, efectivamente classificado e construído como tal.

+  $p_i$  é a potência requisitada pelo requisitante  $i$ .

+  $k_{pi}$  é o valor a aplicar ao metro linear de construção do elemento de uso partilhado decorrente da requisição de potência do requisitante  $i$ .

+  $d_{iUE} - \overline{d^{UE}}$  é a diferença entre a extensão do elemento de uso exclusivo efectivamente necessária para satisfazer a requisição do requisitante  $i$  e o valor do comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo.

### Encargos relativos ao reforço das redes

No que respeita ao encargo com o reforço de redes, torna-se necessário recordar que o encargo com o reforço de redes é calculado para a totalidade da potência requisitada nas ligações às redes e para a totalidade do diferencial entre a potência requisitada anterior e a nova potência requisitada, no caso de pedidos de aumento de potência.

Como atrás se referiu, esta situação é distinta da situação vigente no âmbito do anterior modelo regulamentar, em que a comparticipação com o reforço das redes só se tornava exigível a partir do valor de potência de referência em vigor para cada local.

Por outro lado, na especificação do modelo de subregulamentação proposto pela ERSE, o reforço de redes surge como a componente de encargos que assegura o fecho do modelo, para que haja equivalência financeira aproximada entre o conjunto dos encargos globais com o estabelecimento de ligações às redes por aplicação da metodologia decorrente do anterior modelo regulamentar e a metodologia que decorre do actual RRC.

### Baixa Tensão

Na definição da metodologia de apuramento dos encargos com o reforço das redes, a ERSE começou por analisar a informação existente relativa a orçamentos de ligação à rede em 2005, bem como a proposta dos operadores de

rede de distribuição.

A análise da informação existente sobre os orçamentos para o estabelecimento de ligação à rede, efectuada previamente à definição de valores para integrarem a proposta de metodologia, testou a existência de relações entre o valor de potência requisitada e os encargos com o reforço de rede solicitados aos requisitantes. No âmbito da anterior metodologia regulamentar, para determinar os valores com a comparticipação no reforço das redes, as disposições existentes estabeleciam um valor de 88,30 €/kVA para os valores de potência acima dos limiares de referência existentes (20 kVA, 50 kVA e 100 kVA, consoante a localidade).

A Figura 11 apresenta a forma como se distribuem os encargos com o reforço de rede solicitados aos requisitantes nos orçamentos de 2005, em função do valor de potência requisitada. Essa mesma figura apresenta apenas os valores relativos aos orçamentos analisados na amostra de trabalho e em que o encargo com o reforço de redes é não nulo.

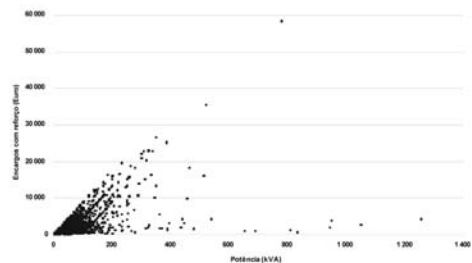


Figura 11 - Encargo com o reforço de rede em função da potência requisitada

Da análise da Figura 11 é possível observar que não existe uma relação linear entre o encargo com o reforço de redes que é solicitado ao requisitante e o respectivo valor de potência requisitada. Contudo, existe um limite superior que é uma função directa do valor unitário de reforço aprovado pela ERSE para cálculo dos encargos com o reforço de redes - 88,30 €/kVA. Tal inexistência de relação directa entre potência e encargos, excepção feita ao limite superior mencionado, poderá dever-se a dois factores distintos:



- Existência de três limiares de potência de referência distintos, o que conduz a que o encargo com o reforço de rede se comece a calcular a partir de valores diferenciados de potência requisitada.

- Aplicação de factores de simultaneidade em situações de potência requisitada por um conjunto de instalações, o que provoca que os valores de potência de referência individuais sejam ainda mais dispersos que os três limiares existentes.

A Figura 12, em que se apresenta a dispersão do encargo médio de reforço, apurado dividindo o valor do encargo solicitado ao requisitante pelo valor de potência requisitada, parece confirmar o padrão pouco regular das participações solicitadas aos requisitantes para o reforço das redes, ainda que se detectem algumas semelhanças com a existência de uma relação logarítmica entre encargo e potência em alguns conjuntos de dados isolados.

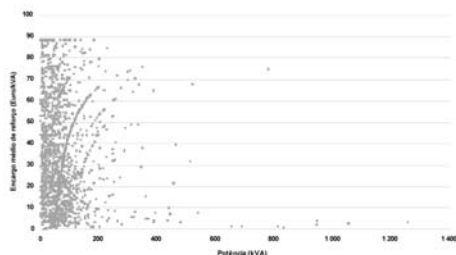


Figura 12 - Encargo médio de reforço por potência requisitada

Uma vez que não se encontrou uma relação particularmente evidente entre os encargos com o reforço de rede e os valores de potência requisitada, importou averiguar a forma como se comportavam as distribuições cumulativas do número de situações em que se solicitaram encargos com o reforço, valores globais de potência requisitada e valores globais de encargos. Na Figura 13 apresenta-se uma representação gráfica dessas distribuições, por intervalos de potência requisitada, sendo perceptível que a acumulação do número de situações acontece muito mais rapidamente que a acumulação de encargos e de potência requisitada, que seguem uma tendência muito próxima.

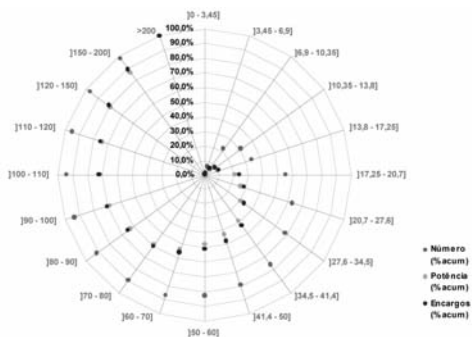


Figura 13 - Distribuição cumulativa do número de situações em que se solicitaram encargos com o reforço, potência requisitada e encargos correspondentes

Assim, tendo presente a necessidade de que os encargos com o reforço de redes assegurem, no âmbito do modelo de subregulamentação que agora se propõe, a equivalências entre as participações globais na situação de aplicação da metodologia ainda em vigor e na situação que se pretende implementar, a metodologia e valores de apuramento dos encargos de reforço de rede em BT toma em consideração as restantes disposições regulamentares aplicáveis às ligações às redes, designadamente quanto a comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo e metodologia e valores de apuramento dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado. Os cenários considerados quanto ao desenho global do modelo de subregulamentação podem, sucintamente, descrever-se da seguinte forma:

- Cenário C1.30 - corresponde à adopção de um comprimento máximo para o elemento de ligação de uso exclusivo de 30 metros e dos valores de preço para a construção do elemento de ligação para uso partilhado que decorrem das médias dos valores apurados na base de orçamentos. O encargo de reforço é calculado aplicando o preço de 0,15 euros aos valores quadráticos da potência requisitada.

- Cenário C1.40 - corresponde à adopção de um comprimento máximo para o elemento de ligação de uso exclusivo de 40 metros e dos valores de preço para a construção do elemento de ligação para uso partilhado que decorrem

das médias dos valores apurados na base de orçamentos. O encargo de reforço é calculado aplicando o preço de 0,15 euros aos valores quadráticos da potência requisitada.

+ Cenário C2.30 - corresponde à adopção de um comprimento máximo para o elemento de ligação de uso exclusivo de 30 metros e dos valores de preço para a construção do elemento de ligação para uso partilhado que decorrem das médias dos valores apurados na base de orçamentos afectas de um escalar de 0,9. O encargo de reforço é calculado aplicando o preço de 0,17 euros aos valores quadráticos da potência requisitada.

+ Cenário C2.40 - corresponde à adopção de um comprimento máximo para o elemento de ligação de uso exclusivo de 40 metros e dos valores de preço para a construção do elemento de ligação para uso partilhado que decorrem das médias dos valores apurados na base de orçamentos afectas de um escalar de 0,9. O encargo de reforço é calculado aplicando o preço de 0,17 euros aos valores quadráticos da potência requisitada.

Neste contexto, a ERSE opta por propor para vigorar em Portugal continental uma metodologia de apuramento de encargos com o reforço de rede que assenta numa sinalização económica mais forte das potências mais elevadas, traduzido na aplicação de um preço unitário aos valores quadráticos da potência requisitada. O preço unitário proposto é de 0,17 euros a aplicar ao quadrado da potência requisitada, que corresponde à adopção do cenário C1.30 anteriormente descrito. O valor proposto é apurado tendo em consideração que o reforço de redes é encarado como a variável de fecho do modelo de subregulamentação, conforme já explicitado, e que o valor unitário de reforço depende também dos valores adoptados para o comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo e para os preços a aplicar na construção de elementos de ligação para uso partilhado, procurando assegurar-se, tanto quanto possível, a equivalência dos cash-flows gerados pela situação actual e pela aplicação do

conjunto de parâmetros propostos.

Por fim, refira-se que é proposto que seja adoptado um valor mínimo de 5 euros para a factura a apresentar ao cliente a respeito do estabelecimento de ligações às redes ou pedidos de aumento de potência. A fixação deste limiar mínimo de encargo global é particularmente mais relevante nas situações de pedidos de aumento de potência, que podem apenas comportar para o requisitante encargos com o reforço das redes<sup>5</sup> nem sempre de valor que justifique os encargos administrativos em que o operador de rede incorre para apreciar e tratar o pedido.

### Média Tensão

Em MT, tomando a base de orçamentos de ligação como referência, o número de situações em que foram solicitados ao requisitante encargos com o reforço de redes é muito diminuto, face à totalidade da amostra. Na realidade, apenas em pouco mais de 4% do número total de orçamentos de ligação à rede em MT houve lugar ao pagamento de encargos com o reforço de redes. Faz-se notar que, no âmbito da metodologia ainda em vigor, apenas para potências requisitadas superiores a 2 000 kVA existe lugar a comparticipação nos encargos de reforço das redes, por aplicação de um preço unitário de 37,40 euros por cada kVA requisitado acima do limiar de referência.

Nestas circunstâncias, o estudo da distribuição dos encargos com o reforço de rede em MT é afectado pelo reduzido número de situações da amostra de orçamentos, ainda que se possa inferir que essas situações são mais frequentes nas ligações que envolvem construção de redes subterrâneas do que nas situações em que apenas se constrói rede aérea. A Figura 14, com as limitações atrás mencionadas, apresenta a distribuição dos encargos médios de reforço de rede por unidade de potência requisitada, para os diversos intervalos de potência considerados, sendo observável que a existência de comparticipações nos encargos de reforço de rede tende a concentrar-se para potências

<sup>5</sup> Atente-se no exemplo de um pedido de aumento de potência de 3,45 kVA, em que não haja necessidade de alterar o elemento de ligação para uso exclusivo, o que, nos termos de apuramento do encargo com o reforço de rede, acarretaria um encargo global de cerca de 2,02 euros (0,17 euros x 3,452).

requisitadas mais elevadas e, em particular, para potências requisitadas superiores a 2 000 kVA.

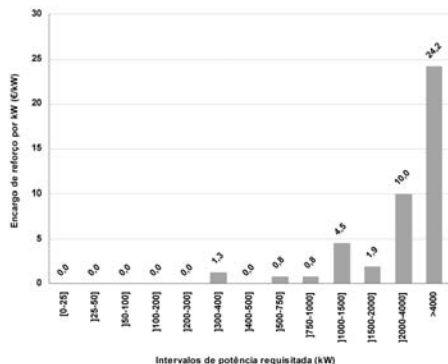


Figura 14 - Distribuição dos encargos médios de reforço de redes por unidade de potência requisitada

Desta forma, a ERSE optou por considerar, na definição do actual modelo de subregulamentação, os encargos de reforço de redes em MT com uma distribuição linear, tendo em consideração a necessidade de se verificar as seguintes situações:

- + Assegurar a aplicação de encargos de reforço de redes desde o primeiro kVA de potência requisitada.
- + Assegurar o princípio de equivalência financeira entre os modelos regulamentar ainda em vigor e o que se pretende actualmente implementar, assumindo-se o encargo de reforço como sendo a variável de fecho do modelo para este efeito.

Tomando em consideração o exposto, os encargos com o reforço de rede em MT serão calculados com base na aplicação de um preço linear aos valores de potência requisitada, dependente do cenário adoptado para o modelo de subregulamentação<sup>6</sup> que se pretende aprovar. Uma vez que, no que respeita ao comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo em MT, foi proposto um valor de 250 metros e que, para a valorização dos encargos com a construção de elementos de ligação para uso partilhado, foram propostos valores de 20,14 euros por metro linear e de 43 euros por metro linear, respectivamente, para

ligações em rede aérea e ligações em rede subterrânea, o valor que se propõe para o reforço de redes é de 8,86 euros por cada kVA de potência requisitada.

O valor agora proposto é apurado por analogia com o que foi efectuado em BT, sendo o encargo com o reforço de rede a variável de fecho do modelo de subregulamentação, tendo em consideração os valores adoptados para o comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo e a metodologia e valores de apuramento dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado. Assim, o valor de 8,86 euros por cada kVA requisitado corresponde ao que é necessário para equivaler os cash-flows gerados na situação actualmente em vigor e a que decorre do modelo agora proposto.

#### Análise de desvios e situações específicas

Tendo presente o modelo proposto, quer quanto às ligações à rede em BT, quer no que respeita ao estabelecimento de ligações à rede em MT, importa averiguar a forma como se repercute a aplicação do modelo apresentado, nomeadamente por comparação com a aplicação da situação anterior.

A análise de impactes e de desvios aqui efectuada justifica-se fundamentalmente para averiguar a consistência global do modelo proposto, designadamente quanto à adequação dos sinais económicos que se pretende transmitir (distância das instalações à rede a ligar e potência requisitada). Importa, antes de mais, verificar se o modelo globalmente se comporta conforme é esperado que ocorra aquando da definição individual das metodologias e valores propostos.

A este respeito convirá sublinhar que, apesar de se fazerem algumas comparações a título individual entre a situação ainda em vigor e a que decorre do modelo actualmente em proposta, estas não são de aplicação factual. Na realidade, a requisição de ligação à rede ocorre, tipicamente, uma vez para cada instalação, não havendo uma base de comparação inter-tem-

<sup>6</sup> O cenário de subregulamentação depende do valor do comprimento máximo adoptado para o elemento de ligação de uso exclusivo e da metodologia e valores de apuramento dos encargos com a construção dos elementos de ligação para uso partilhado. Os encargos globais de reforço de redes devem, assim, assegurar a componente de encargos que não é assegurada conjuntamente pelos encargos relativos aos elementos de uso das redes de uso exclusivo, de uso partilhado e valor que é repercutido nos custos aceites para efeitos de definição das tarifas de uso das redes.

poral para a mesma situação. O que é provável que o requisitante compare directamente não é o encargo global na vigência de uma ou outra metodologia, mas antes o encargo global da sua situação particular com os encargos de outras ligações à rede análogas de que tenha conhecimento.

Convirá recordar que, na aplicação da metodologia ainda em vigor, o carácter particular com que cada ligação à rede era tratada por exemplo pela variação da potência de referência do local, com efeitos no encargo com o reforço de rede, dificultava um entendimento homogéneo da regulamentação. Com efeito, a percepção global quanto a esta aplicação não homogénea da metodologia foi comunicada mesmo pelos próprios operadores de rede, suscitando que estes incorressem em custos de formação para debelar esta dificuldade.

Na avaliação de tais impactes, dada a discrepância muito significativa de observações nas bases de dados relativas a orçamentos de ligação à rede em BT e em MT, a abordagem será diferenciada por nível de tensão, nos seguintes termos:

- Em BT, serão apresentados casos típicos, que decorrem das situações mais frequentes, quer quanto a valores de potência requisitada, quer quanto aos comprimentos do elemento de ligação de uso exclusivo.
- Em MT, tomando a totalidade de orçamentos existentes, a respectiva base foi segmentada tomando em consideração os valores médios de potência requisitada e de comprimento do elemento de ligação de uso exclusivo, bem como o valor proposto para o comprimento máximo deste último.

### Baixa Tensão

Em BT, para avaliar de que forma a transição entre o quadro regulamentar ainda vigente e a proposta de subregulamentação atrás apresentada se reflecte nos diversos casos existentes de requisição de ligação à rede, foi utilizada a base de dados de orçamentos empregue nos testes de consistência aos resultados obtidos. Por ou-

tro lado, foi considerada a distribuição do número de orçamentos de ligação à rede em BT pelos diferentes intervalos de potência requisitada, de modo a identificar as situações mais frequentes, para as quais a criticidade de avaliar os impactes da introdução do novo modelo é maior. A Figura 15 apresenta essa distribuição, sendo perceptível a maior importância da BT normal (potência até 41,4 kVA) e, em particular, os intervalos de potência requisitada entre 3,45 e 6,9 kVA, entre 6,9 e 10,35 kVA e entre 17,25 e 20,7 kVA. Para todos estes intervalos, os limites superiores respectivamente, 6,9 kVA, 10,35 kVA e 20,7 kVA - apresentaram uma frequência muito superior aos demais valores contidos nos intervalos.

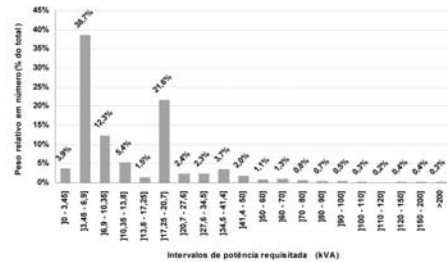


Figura 15 - Distribuição do número de orçamentos de ligação em BT por potência

Assim, tomando esta informação, e dada a proximidade dos intervalos de potência entre 3,45 e 6,9 kVA e entre 6,9 e 10,35 kVA, foram seleccionados, como situações típicas ou exemplificativas, os seguintes valores para testar os impactes da introdução do modelo agora proposto:

- Orçamentos de ligação à rede com potência requisitada de 6,9 kVA.
- Orçamentos de ligação à rede com potência requisitada de 20,7 kVA.
- Orçamentos de ligação à rede com potência requisitada entre 50 e 100 kVA.

Tendo em consideração que o comprimento máximo proposto para o elemento de ligação de uso exclusivo se situa, na actual proposta, em 30 metros, para cada uma das situações de requisição acima mencionadas foram avaliados os casos em que o comprimento orçamentado

do elemento de ligação de uso exclusivo foi inferior e superior aos mencionados 30 metros. De forma a reduzir o número de observações, foram utilizados comprimentos padrão para as situações em que o elemento de ligação de uso exclusivo é inferior ou superior ao respectivo limite máximo proposto - 25 metros para a situação em que não se excede o comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo e 50 metros para a situação em que o comprimento máximo é excedido.

Paralelamente, foi também caracterizada a situação geral decorrente da base de orçamentos utilizada (para os valores e situações mencionados) e efectuada a sua diferenciação em função da natureza da construção envolvida ligações em rede aérea e ligações em rede subterrânea.

Para cada um dos grupos identificados de acordo com o processo anteriormente descrito foram apurados os valores médios dos encargos totais que haviam sido orçamentados com a aplicação das disposições ainda em vigor (situação ex-ante) e dos encargos totais decorrentes da aplicação do modelo proposto (situação ex-post). A comparação destes valores médios aparece explicitada no Quadro 5.

QUADRO 5

	Rede aérea			Rede aérea			Rede subterrânea		
	Encargo total ex-ante	Encargo total ex-post	Diferença (%)	Encargo total ex-ante	Encargo total ex-post	Diferença (%)	Encargo total ex-ante	Encargo total ex-post	Diferença (%)
6,9 kVA (p-30m)	388,87	417,35	4,3%	184,83	208,15	7,3%	878,77	888,71	0,9%
6,9 kVA (p-50m)	487,87	499,93	2,6%	281,82	288,21	2,6%	988,79	975,90	-1,4%
20,7 kVA (p-30m)	582,40	598,23	3,6%	287,88	308,14	23,8%	702,34	797,28	13,2%
20,7 kVA (p-50m)	787,27	787,47	0,0%	504,33	499,29	-0,9%	1.340,38	1.076,48	-19,3%
50-100 kVA (p-30m)	2.438,67	2.384,76	-2,2%	2.284,63	1.789,36	-21,7%	2.346,46	2.003,87	-15,0%
50-100 kVA (p-50m)	2.438,65	2.335,75	-4,2%	2.187,70	1.862,93	-14,9%	2.330,87	2.003,87	-13,6%
Total	738,97	808,97	9,2%	107,68	394,86	7,9%	634,26	603,42	-4,9%

Diferença de encargos totais com ligações à rede em BT  
Situação inicial vs situação decorrente do modelo

Nota: para rede aérea, na situação de potência requisitada superior a 50 kVA, o limite superior foi alargado até aos 200 kVA, uma vez que a base de orçamentos utilizada não continha situações de requisição com as características do intervalo inicial.

Conforme se observa do mencionado Quadro 1, em geral, tomando em consideração o global das situações construtivas envolvidas, observa-se uma redução de encargos solicitados aos requisitantes de ligação à rede em BT em cerca de 2,6% (cerca de 18,50 euros). Contudo, esse impacto não é linear a todas as situações ana-

lisadas, sendo concentrado nos intervalos de potência requisitada mais elevada (entre 50 e 100 kVA de potência requisitada).

A este propósito refira-se que, no actual modelo regulamentar e de acordo com o que se propõe para a subregulamentação, todos os requisitantes passam a compartilhar nos encargos de reforço de redes, situação que anteriormente só acontecia para as situações em que os valores de potência de referência eram excedidos. Desta forma é expectável que para valores mais reduzidos de potência requisitada haja um agravamento médio do encargo total, por via da introdução de encargos relativos à comparticipação nos custos de reforço de rede.

Do Quadro 1 observa-se ainda que as variações entre as situações ex-ante e ex-post são, por norma, mais significativas para a rede aérea, havendo, para o total dos orçamentos que envolvem este tipo de construção, uma diminuição média de encargos da ordem dos 7,5% (redução em cerca de 23 euros no encargo com a ligação à rede).

Já no que respeita a encargos com a construção de ligação em rede subterrânea, entre a situação ex-ante e a situação ex-post, regista-se um agravamento de encargo médio da ordem dos 1,7% para o total de situações consideradas, apesar de existirem intervalos de potência em que o encargo total regista uma diminuição. A Figura 16 e a Figura 17 apresentam graficamente a análise explicitada no Quadro 1.

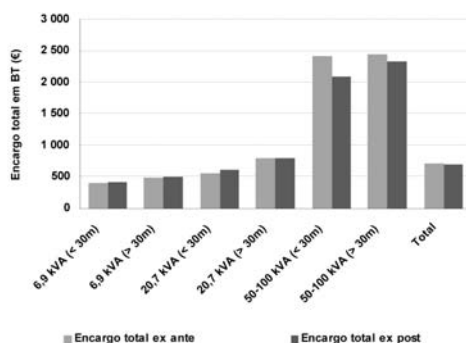


Figura 16 - Diferença de encargos totais com ligações à rede em BT

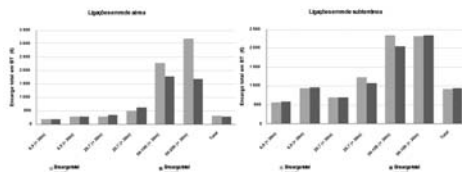


Figura 17- Diferença de encargos totais com ligações à rede em BT

Por fim, para avaliar o impacto que o modelo de subregulamentação proposto acarreta para as situações de ligações com comprimentos mais longos, foram seleccionadas 4 situações, procurando retratar as duas principais realidades construtivas, com potências mais baixas (10,35 kVA, em dois dos casos) e potências mais elevadas (34,5 kVA e 90 kVA) para averiguar também a forma como se repartem os encargos. As situações seleccionadas são apresentadas no Quadro 6 e no

Quadro 7, onde se efectua a descrição das características essenciais das requisições de ligação, se mencionam os encargos orçamentados (por tipo de encargo) e se esclarece quais os encargos decorrentes da aplicação do modelo proposto.

### Média Tensão

Conforme se referiu atrás, a análise dos impactos da aplicação da metodologia e valores propostos para o estabelecimento de ligação à rede em MT parte de um processo de segmentação da base de dados de orçamentos disponíveis, em que os respectivos elementos diferenciadores são o valor médio da potência requisitada, o valor médio do comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo e o valor proposto para o comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo.

Uma vez encontrados os segmentos para esta análise, foi avaliado o peso relativo de cada um no conjunto de orçamentos existentes (em número) e comparados os encargos que o requisitante é chamado a suportar com a aplicação das disposições ainda em vigor (situação ex-ante) e

QUADRO 6

Características da requisição		Características da requisição	
Potência requisitada	10,35 kVA	Potência requisitada	10,35 kVA
Comprimentos UE	130 metros	Comprimentos UE	31 metros
LP	304 metros	LP	193 metros
Total	470 metros	Total	224 metros
Tipo de rede	Alta	Tipo de rede	Subtensão
<b>Situação ex-ante</b>		<b>Situação ex-ante</b>	
Encargos UE	702,19 euros	Encargos UE	700,31 euros
Encargos LP	3 568,00 euros	Encargos LP	1 720,00 euros
Encargos exp. rede	0,00 euros	Encargos exp. rede	0,00 euros
Encargos rede	0,00 euros	Encargos rede	0,00 euros
Encargo total	4 770,19 euros	Encargo total	2 420,31 euros
<b>Situação ex-post</b>		<b>Situação ex-post</b>	
Encargos UE	165,02 euros	Encargos UE	677,72 euros
Encargos LP	2 772,00 euros	Encargos LP	1 233,00 euros
Encargos rede	18,21 euros	Encargos rede	18,21 euros
Encargo total	2 955,23 euros	Encargo total	1 928,93 euros
<b>Diferenças</b>		<b>Diferenças</b>	
Encargos UE	-77,8%	Encargos UE	-3,2%
Encargos LP	-40,7%	Encargos LP	-29,9%
Encargos rede	-	Encargos rede	-
Encargo total	-37,8%	Encargo total	-50,7%

Comparação de encargos em situações tipificadas Potência requisitada de 10,35 kVA

QUADRO 7

Características da requisição		Características da requisição	
Potência requisitada	34,5 kVA	Potência requisitada	90 kVA
Comprimentos UE	55 metros	Comprimentos UE	33 metros
LP	262 metros	LP	127 metros
Total	317 metros	Total	160 metros
Tipo de rede		Tipo de rede	
<b>Situação ex-ante</b>		<b>Situação ex-ante</b>	
Encargos UE	116,72 euros	Encargos UE	1 027,02 euros
Encargos LP	1 442,70 euros	Encargos LP	4 431,00 euros
Encargos exp. rede	0,00 euros	Encargos exp. rede	0,00 euros
Encargos rede	1 280,35 euros	Encargos rede	3 532,00 euros
Encargo total	2 839,83 euros	Encargo total	8 990,02 euros
<b>Situação ex-post</b>		<b>Situação ex-post</b>	
Encargos UE	63,67 euros	Encargos UE	933,65 euros
Encargos LP	2 066,40 euros	Encargos LP	3 107,00 euros
Encargos rede	202,34 euros	Encargos rede	1 377,00 euros
Encargo total	2 332,41 euros	Encargo total	5 417,65 euros
<b>Diferenças</b>		<b>Diferenças</b>	
Encargos UE	-45,5%	Encargos UE	-6,1%
Encargos LP	43,2%	Encargos LP	-29,9%
Encargos rede	-84,2%	Encargos rede	-61,0%
Encargo total	-17,9%	Encargo total	-39,7%

Comparação de encargos em situações tipificadas Potência requisitada de 34,5 kVA e de 90 kVA

os encargos que decorrem da aplicação do modelo de subregulamentação agora proposto (situação ex-post). Os segmentos mencionados podem caracterizar-se da seguinte forma:

+ Segmento A - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é inferior ao valor médio total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento de ligação de uso exclusivo é inferior ao comprimento médio total do elemento de ligação de uso exclusivo (21,7 metros). Este segmento corresponde a 69,3% das situações orçamentadas em 2005.

+ Segmento B - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é superior ao valor médio

total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento de ligação de uso exclusivo é inferior ao comprimento médio total do elemento de ligação de uso exclusivo (21,7 metros). Este segmento corresponde a 18,1% das situações orçamentadas em 2005.

• Segmento C - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é inferior ao valor médio total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento de ligação de uso exclusivo se situa entre o comprimento médio total do elemento de ligação de uso exclusivo (21,7 metros) e o comprimento máximo proposto para este tipo de elemento de ligação (250 metros). Este segmento corresponde a 7,1% das situações orçamentadas em 2005.

• Segmento D - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é superior ao valor médio total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento de ligação de uso exclusivo se situa entre o comprimento médio total do elemento de ligação de uso exclusivo (21,7 metros) e o comprimento máximo proposto para este tipo de elemento de ligação (250 metros). Este segmento corresponde a 3,9% das situações orçamentadas em 2005.

• Segmento E - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é inferior ao valor médio total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento de ligação de uso exclusivo é superior ao comprimento máximo proposto para o elemento de ligação de uso exclusivo (250 metros). Este segmento corresponde a 1,1% das situações orçamentadas em 2005.

• Segmento F - corresponde às requisições de ligação à rede em que o valor individual da potência requisitada é superior ao valor médio total da potência requisitada (469,2 kVA) e em que o comprimento individual do elemento

de ligação de uso exclusivo é superior ao comprimento máximo proposto para o elemento de ligação de uso exclusivo (250 metros). Este segmento corresponde a 0,6% das situações orçamentadas em 2005.

A Figura 18 apresenta graficamente este processo de segmentação, bem como o peso relativo de cada segmento no conjunto dos orçamentos e situações analisadas em MT.

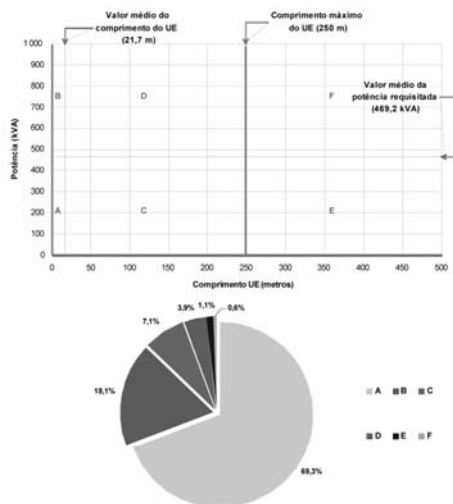


Figura 18 - Segmentação de ligações em MT e peso relativo de cada segmento

Com base nos segmentos mencionados, a confrontação entre a situação *ex ante* e a situação *ex post*, conforme atrás descritas, tomando em consideração o encargo total médio de cada segmento numa e outra circunstâncias, é apresentada no Quadro 8.

QUADRO 8

	Encargo total <i>ex ante</i>	Encargo total <i>ex post</i>	Diferença (%)
A	11 161,64	10 281,45	-7,9%
B	42 911,95	37 762,94	-12,0%
C	6 891,22	7 903,69	14,7%
D	14 205,73	19 830,81	39,6%
E	16 981,70	15 053,75	-11,4%
F	176 435,00	95 661,06	-45,8%
<b>Total</b>	<b>17 820,20</b>	<b>16 040,00</b>	<b>-10,0%</b>

Diferença de encargos totais com ligações à rede em MT Situação inicial vs situação decorrente do modelo

Do mencionado Quadro 8 é possível observar que, de forma genérica, os segmentos de requisitantes em que o comprimento do elemento de ligação de uso exclusivo é inferior ao valor médio global (segmentos A e B), bem como os segmentos em que o comprimento do mesmo elemento excede o comprimento máximo (segmentos E e F) são beneficiados pela aplicação das disposições regulamentares agora propostas, uma vez que apresentam diminuição dos encargos globais com o estabelecimento de ligação à rede. Deste modo, em média, cerca de 89% do número de requisitantes de ligação à rede em MT parecem ser beneficiados com a alteração do quadro regulamentar (soma dos pesos relativos dos segmentos A, B, E e F).

Por outro lado, nas situações em que o comprimento do elemento de ligação de uso exclusivo se situa entre o valor médio global e o comprimento máximo (segmentos C e D), há um agravamento dos encargos, que abrange cerca de 11% dos requisitantes e que parece onerar mais as situações de potência requisitada acima da média.

Na Figura 19 é apresentada a mesma informação constante do Quadro 4, sendo, agora, as diferenças nos encargos com a construção de ligações às redes em MT da situação ainda vigente para a aplicação do modelo proposto, expostas graficamente.

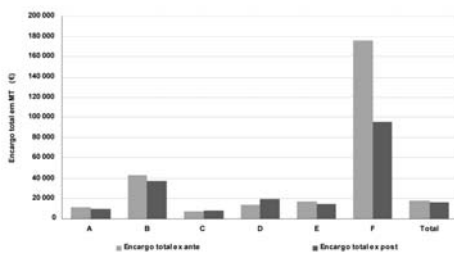


Figura 19 - Diferença gráfica de encargos totais com ligações à rede em MT  
Situação inicial vs situação decorrente do modelo

Numa avaliação global, o encargo médio com o estabelecimento de ligações às redes diminui em torno dos esperados 10%, o

que reflecte o valor de comparticipações reconhecido por via tarifária e a equivalência financeira entre os *cash-flows* da situação *ex ante* e *ex post*.

#### Resumo do modelo proposto pela ERSE para a subregulamentação de ligações às redes

Conforme se pôde observar ao longo das secções anteriores deste documento, a ERSE optou por apresentar um modelo de subregulamentação que considera as matérias tratadas no RRC relativas às condições comerciais de estabelecimento de ligações às redes de forma global e integrada. Em particular, esse é o caso das seguintes três vertentes:

- + Estabelecimento do comprimento máximo do elemento de ligação de uso exclusivo.
- + Definição da metodologia e valores de apuramento dos encargos com a construção de elementos de ligação para uso partilhado.
- + Definição da metodologia e valores de apuramento dos encargos relativos à comparticipação dos requisitantes no reforço de redes.

Nestes três aspectos, a definição de condições e valores obedece a uma lógica integrada e sequencial, em que o encargo com o reforço de redes é tratado como sendo a parcela que assegura as condições necessárias a que se verifique o já mencionado princípio de equivalência financeira do valor das comparticipações totais *ex-ante* e *ex-post* à aplicação do modelo de subregulamentação. A adopção de valores para as mencionadas três vertentes de subregulamentação esteve, em larga medida, assente no conjunto de informação existente sobre a orçamentação de ligações em 2005 em Portugal continental.

Paralelamente, o modelo apresentado enfatizou a necessidade de adoptar um conjunto de disposições e valores idêntico para a totalidade do território nacional, salvaguardando algumas especificidades regionais existentes.





## **PADRÕES DE SEGURANÇA DO TRANSPORTE**



**Paulo Toste**  
**José Ribeiro**

**José Capelo**  
**Henrique Moreira**

**Hélder Milheiras**  
**Teixeira Bastos**

**Cristina Barros**  
**Leite Garcia**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2001



## Resumo

*Na sequência de pedido de esclarecimento ao Plano de Investimentos na RNT 2000-2005, enviado em Dezembro de 1999 e após uma extensa troca de esclarecimentos e sugestões de melhoria, a ERSE foi chamada a dar parecer sobre os Padrões de Segurança do Transporte, enviados pela REN em 2 de Fevereiro de 2001.*

*Este processo foi extremamente importante, já que, com ele:*

- *A REN iniciou uma nova prática de planeamento em que torna público e submete a parecer o Plano de Investimentos na RNT;*

- *O Plano de Investimentos na RNT passou a ser elaborado tendo em atenção, para além de outras disposições estabelecidas no RARI, os Padrões de Segurança do Transporte;*

- *Os Padrões de Segurança do Transporte e o Plano de Investimentos na RNT são sujeitos a parecer da ERSE, estabelecendo os fundamentos para a definição da base de investimentos da entidade concessionária da RNT que serve para remuneração da actividade de transporte.*

*Internamente foi elaborada uma proposta de Parecer da ERSE aos referidos Padrões, devidamente enquadrada e justificada nas suas diversas componentes, incorporando já as preocupações e ensinamentos decorrentes do grande incidente de 9 de Maio de 2000, que afectou a zona Sul do país e na altura ficou conhecido como o "incidente da cegonha".*

*Em 19 de Abril de 2001, o Conselho Consultivo da ERSE aprovou por unanimidade a proposta de Parecer, tendo o processo sido concluído em 6 de Junho de 2001 com o envio formal à REN do Parecer da ERSE sobre os Padrões de Segurança do Transporte apresentados por esta entidade.*

## 1. Introdução

O Parecer da ERSE sobre os Padrões de Segurança do Transporte constitui um acto formal ao qual se podem associar diversos factos carregados de simbolismo.

- A REN inicia uma nova prática de planeamento em que torna público e submete a parecer o Plano de Investimentos na RNT;

- O Plano de Investimentos na RNT passa a ser elaborado tendo em atenção, para além de outras disposições estabelecidas no RARI, os Padrões de Segurança do Transporte;

- Os Padrões de Segurança do Transporte e o Plano de Investimentos na RNT são sujeitos a parecer da ERSE, estabelecendo os fundamentos para a definição da base de investimentos da entidade concessionária da RNT que serve para remuneração da actividade de transporte.

Por se tratar de um Parecer formal sobre um documento de referência, houve a preocupação de o enquadrar e justificar nas suas diversas componentes, estando organizado da forma que em seguida se descreve.

O Parecer inicia-se com o enquadramento legal que define as competências da ERSE relativas aos planos e aos padrões de segurança da produção e do transporte, com a referência explícita às disposições pertinentes do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, e dos Estatutos da ERSE.

Por ser considerado de interesse para o enquadramento do Parecer, apresentam-se as referências legais à actividade de transporte, em particular as relativas à sua definição ou com impacte nos padrões de segurança e no planeamento do transporte, sendo apresentadas, em

alguns casos, comentários evidenciando os aspectos considerados na elaboração do parecer.

Resumem-se em seguida os padrões de segurança propostos, para regime transitório e permanente. O documento enviado à ERSE para apreciação, intitulado “Padrões de Segurança de Planeamento da RNT”, constitui o Anexo I do Parecer, sendo relativo aos padrões de segurança do transporte a utilizar na preparação, pela entidade concessionária da RNT, do plano de investimento na RNT.

Pela sua relevância, é apresentado um breve historial de todo o processo até à apresentação da presente proposta de Parecer, com referência ao incidente de 9 de Maio de 2000, que originou uma interrupção total no abastecimento de energia eléctrica na zona sul do país. Na altura, a ERSE enviou à REN a sua apreciação formal sobre o incidente (na altura conhecido como o “incidente da cegonha”), que constitui o Anexo II do Parecer, fazendo referência explícita à necessidade de rever os padrões de segurança do transporte e o Plano de Investimento na RNT, entretanto em análise.

Relativamente aos padrões de segurança propostos, seguem-se comentários de âmbito geral, relacionados, nomeadamente, com a segurança e fiabilidade de abastecimento, o recurso a métodos probabilísticos no planeamento, a fiabilidade global da cadeia produção-transporte-distribuição, a análise custo/benefício dos investimentos e a comparação com práticas internacionais.

No âmbito das questões específicas é registada a harmonização dos padrões de segurança do transporte com a prática de exploração da RNT, com a prática de exploração do sistema electroprodutor e com o plano de expansão do sistema electroprodutor do SEP.

Por fim são apresentadas as conclusões, em que se propõe dar parecer favorável aos padrões de segurança do transporte estabelecidos pela entidade concessionária da RNT, se considera importante aprofundar alguns estudos justificativos dos padrões de segurança do transporte e se salientam alguns aspectos que

se consideram passíveis de serem complementados.

Apresenta-se de seguida o Parecer de ERSE sobre os Padrões de Segurança do Transporte, que nessa altura foi submetido à apreciação do Conselho Consultivo.

#### **A. Enquadramento do Parecer**

O artigo 11.º do DL n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção que lhe foi dada pelo DL n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, que define as competências da ERSE relativas aos planos e aos padrões de segurança da produção e do transporte, estabelece que:

“ 1 - A Entidade Reguladora emite parecer sobre os padrões de segurança da produção que servem de base à preparação do plano de expansão do sistema electroprodutor vinculado, a submeter à aprovação do Ministro da Economia.

2 - A Entidade Reguladora emite parecer sobre os padrões de segurança do transporte estabelecidos pela entidade concessionária da RNT, os quais servem de base à preparação, por esta Entidade, do plano de investimento na RNT.

3 - O parecer previsto no número anterior é utilizado, nomeadamente, para efeitos da definição da base de investimentos da entidade concessionária da RNT que serve para remuneração da actividade de transporte, nos termos do Regulamento Tarifário.

4 - Por forma a ajuizar continuamente a adequação dos padrões de segurança em vigor, a Entidade Reguladora pode exigir à entidade concessionária da RNT um relatório anual sobre a exploração do sistema de produção e transporte, do qual podem constar propostas de alteração aos padrões de segurança, que esta considere apropriados.

5 - A Entidade Reguladora emite pareceres sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor vinculado e sobre os planos de investimento da RNT, que lhe são remetidos, respectivamente, pela DGE e pela entidade concessionária da RNT, os quais devem ser

apensos aos planos respectivos.”

Da leitura do articulado, observa-se que os padrões de segurança do transporte constituem a fundamentação de base para a elaboração dos planos de investimento na RNT. Em particular, o n.º 3 deste artigo acrescenta que os padrões estabelecidos não se devem restringir aos aspectos técnicos relativos à exploração e à qualidade de serviço do transporte, devendo incluir também os aspectos económicos, dado que o parecer emitido pela ERSE sobre os padrões de segurança do transporte “é utilizado, nomeadamente, para efeitos da definição da base de investimentos da entidade concessionária da RNT que serve para remuneração da actividade de transporte”.

As disposições citadas são também alvo de referência no artigo 3.º dos Estatutos da Entidade, aprovados pelo DL n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, relativo às competências em relação ao SEP:

“ À Entidade Reguladora compete, em relação ao SEP:

(...)

25) Emitir parecer sobre os padrões de segurança da produção estabelecidos pela entidade concessionária da RNT;

26) Emitir parecer sobre os padrões de segurança de transporte estabelecidos pela entidade concessionária da RNT;

27) Exigir à entidade concessionária da RNT, se assim o entender, um relatório anual sobre a exploração do sistema de produção e transporte;

28) Emitir pareceres sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor vinculado e sobre os planos de investimento na RNT.”

Nos termos do disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 27.º do DL n.º 187/95, de 27 de Julho, e na alínea a) do n.º 1 do artigo 15.º dos Estatutos da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), aprovados pelo DL n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, o Conselho Consultivo é o órgão especializado ao qual compete pronunciar se sobre as propostas dos pareceres da Entidade Reguladora relativos à

fixação dos padrões de segurança da produção e do transporte. O n.º 2 de ambos os artigos estabelece ainda que os pareceres do Conselho Consultivo nestas matérias não são vinculativos.

## **B. Referências Legais à Actividade de Transporte**

Considera-se ser de interesse para o enquadramento do presente parecer apresentar as referências legais à actividade de transporte, em particular as relativas à sua definição ou com impacte nos padrões de segurança e no planeamento do transporte. Essas referências irão ser apresentadas, em alguns casos, acompanhadas de comentários evidenciando os aspectos a considerar na elaboração do parecer.

A primeira referência que se dá nota, relativa aos princípios gerais aplicáveis ao exercício das actividades previstas na organização do sector eléctrico, surge no artigo 2.º do DL n.º 182/95, de 27 de Julho:

“ 1 - A organização do SEN assenta na coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente.

2 - O exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica tem como objectivo fundamental contribuir para o desenvolvimento económico e social e para o bem estar da população, assegurando, nomeadamente:

a) A oferta de energia em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa, quer quantitativamente;

b) A racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo, por forma a contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas e económicas de funcionamento.

3 - O exercício das actividades referidas no número anterior desenvolve-se com base na utilização racional dos recursos naturais, na sua preservação e na manutenção do equilíbrio ecológico.

4 - No exercício das actividades englobadas

no SEN, é assegurada a todos os interessados igualdade de tratamento e oportunidades.”

A actividade de transporte de energia eléctrica é objecto de detalhe na base XXI das “Bases da concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica”, anexas ao DL n.º 185/95, de 27 de Julho, nos seguintes termos:

“ 1 - A concessionária deve assegurar o transporte de energia eléctrica, através da RNT, em condições técnicas e económicas adequadas.

2 - No âmbito do número anterior, compete à concessionária:

a) Receber a energia eléctrica dos centros electroprodutores ou grupos geradores vinculados ou não, que estejam ligados directamente à RNT ou com os quais a entidade concessionária da RNT tenha um contrato de vinculação;

b) Receber energia eléctrica das redes com as quais a RNT estiver ligada;

c) Transmitir a energia eléctrica através da RNT, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional;

d) Proceder à entrega de energia eléctrica às entidades ligadas à rede da RNT, nomeadamente aos distribuidores vinculados e a consumidores que lhe estejam ligados directamente;

e) Proceder à entrega de energia eléctrica às redes com as quais a RNT estiver ligada;

f) Indicar às entidades a ela ligadas, ou que a ela se pretendam ligar, as características ou parâmetros essenciais para o efeito;

g) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis, identificando para o efeito as causas que a possam degradar e exigindo, caso sejam externas à RNT, a adopção de medidas adequadas à sua redução ou eliminação;

h) Planear e promover o desenvolvimento e a desclassificação de instalações da RNT.”

Saliente-se que a entidade concessionária da RNT não está restringida exclusivamente à actividade de transporte e que esta actividade não deve ser confundida com a exploração da RNT, alvo de uma definição mais abrangente no artigo 22.º do Decreto Lei n.º 185/95. Nes-

te artigo é feita referência à aquisição de energia eléctrica, à construção das redes, sua exploração e manutenção, à gestão técnica global do SEP e à instalação e operação de um sistema para acerto de contas, que não eram objecto de menção na base da concessão da RNT relativa ao transporte de energia eléctrica.

O conjunto de actividades que a entidade concessionária da RNT está autorizada a exercer estão descritas nas bases I e II, relativas ao objecto e ao âmbito da concessão, respectivamente, das “Bases da concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica” anteriormente referidas.

Deve ser considerada ainda, nas referências relevantes para o presente parecer, a base IV da concessão da RNT, relativa ao serviço público, que estabelece o seguinte:

“ 1 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas actividades consideradas para todos os efeitos de utilidade pública.

2 - No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as actividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adoptar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no sector eléctrico.

3 - A actividade que constitui o objecto da concessão é exercida em regime de exclusivo, com excepção:

a) Das actividades previstas na alínea c) do n.º 1 da base II<sup>1</sup>;

b) Da recepção e entrega de energia eléctrica, se efectuadas através das ligações referidas no n.º 3 do artigo 23.º do presente diploma<sup>2</sup>.

4 - O exclusivo previsto nesta base não prejudica o exercício por terceiros do direito de acesso à rede.”

O n.º 3 desta base atribui regime de exclusividade à actividade que constitui o objecto da concessão, a saber: a gestão técnica global do SEP e a exploração da RNT, bem como a construção das infra-estruturas que a integram. Esta atribuição advém do reconheci-

<sup>1</sup>A recepção e a entrega de energia eléctrica a entidades não vinculadas ao SEP.”

<sup>2</sup>“(…) ligações transfronteiriças a tensão nominal igual ou inferior a 110 kV que, nos termos do diploma que estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição, sejam propriedade das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT, não ficando sujeitas à exploração unificada da concessionária.”

mento que estas actividades constituem áreas de monopólio natural, não sendo, como tal, passíveis da introdução de mecanismos de concorrência, razão pela qual devem ser objecto de uma regulação activa, em cujos mecanismos o presente parecer se insere. Assinale-se que, de acordo com as práticas de diversos países, a construção de infra-estruturas de rede é considerada uma actividade de livre concorrência, geralmente por via de concursos públicos para a construção, exploração e manutenção de novas infra-estruturas (concorrência para o mercado).

Para efeitos do planeamento do transporte, refere-se ainda o disposto na base VIII da concessão da RNT, relativa à manutenção dos bens e meios afectos à concessão:

“ A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e meios a ela afectos, efectuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.”

Por último, refira-se a base XI da concessão da RNT, relativa aos planos de investimento, na qual se estabelece o seguinte:

“ 1 - A concessionária deve elaborar periodicamente o plano de investimentos na RNT, o qual deve ser submetido a parecer da Entidade Reguladora.

2 - A concessionária deve observar na remodelação e expansão da RNT os prazos de execução adequados à satisfação das necessidades do abastecimento de energia eléctrica.”

Das referências anteriormente apresentadas resulta que o planeamento e o desenvolvimento da RNT, que têm por base os padrões de segurança do transporte, assumem um papel de relevo no contexto da actividade de transporte e, em consequência, para o sector eléctrico ao permitirem criar as condições necessárias para o exercício daquela actividade. Por esse facto, a ERSE subscreve a seguinte opinião emitida no documento objecto deste parecer:

“ A explicitação destes critérios suporta e

valida as soluções apresentadas e as decisões delas decorrentes, tanto para projectos de investimento internos à própria empresa, como as que se relacionam com as entidades exteriores, em particular os produtores e consumidores do SEP e do SEL.”

### C. Padrões de Segurança do Transporte

O documento em apreciação, intitulado “Padrões de Segurança de Planeamento da RNT”, é apresentado no Anexo I, sendo relativo aos padrões de segurança do transporte a utilizar na preparação, pela entidade concessionária da RNT, do plano de investimento na RNT. Na sua justificação e âmbito é referido que:

“ Este documento descreve os padrões de segurança utilizados no planeamento da RNT para efeitos da simulação previsional de funcionamento integrado do SEN com vista à manutenção de uma adequada qualidade de serviço no abastecimento aos clientes, numa óptica de minimização de custos (...)”.

Os padrões de segurança do transporte apresentados no documento devem ser verificados em todas as situações típicas de funcionamento previsional da RNT ao longo do horizonte de simulação, que corresponde ao horizonte do plano de investimento na RNT.

Resumem-se em seguida os padrões de segurança propostos, para regime transitório e permanente:

#### Regime Transitório

Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitoriamente estável, apresentando estabilidade na 1ª oscilação, para os diferentes tipos de defeito e localização descritos na tabela seguinte e ainda ser dinamicamente estável, com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes.

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	Religação
			Tempo (s)	Forma		
400 kV e 220 kV	Sem restrições	Trifásico	0,1	2 extremos	-	Não
		Fase-terra	0,1	2 extremos monofásico	0,9	Mal sucedida c/ abertura trifásica definitiva
		Trifásico	0,15	2 extremos	-	Não
150 kV						



## Regime Permanente

Para os diferentes cenários, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão nos barramentos e de carga nos elementos da RNT, não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes:

Tensão (kV)	Cenário normal		Contingência 'n-1'				Contingência 'n-2'					
			Mínimo		Máximo		Mínimo		Máximo			
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.		
400	380	0,95	416	1,04	372	0,93	420	1,05	360	0,90	420	1,05
220	209	0,95	231	1,05	205	0,93	242	1,10	198	0,90	242	1,10
150	142	0,95	157	1,05	140	0,93	165	1,10	135	0,90	165	1,10
63	61	0,97	65	1,03	60	0,95	66	1,05	59	0,93	66	1,05

Época	Cenário normal		Contingência 'n-1'				Contingência 'n-2'			
			Linhas		Transf.		Linhas		Transf.	
	Linhas	Transf.	150 e 220 kV	400 kV	400 kV	150 e 220 kV	400 kV	400 kV	400 kV	Transf.
Verão	100%	100%	100%	ant. 1992	post. 1992	Todas	100%	ant. 1992	post. 1992	Todas
				(2h)	(2h)	(2h)		(2h)	(2h)	(2h)
Inverno	100%	100%	100%	120%	120%	120%	100%	120%	120%	130%
				(2h)	(2h)	(2h)	(2h)	(2h)	(2h)	(2h)

Os cenários considerados têm as seguintes definições:

Cenário normal – no qual se consideram todos os elementos da RNT disponíveis.

Contingência 'n-1' – no qual se considera a falha de um qualquer elemento da RNT.

Contingência 'n-2' – no qual se supõe a falha, simultânea ou não, de quaisquer dois elementos da RNT. Este regime não é aplicado genericamente a toda a rede, sendo apenas avaliados os casos apontados na tabela seguinte:

Tipo de falha	Campo de aplicação
Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência 'n-2').	Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da 'Grande Lisboa' e do 'Grande Porto'. (Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km (excepto 'antenas').
Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de geração e reconfiguração após a falha do primeiro elemento (contingência 'n-1-1').	Em toda a rede de 400 kV. Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV).

Apresenta-se em seguida um breve historial do processo até à apresentação da proposta de parecer sobre os padrões de segurança do transporte.

Em Dezembro de 1999, a ERSE recebeu o Plano de Investimento na Rede Nacional de Transporte, 2000-2005, elaborado pela REN, para parecer. Da análise do documento, resultou a solicitação à REN de esclarecimentos sobre um conjunto de questões, assim como do

envio de documentos essenciais à elaboração do parecer sobre o Plano de Investimento, em particular os padrões de segurança do transporte, fundamentais para enquadrar o plano e o parecer da ERSE.

Na resposta aos esclarecimentos solicitados, a REN incluiu os critérios técnicos de planeamento da RNT, relativos aos padrões de segurança do transporte, também para parecer, tendo a ERSE solicitado o envio de alguns esclarecimentos adicionais.

Em 9 de Maio de 2000, ocorreu o incidente na subestação de Rio Maior, que originou uma interrupção total no abastecimento de energia eléctrica na zona sul do país. A ERSE enviou à REN a sua apreciação formal sobre o incidente ocorrido na subestação de Rio Maior, que se apresenta no Anexo II, fazendo referência explícita à necessidade de rever os padrões de segurança do transporte e o Plano de Investimento na RNT.

Após a resposta da REN aos esclarecimentos adicionais solicitados, procedeu-se à análise da proposta de padrões de segurança do transporte apresentada pela REN, de que resultou o reconhecimento comum da necessidade de rever alguns aspectos menos elaborados.

Finalmente, em 2 de Fevereiro, a REN enviou à ERSE o documento "Padrões de Segurança de Planeamento da RNT", que integra os comentários relativos aos padrões de segurança do transporte apresentados pela ERSE.

## D. Comentários de Âmbito Geral

No que diz respeito à estrutura do documento, os dois primeiros pontos referem-se a considerações gerais relacionadas com os padrões. No ponto 3 são descritas as condições topológicas para as quais a RNT é simulada. Os critérios de estabilidade que o sistema deve cumprir em regime transitório, considerando todos os elementos da RNT disponíveis, são listados no ponto 4 e os limites de aceitabilidade de tensão e carga nos equipamentos em regime permanente no ponto 5, para as condições topológicas de simulação descritas. No

ponto 6 é referida a periodicidade de revisão dos critérios. Finalmente, no anexo 1 são descritos os principais pressupostos a utilizar na construção dos cenários de base para as simulações e no anexo 2 os casos particulares relativos a situações de cargas mono-alimentadas pela RNT e à análise de contingências mais severas.

O actual quadro regulamentar do sector eléctrico em Portugal continental, no contexto do Mercado Interno de Electricidade, introduziu alterações profundas no figurino de relacionamento das empresas do sector com o meio externo. Neste novo enquadramento, as empresas do sector têm o dever de disponibilizar um conjunto de informação alargado, bem como de justificar as decisões relevantes para o cumprimento das suas obrigações de interesse económico geral.

Nesta perspectiva, o documento em apreciação identifica de forma transparente os padrões de segurança do transporte, bem como a metodologia e os pressupostos utilizados na elaboração do plano de investimento na RNT. Ocorrem os seguintes comentários de índole geral:

a) Há que distinguir entre “segurança de abastecimento” e “fiabilidade de abastecimento”.

A “segurança de abastecimento” é a capacidade de um sistema eléctrico satisfazer a procura, num dado momento, caso ocorra uma perturbação, considerando-se assegurada pelo cumprimento do critério “n-1”. Esta noção de segurança de abastecimento tem implícita a ideia de que a probabilidade de ocorrência simultânea de dois defeitos independentes conduzindo à saída dos respectivos elementos é muito pequena.

A “fiabilidade de abastecimento” é determinada a partir das taxas de avaria e da duração das avarias do equipamento que constitui o sistema eléctrico. Diferentemente da segurança de abastecimento, ela associa intervalos de tempo à (dis)funcionalidade do sistema.

O planeamento de sistemas eléctricos em geral, e da rede de transporte em particular, deve

ter em conta não apenas padrões de segurança, critério “n-1”, mas igualmente padrões de qualidade, como sejam índices de interrupção. A continuidade de abastecimento é um dos aspectos mais importantes da qualidade de serviço; planejar uma rede para garantir um determinado nível de continuidade de serviço implica calcular a fiabilidade dessa rede.

Obviamente, a um dado nível de continuidade de serviço está associado um dado volume de investimentos, pelo que é necessário determinar o equilíbrio mais adequado entre qualidade e preço.

b) De acordo com o documento apresentado, a metodologia utilizada no planeamento obedece a uma lógica determinística, pela inserção de novos elementos na RNT por forma a garantir, nas simulações efectuadas, a segurança do funcionamento do SEN, numa óptica de minimização de custos. O recurso a métodos probabilísticos seria interessante, permitindo comparar de forma mais coerente o mérito dos investimentos necessários para evitar incidentes cuja probabilidade de ocorrência seja muito diferente, ou associar limites de aceitabilidade mais alargados a incidentes com um grau de probabilidade de ocorrência menor. O recurso a métodos probabilísticos permitiria ainda levar em conta o envelhecimento dos equipamentos instalados, aspecto de crescente relevância.

c) Os padrões de segurança do transporte têm um impacto decisivo na segurança e na qualidade de serviço do abastecimento aos clientes, que depende da fiabilidade da cadeia produção-transporte-distribuição. Neste sentido, a não adequação do nível de segurança e de qualidade de serviço proporcionado por estes padrões com o nível proporcionado pelos padrões de segurança da produção e da distribuição pode originar um elo fraco na cadeia referida, pondo em causa a obtenção dos objectivos pretendidos. Importa, por isso, enquadrar os padrões de segurança do transporte, avaliando o seu grau de adequação à fiabilidade pretendida para a cadeia produção-transporte-distribuição.

d) Por forma a possibilitar uma adequada análise custo/benefício no planeamento da RNT, o documento em apreciação deveria permitir a avaliação, no plano, dos níveis de investimento na RNT, de segurança e de qualidade de serviço associados aos padrões de segurança propostos, assim como dos investimentos suplementares necessários ao cumprimento de padrões mais exigentes.

e) Seria ainda de interesse incluir, no documento apresentado pela REN, os padrões de segurança do transporte praticados em outros países. A comparação com a prática de outros países seria um complemento de reconhecido interesse para a justificação dos valores adoptados.

### **E. Comentários de Carácter Específico**

No âmbito das questões específicas regista-se a harmonização dos padrões de segurança do transporte com a prática de exploração da RNT, a cargo do Gestor de Sistema, com a prática de exploração do sistema electroprodutor e com o plano de expansão do sistema electroprodutor do SEP, nomeadamente:

- O valor global do consumo (cargas) corresponde ao do cenário mais provável do plano de expansão.

- A colocação em serviço dos centros produtores é definida tendo em conta, por um lado, a prática do Gestor de Sistema e do Agente Comercial do SEP e, por outro lado, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazo nos estudos do plano de expansão .

- A reserva girante deve respeitar os critérios da UCTE, também observados pelo Gestor de Sistema, e ser distribuída de acordo com a sua prática.

- O regime de contingência 'n-1', utilizado na prática de exploração do Gestor de Sistema, é uma das condições topológicas a considerar.

- Os limites de aceitabilidade de tensão e carga nos equipamentos correspondem aos estabelecidos no Manual de Procedimentos

do Gestor de Sistema.

Note-se que, enquanto o planeamento da expansão do sistema electroprodutor tem como objectivo dimensionar a produção para satisfação da procura agregada, o planeamento do transporte tem como objectivo dimensionar os equipamentos da rede por forma a permitir a recepção da energia injectada pelos centros electroprodutores e a sua transmissão até aos centros de consumo, com adequados níveis de continuidade e de qualidade de serviço. Para tal, é necessário atribuir a cada nó da rede, actual ou futuro, uma parcela da produção ou do consumo, de acordo com um conjunto de critérios adequados ao objectivo de dimensionamento dos equipamentos da rede.

Assim, na previsão de cargas atendeu-se a diferenças na taxa de crescimento dos consumos em cada nó da rede e ao facto dos valores máximos do consumo em cada nó não ocorrerem em simultâneo.

Do lado da produção, foi considerado o seu grau de garantia, que está associado à fonte de energia e à tecnologia utilizada. A título de exemplo, para efeitos de dimensionamento da transformação mínima necessária em cada subestação para garantir o abastecimento dos consumos, considera-se que a produção eólica ligada às redes de distribuição tem garantia nula.

Numa perspectiva de fiabilidade do sistema, o pressuposto que os sistemas de comando, controlo e protecção desempenham correctamente as suas funções carece de uma fundamentação mais rigorosa. Estes sistemas fazem parte integrante da cadeia produção-transporte-distribuição contribuindo, assim, para a fiabilidade global do sistema. A apresentação de dados sobre o grau de fiabilidade verificado para estes equipamentos poderia auxiliar à validação deste pressuposto. Note-se que a falha de determinados equipamentos poderá originar interrupções de fornecimento de energia eléctrica cuja dimensão, mesmo considerando uma probabilidade de falha muito reduzida, produza consequências económicas

que justifiquem investimentos adicionais.

## F. Conclusões

Ao abrigo do n.º 2 do artigo 11.º do DL n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção que lhe foi dada pelo DL n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, a ERSE propõe dar parecer favorável aos padrões de segurança do transporte estabelecidos pela entidade concessionária da RNT, reconhecendo o mérito e o esforço desenvolvidos pela REN na elaboração do documento em apreciação.

Contudo, com o objectivo de melhorar de forma contínua o planeamento do sector eléctrico, nomeadamente o da Rede Nacional de Transporte, a ERSE considera importante aprofundar alguns estudos justificativos dos padrões de segurança do transporte e salienta alguns aspectos que considera passíveis de serem complementados:

- Considerar de forma integrada, no planeamento da rede de transporte, a segurança e a qualidade de serviço.
- Garantir a adequação do nível de segurança e de qualidade de serviço proporcionado por estes padrões com o proporcionado pelos padrões de segurança da produção e da distribuição de forma a preservar o nível de segurança da cadeia produção-transporte-distribuição.
- Integrar o recurso a critérios probabilísticos que permitam comparar de forma mais coerente o mérito dos investimentos necessários para evitar incidentes cuja probabilidade de ocorrência seja muito diferente, ou associar limites de aceitabilidade mais alargados a incidentes com um grau de probabilidade de ocorrência menor.
- Avaliar a segurança e a qualidade de serviço obtidas por via dos padrões propostos face ao investimento na RNT.
- Conjuguar a fiabilidade dos sistemas de comando, controlo e protecção da rede com os padrões de segurança do transporte propostos.
- Apresentar os padrões de segurança do transporte praticados em outros países. A

comparação com a prática de outros países seria um complemento de reconhecido interesse para a justificação dos valores adoptados.

## ANEXO 1

### “PADRÕES DE SEGURANÇA DE PLANEAMENTO DA RNT”

#### 1. Justificação e Âmbito

Este documento descreve os padrões de segurança utilizados no planeamento da RNT para efeitos da simulação previsional de funcionamento integrado do SEN com vista à manutenção de uma adequada qualidade de serviço no abastecimento dos clientes, numa óptica de minimização de custos, tendo como anexos as hipóteses para simulação e os casos especiais para validação.

O enquadramento legal (DL n.º 185/95, de 21 Julho, consolidado pelo DL n.º 56/97, de 14 de Março e respectivo anexo sobre as “Bases de Concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica”) confere à REN a concessão da RNT e a gestão global do SEP, incluindo o planeamento, a construção e a exploração das infra-estruturas da RNT, com vista a assegurar o abastecimento aos clientes do SEP com adequados níveis de qualidade e de continuidade de serviço.

A actividade da concessão compreende, em particular, a recepção e o transporte de energia eléctrica entre a Produção Vinculada (PV) e a Distribuição Vinculada (DV), bem como a gestão das interligações com outras redes. Por outro lado, quer a REN, quer a DV, devem proporcionar a ligação e o acesso às suas redes a todos os outros utilizadores do SEN que a elas se pretendem ligar, desde que haja capacidade disponível, sem afectar os níveis regulamentares de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento do SEP.

A REN deve, em particular, elaborar Planos de Investimentos da RNT de curto e médio prazo, os quais, de acordo com o estipulado no art. 15º do RARI, são submetidos ao parecer da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). Estes Planos devem ser suportados

por análises técnicas quer ao nível previsional (e.g. cenários de evolução das cargas regionais e de localização de novos centros produtores), quer quanto à qualidade dos instrumentos e da metodologia usada nas simulações.

A REN é também responsável pela elaboração de outros documentos como a ‘Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede’ (art. 9o do RARI) e pelas análises de determinação das capacidades disponíveis de interligação (art. 10o do RARI).

A concretização de qualquer uma destas tarefas tem por base um conjunto de padrões ou critérios de planeamento que devem assegurar coerência entre resultados e soluções adoptados nos Planos de Investimento da RNT e os objectivos de fiabilidade e de segurança na operação do sistema.

A explicitação destes critérios suporta e valida as soluções apresentadas e as decisões delas decorrentes, tanto para projectos de investimento internos à própria empresa, como as que se relacionam com as entidades exteriores, em particular os produtores e consumidores do SEP e do SEI.

## 2. Princípios Básicos

A necessidade de construção de novos elementos ou a concretização de reforços em elementos já existentes deve ser planeada para datas de entrada em serviço de acordo com os seguintes princípios:

2.1 - Cumprimento dos critérios técnicos em todas as situações típicas de funcionamento previsional da RNT ao longo do horizonte de simulação.

2.2 - Consideração de outros projectos ou antecipações das datas limite dos projectos decorrentes do princípio anterior, desde que isso se justifique, do ponto de vista económico, por razões de ordenamento do território, ou por objectivos nacionais e comunitários de política energética.

Estes dois princípios definem outros tantos níveis de actuação que devem presidir ao planeamento da RNT. Em primeiro lugar o

planeamento deve reger as suas propostas de reforço da RNT mediante o cumprimento dos princípios e das regras explicitadas neste documento como salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos. Em segundo lugar deve ser tida em conta a vertente económica dos diversos projectos alternativos, privilegiando o que tem maior valor actual. O mesmo se aplica na identificação de outros projectos que, mesmo não justificados por razões estritas de cumprimento das regras de segurança, possam ter valia técnico-económica.

Para cumprimento dos critérios técnicos enunciados em 2.1, os resultados da simulação da RNT, integrada no conjunto mais global do SEN, devem, em linhas gerais, cumprir os seguintes requisitos:

a) As variáveis eléctricas tensão e intensidade de corrente deverão respeitar os limites de aceitabilidade de gamas de tensão admissíveis e de carga máximas apontadas neste documento (Capítulo 5.) em regime normal, em regime de contingência “n-1” e no número restrito de contingências “n-2” adiante definidas no Anexo 2.

b) Em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos na alínea anterior se devem verificar cortes de consumos.

c) Para os regimes de contingência “n-2”, admite-se, no entanto, o recurso a redespachos de produção e reconfigurações topológicas da rede, conforme referido no Anexo 2 .

No que diz respeito às cargas mono-alimentadas a partir da RNT ou à capacidade de transformação garantida em contingência “n-1” nas subestações de entrega à distribuição deverá ser tido em conta, sempre que relevante, o recurso de alimentação através das redes da DV. A enumeração das capacidades de recurso consideradas será apresentada no Plano de Investimentos da RNT.

## 3. Condições Topológicas a Considerar

A rede da REN deverá ser ensaiada nas três

condições de rede indicadas em seguida. Os resultados deverão respeitar sempre os limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga descritos no ponto 5 deste documento.

**Situação n**

Consideram-se todos os elementos da RNT disponíveis em serviço.

**Regime de contingência 'n-1'**

Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador, bateria de condensadores), devendo nos restantes, sem excepção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer redespacho ou reconfiguração topológica.

**Regime de contingência 'n-2'**

Supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência "n-2" não é aplicado genericamente a toda a rede. Deverão apenas ser avaliados os casos apontados na tabela seguinte:

Tipo de falha	Campos de aplicação
Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência 'n-2').	Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da 'Grande Lisboa' e do 'Grande Porto'. Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km (excepto 'antenas').
Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de gerador e reconfiguração após a falha do primeiro elemento (contingência 'n-1').	Em toda a rede de 400 kV. Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV).

No critério proposto para a contingência 'n-1-1' admite-se que, após a primeira falha, a segurança de funcionamento e a integridade da rede do SEP possam ser conseguidas com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração de rede. Neste caso, pode ser vantajosa a tomada de medidas cautelares de instalação de unidades de transformação de reserva para garantir o cumprimento deste critério.

**4. Critérios de Estabilidade**

Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitariamente estável, apresentando estabilidade na 1ª oscilação, para os diferentes tipos de defeito e localização des-

critos na tabela seguinte e ainda ser dinamicamente estável, com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes.

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				
		Tipo	Eliminação do defeito		Religação	
			Tempo (s)	Forma		Tempo morto (s)
400 kV e 220 kV	Sem restrições	Trifásico	0,1	2 extremos	-	Não
150 kV		Fase-terra	0,1	2 extremos monofásico	0,9	Mal sucedida e/ abertura trifásica definitiva
		Trifásico	0,15	2 extremos	-	Não

**5. Limites de Aceitabilidade**

Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão nos barramentos e de carga nos elementos da RNT, não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes:

Limites de aceitabilidade de tensão

Tensão (kV)	Cenário normal			Contingência 'n-1'			Contingência 'n-2'			
	Mínimo kV	p.u.	Máximo kV	Mínimo kV	p.u.	Máximo kV	Mínimo kV	p.u.	Máximo kV	
400	380	0,95	416	1,04	372	0,93	420	1,05	360	0,90
220	209	0,95	231	1,05	205	0,93	242	1,10	198	0,90
150	142	0,95	157	1,03	140	0,93	165	1,10	135	0,90
63	61	0,97	65	1,03	60	0,95	66	1,05	59	0,93

- a) Admitem-se excepções para alguns pontos da RNT, nomeadamente, na zona do Douro.
- b) De futuro, poderá vir a ser necessário admitir alguma flexibilidade para aceitar elevações de tensão ligeiramente superiores.
- c) Tendo em conta a actuação de tomadas de transformadores MAT/AT.

Limites de aceitabilidade de carga a) (em % dos valores nominais para cada época do ano)

Época	Regime 'n'	Contingência 'n-1'				Contingência 'n-2'				
		Linhas				Linhas				
		150 e 220 kV	400 kV	Transf.(c)	Todas	150 e 220 kV	400 kV	Transf.(c)	Todas	
Verão	100%	100%	100%	120%(2b)	120%(2b)	105%(2b)	100%	120%(2b)	120%(2b)	110%(2b)
Inverno	100%	100%	100%	120%(2b)	120%(2b)	120%(2b)	100%	120%(2b)	120%(2b)	130%(2b)

- a) Os valores de carga em contingência são indicativos, pois cada elemento possui as suas capacidades específicas em regime de sobrecarga, as quais podem variar ligeiramente em relação a estes valores médios indicativos.
- b) Como medida de simulação temporária considera-se que, nas linhas de 150 e 220 kV anteriores a 1992, existe a possibilidade de carga até 120% em regime de contingência com uma duração máxima de 20 minutos, no pressuposto de que a carga na linha antes da contingência não era superior a 80% do seu valor nominal. Considera-se pois que o Gestor do Sistema dispõe de um intervalo de tempo de 20 minutos para actuar sobre o sistema no sentido de eliminar essa sobrecarga.
- c) Unidades mais antigas de transformação poderão ter valores limites de carga inferiores aos indicados.

**6. Revisão dos Critérios**

A revisão dos presentes critérios poderá ser realizada de dois em dois anos, nos anos intermédios à apresentação do Plano de Investimentos na RNT, por iniciativa da REN ou da

ERSE. Eventuais alterações no conteúdo do Plano que daí decorram serão concretizadas de acordo com as possibilidades da REN.

## **ANEXO 1 (DOS PADRÕES)**

### **HIPÓTESES PARA SIMULAÇÃO**

#### **1. Previsão de Cargas**

A previsão de cargas (potências activa e reactiva) é elaborada para condições quer de carga máxima e de carga mínima, quer ainda em situações de carga intermédia com base no registo histórico dos últimos anos. São tratados separadamente os meses típicos de Inverno e os meses típicos de Verão.

O ponto de partida desta previsão corresponde à estimativa, para o ano em curso, das cargas activas em cada um dos pontos de entrega (PdE), com base no registo histórico e no tratamento estatístico do comportamento das variáveis. O valor global daqui resultante refere-se à situação de simultaneidade de carga em todos os pontos de entrega correspondendo ao do cenário mais provável disponível para efeitos de elaboração do Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP.

Assim sendo, e numa perspectiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima (ou mínima) podem atingir valores que sejam superiores (ou inferiores) aos que constam desta previsão de carga simultânea, pelo facto dos mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos outros PdE.

Este ponto de partida é ainda alvo de ajustes com base na informação fornecida pela DV. De facto, é esta entidade que fornece o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição servidas por cada PdE, bem assim como as taxas de crescimento de cada uma delas.

O factor de potência típico de cada PdE a considerar para o estabelecimento das cargas reactivas é calculado com base nos registos históricos dos últimos anos e nas informações recolhidas junto da DV sobre as suas políticas futuras no que respeita à compensação daquele factor nas suas redes.

#### **2. Produtores Independentes**

Do ponto de vista do planeamento, a influência da produção independente do SEI é incorporada consoante a sua natureza.

##### Centrais de cogeração e outras térmicas ao abrigo da PRE

A potência deste tipo de centrais é, actualmente, considerada como potência garantida desde que a análise do seu diagrama anual de funcionamento permita concluir por um padrão de comportamento estável.

Num futuro próximo, estabelecer-se-á um conjunto de regras explícitas para definir qual a potência garantida em cada PdE da RNT, função, nomeadamente, da natureza e número destas centrais na área de influência de cada um daqueles pontos.

##### Centrais mini-hídricas

As centrais mini-hídricas, são representadas por um equivalente ligado a cada SE\* da RNT, que traduz o agregado daquele tipo de produção na área de influência dessa subestação.

Em função da época do ano e do regime de hidraulicidade considerado são atribuídos factores de produtividade face ao valor de potência total agregada instalada em cada equivalente. Este factor pode variar entre 100% para situações de forte consumo em regimes de grande hidraulicidade, até se anular em regimes secos, para cargas fora das horas de ponta.

Em função do comportamento estatístico destes agregados de potência mini-hídrica, na área de influência de cada subestação, o valor máximo de potência garantida poderá ser inferior ao somatório das potências instaladas.

##### Centrais eólicas

As centrais eólicas são representadas por um equivalente por SE que simula um agregado coerente de toda a produção eólica na área de influência da respectiva SE.

Este gerador equivalente deve ser simulado, ou com produção nula ou até a 80% da

.....  
\* Subestação

sua potência nominal, com vista a avaliar o seu impacto nos trânsitos da RNT.

Para efeitos de dimensionamento da transformação mínima necessária em cada SE, para assegurar o abastecimento dos consumos, considera-se que a produção eólica não contribui com qualquer valor de potência garantida, no estado actual de desenvolvimento deste tipo de produção.

### 3. Condições de Temperatura

Para efeitos da avaliação da capacidade térmica dos elementos constituintes da RNT (em particular, linhas<sup>3</sup>, autotransformadores e transformadores) são assumidas duas épocas do ano, Verão e Inverno, com as seguintes condições médias de temperatura ambiente:

**Verão:** Meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro.  $T_{amb} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$

**Inverno:** Meses de Dezembro, Janeiro e Fevereiro.  $T_{amb} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$

### 4. Planos de Geração e de Cargas

Na óptica de planeamento, as simulações base da RNT têm em conta as seguintes situações típicas de funcionamento, resultantes do cruzamento entre os regimes de carga e os de produção:

**Inverno:** Situações de carga de ponta, intermédia e de vazio cruzadas com os regimes hidrológicos seco e húmido.

**Verão:** Situações de carga de ponta, intermédia e de vazio, para o regime hidrológico seco.

Para além disso são considerados os seguintes pressupostos nas simulações:

#### Colocação dos centros produtores

Os centros produtores serão colocados em serviço de acordo com a sua ordem de mérito, a qual será definida tendo em conta, por um lado, a prática do Gestor do Sistema e do Agente Comercial do SEP e, por outro lado, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazo nos estudos de expansão de cen-

tros produtores do SEP e as características relevantes das centrais do SEI.

#### Reserva girante

A reserva girante deve respeitar os critérios da UCTE<sup>4</sup>. Em termos da sua quantificação prática para efeitos de simulação em planeamento, o valor desta reserva deve corresponder à potência do maior grupo em serviço, distribuída de acordo com a prática do Gestor do Sistema.

#### Indisponibilidades

Para a análise de trânsitos máximos na RNT deve ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no SEN, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da RNT a ser ensaiada.

#### Importação/Exportação

As redes base devem ser de saldo global nulo. Deverão igualmente ser simuladas situações de rede que permitam garantir a manutenção de valores mínimos de capacidade de importação de 700 MW em Inverno e de 600 MW de Verão e de cerca de 2/3 desses valores para exportação. Estes valores - que se afiguram adequados actualmente - deverão ser periodicamente actualizados.

### 5. Sistemas de Comando, Controlo e Protecção

Em todas as situações de simulação, para efeitos de Planeamento, pressupõe-se que os sistemas de comando, controlo e protecção e bem assim os sistemas de comunicações que asseguram as suas funcionalidades efectuem correctamente a eliminação dos defeitos que surgem na RNT. Esta hipótese baseia-se no facto de, quase sem excepção, ser bastante mais económico alterar ou melhorar a resposta destes sistemas, se necessário através da substituição de equipamentos, da duplicação ou redundância acrescida de funções ou ainda da introdução de novas funcionalidades, do que

<sup>3</sup> Para o caso de cálculo da capacidade térmica das linhas eléctricas aéreas consideraram-se os seguintes dados:

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>      Velocidade do vento = 0,6 m/s

Coefficiente de absorção solar = 0,5      Poder emissivo do condutor em relação ao corpo negro = 0,6

<sup>4</sup> Union for the Co-ordinator of Transmission of Electricity



fazer reforços na RNT.

Acrescenta-se que, de facto, os sistemas de protecção têm níveis de recurso, alguns deles por duplicação de protecções para uma mesma função e, noutros casos, por existência de funções que entre outros objectivos funcionam como recurso perante falhas, de outras protecções. Este facto, e admitindo uma correcta actuação a nível de acompanhamento e manutenção destes sistemas, permite sustentar a posição expressa no parágrafo anterior, por tornar bastante improvável uma falha global do sistema de protecções que leve a disparos não selectivos mais ou menos alargados geograficamente para eliminação de um defeito.

Algumas situações de funcionamento incorrecto destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas nas análises referidas no ponto 2 do Anexo 2.

## **ANEXO 2 (DOS PADRÕES)**

### **CASOS ESPECIAIS**

#### **1. Casos Especiais das Cargas Mono-Alimentadas**

As 'antenas' e casos equivalentes de ligações em 'T' para alimentação de cargas ou de transformadores únicos em subestações são aceitáveis temporariamente desde que qualquer falha de alimentação pela RNT possa ser compensada, em tempo adequado, por recurso integral pela rede da DV, ou seja, desde que:

- A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de AT da DV, o que, em princípio, é conseguido num curto intervalo de tempo.

- A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta que se encontra fixado em 70 MW, sem prejuízo de eventuais excepções sustentadas por uma análise técnico económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da RNT e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da DV.

Do ponto de vista da qualidade de serviço é desejável que este recurso seja tão rápido quanto possível, idealmente instantâneo. No

entanto, na prática nem sempre isso é conseguido, pois a disponibilização do recurso está muitas vezes condicionada a actuações prévias de reconfiguração da rede de AT da DV, cuja eficácia e rapidez dependem não só do número e complexidade das manobras, como também do grau de automatização e telecomando das ordens de actuação.

Nas zonas da Grande Lisboa e do Grande Porto, na ausência de indisponibilidades, terá sempre que haver garantia 'n-1' permanente para os consumos abastecidos pela RNT. Entende-se que para atingir este objectivo se possa recorrer a esquemas conjuntos entre as redes de Transporte e de Distribuição.

#### **2. Casos Especiais de Contingências mais Severas**

Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, a perda de todos os circuitos num determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado em 1º escalão.

Assume particular importância a verificação das consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400 kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e Grande Porto), situações estas que serão periodicamente simuladas, pelo menos de 4 em 4 anos.

Em qualquer um destes casos deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão de zonas extensas ou importantes do sistema.

Apenas se admitem eventuais instabilidades limitadas espacialmente ou perdas de grupos que fiquem isolados em antena ou em pequenas "ilhas" do sistema. No que respeita a colapsos de tensão apenas se admitem perdas de zonas ou nós da rede geograficamente limitados no sistema.

Não se pretende que, por regra, sejam tomadas medidas de investimento que eliminem na totalidade as consequências destas situações de contingência mais severa, o que seria

proibitivo do ponto de vista económico. As conclusões que daqui se extraem deverão ser ponderadas no sentido de influenciar algumas decisões de planeamento com o objectivo de minorar as consequências, dentro do possível, ou de alertar a exploração para a necessidade de elaborar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

## ANEXO II

APRECIACÃO FORMAL DA ERSE SOBRE O INCIDENTE OCORRIDO NA SUBESTAÇÃO DE RIO MAIOR EM 9 DE MAIO DE 2000

### Falta de Energia na zona sul de Portugal no dia 9 de Maio de 2000

De acordo com a legislação, um dos objectivos que a ERSE deve visar é “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção até ao consumo da energia eléctrica”, competindo-lhe, no âmbito do SEP, “verificar a integral aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço”. Embora o referido regulamento não estivesse publicado em 9 de Maio de 2000, entendeu a ERSE que o incidente ocorrido nessa data, pela sua gravidade, deveria ser objecto de cuidadosa análise.

A análise efectuada tem como suporte documental o relatório enviado à ERSE intitulado “Falta de energia na zona sul de Portugal no dia 9 de Maio de 2000”, complementado pela edição especial do boletim “Interligações” intitulada “Interrupção do fornecimento de energia eléctrica no dia 9 de Maio”, ambos elaborados pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S. A.. Foram objecto de análise a sequência de eventos, desde o início de incidente até à reposição de serviço, e as medidas tomadas, bem como as propostas, constantes do relatório.

A concessão da RNT tem por objecto a gestão técnica global do SEP e a exploração, em regime de serviço público, da RNT, bem como a construção das infra-estruturas que a integram. Estas actividades exercem-se com recurso a equipamentos e meios complexos, desde o projecto à exploração, existindo um risco não

nulo de ocorrência de erros técnicos. Para fazer face a ocorrências anómalas com impacte directo sobre os consumidores de energia eléctrica, deve a entidade concessionária da RNT estar dotada de planos de gestão de crise que prevejam as formas de actuação e de comunicação mais adequadas.

### Descrição Sumária do Incidente

Apresenta-se em seguida a sequência das principais ocorrências que, de acordo com o relatório recebido, estiveram na origem da interrupção de fornecimento, desde o instante inicial, correspondente às 22:17:13:182 do dia 9 de Maio de 2000:

- 0,00 Defeito monofásico na fase 4 da linha Recarei - Rio Maior I;
- 0,07 Ordem de disparo do disjuntor da fase 4 nos dois extremos da linha, correctamente executada em Recarei, enquanto em Rio Maior a ordem não chegou ao disjuntor, permanecendo o defeito alimentado;
- ≈ A não abertura do disjuntor em Rio Maior provocou a actuação da protecção de falha de disjuntor da subestação, a qual deveria separar os barramentos de 400 kV e eliminar o defeito por abertura dos disjuntores dos circuitos ligados ao mesmo barramento da linha onde se localizava o defeito; para esse efeito, emitiu ordem de abertura ao disjuntor inter-barras, que a não recebeu, permanecendo fechado;
- 0,91 Religação da fase 4 da linha Recarei - Rio Maior I, em Recarei;
- 0,96 Disparo trifásico definitivo da linha Recarei - Rio Maior I, em Recarei, devido ao defeito persistir;
- 1,87 a 9,19 Disparos em sucessão de todas as linhas confluentes a Rio Maior.

Com o disparo destas linhas, a subestação de Rio Maior ficou desligada do sistema eléctrico, tendo a ligação eléctrica entre a zona a sul de

Rio Maior e o restante sistema eléctrico ficado assegurada unicamente pelo eixo de 150 kV Zêzere – Porto Alto/Sacavém – Palmela.

A zona a sul de Rio Maior, por essa altura, apresentava um consumo de cerca de 1800 MW e uma produção de cerca de 900 MW, de três grupos da central de Sines. Assim, resultou um trânsito de 900 MW naquele eixo de 150 kV, cuja capacidade de trânsito de energia é da ordem de 390 MW, o que provocou o disparo por sobrecarga das linhas do eixo referido e um colapso de tensão e de frequência na zona a sul de Rio Maior, com a consequente interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

#### **Comentários sobre a Descrição do Incidente**

O relatório da REN não esclarece suficientemente a sequência dos acontecimentos relacionados com o disparo das linhas do eixo de 150 kV Zêzere – Porto Alto/Sacavém – Palmela. O registo cronológico, anexo 7 do relatório, também não ajuda a esclarecer, aparecendo algumas sinalizações repetidas de abertura e fecho da linha Zêzere – Porto Alto, em Porto Alto, e relativas ao grupo 3 de Sines. De acordo com esclarecimentos adicionais solicitados para o efeito, aquele grupo terá disparado por actuação da protecção de máxima intensidade, antes da separação de redes, em resultado do afundamento de tensão.

#### **Análise das Causas Imediatas**

A dimensão do incidente ficou a dever-se à ocorrência sucessiva de duas anomalias:

1. Não abertura do disjuntor da linha Recarei – Rio Maior I em Rio Maior

Esta anomalia foi causada por, durante trabalhos de substituição de cabos de comando e sinalização na referida linha, ter ocorrido um contacto acidental que alterou, incorrectamente, o estado da sinalização da posição do seccionador de linha para aberto.

A fidelidade desta sinalização é crítica para a actuação das protecções das linhas na subestação de Rio Maior, já que a ordem de disparo

só é transmitida ao disjuntor de linha quando a posição do seccionador de linha é sinalizada no estado de fechado.

O relatório propõe uma acção de auditoria aos procedimentos para trabalhos em baixa tensão, a realizar no curto prazo (um ano).

2. Não actuação da protecção de falha de disjuntor

Esta anomalia foi causada pela deficiência de uma ligação nos circuitos da protecção, na altura desconhecida, que impediu que as ordens da protecção de falha de disjuntor fossem transmitidas ao disjuntor inter-barras.

A protecção de falha de disjuntor entrou em serviço em 1984, cinco anos após a entrada em exploração da subestação, e nunca foi solicitada a sua actuação. A importância da subestação foi alegadamente apontada como factor de impedimento à realização de ensaios reais.

O relatório apresenta nas conclusões uma acção imediata de correcção dos circuitos da protecção de falha de disjuntor na subestação de Rio Maior, na qual se prevê também a introdução de novos critérios de validação das ordens de disparo desta protecção.

É proposta, ainda, uma acção de ensaios sobre o conjunto das cablagens e sistemas de protecção das subestações que, até hoje, não tenham sido chamados a actuar, a realizar no curto prazo (um ano) e com prioridade para as subestações que constituem os nós mais importantes da rede de transporte.

#### **Comentários às Causas Imediatas**

A sinalização do seccionador de linha reportava-o no estado de aberto, tendo-se criado uma situação em que, por um lado, a linha é considerada desligada (por efeito da sinalização incorrecta do seccionador de linha, aberto, e da sinalização correcta do seccionador de *by-pass*, aberto) e, por outro, as protecções principal e de reserva da linha detectam um defeito e elaboram ordem de disparo.

O facto da sinalização dos seccionadores abertos ter como consequência o bloqueio da transmissão da ordem de disparo ao disjuntor

afigura-se como uma inversão de prioridades, com a sinalização do estado dos seccionadores a impor-se a uma ordem de disparo por detecção de defeito na linha, provocando uma situação de falha de disjuntor. Além disso, a falta de meios de validação do estado das sinalizações compromete a fiabilidade do sistema, que assenta numa filosofia de redundância das protecções.

A protecção de falha de disjuntor constitui o segundo escalão de protecção, cuja actuação nunca foi solicitada em 16 anos de serviço. Esta protecção dá ordem para separar os barramentos, de 400 kV neste caso, e desligar todos os circuitos ligados no barramento onde está a linha com defeito. A ordem não foi transmitida ao disjuntor inter-barras e, em consequência, a protecção não desligou os circuitos que alimentavam o defeito. O defeito foi finalmente eliminado por actuação do terceiro escalão de protecção, que consiste no disparo de todas as linhas que podem alimentar o defeito.

#### **Análise da Reposição de Serviço**

Na reposição de serviço foram também observadas algumas falhas, designadamente no telecomando da subestação de Évora. O actual número de equipas de intervenção vem colocar uma tónica cada vez mais acentuada na fiabilidade dos sistemas de telecomando remoto e nas suas facilidades de teste e auto-diagnóstico.

A leitura do relatório indicia que terão sido assumidos alguns riscos durante a reposição, nomeadamente a ocorrência de sobretensões por religação das redes em vazio. Neste sentido, está prevista uma acção a médio prazo (dois anos) de conclusão da instalação de dispositivos de corte de tensão zero nas subestações de Rio Maior, Palmela e Sines, por ser reconhecido que a existência destes automatismos se pode revelar muito importante para a segurança de uma reposição deste tipo.

#### **Comentários à Reposição de Serviço**

A reposição de serviço, analisada no ponto

anterior, é pouco desenvolvida no relatório. A título de exemplo, salienta-se a ausência de informação sobre os tempos de interrupção e sobre a energia não fornecida nos pontos de entrega da RNT afectados pelo incidente. A consulta desta informação foi possível no boletim “Interligações”, o qual apresenta ainda exemplos relativos à reposição de serviço em incidentes semelhantes ocorridos em outros países.

Não é feita menção ao serviço de funcionamento em modo ilha (*ilotage*) na central de Sines, cuja actuação poderia ter permitido a reposição do fornecimento de energia em rede separada a uma área importante e contribuído para uma maior rapidez na reposição do sistema.

Uma referência ainda ao plano de deslastre. Como foi referido a propósito da interrupção, ocorreu um colapso de frequência e de tensão. Assim, além da revisão do plano de deslastre frequencimétrico, acção prevista para realizar a curto prazo, deveria também ser equacionado o interesse de introduzir um plano de deslastre por mínimo de tensão.

#### **Descrição e Comentários às Medidas de Correção Preconizadas**

##### Imediatas (já realizadas ou em realização)

- a) Resolução do problema que esteve na origem da não actuação das protecções de linha.
- b) Correção dos circuitos de protecção da falha de disjuntor na subestação de Rio Maior e introdução de novos critérios de validação das ordens de disparo desta protecção.
- c) Análise aprofundada ao caso da subestação de Évora.
- d) Análise detalhada a todas as outras anomalias, de menor importância.

As medidas imediatas, por estarem directamente ligadas às causas, foram comentadas anteriormente, não carecendo de comentários adicionais.

##### A curto prazo (um ano)

- a) Realização, nas subestações, de ensaios

sobre o conjunto das cablagens e sistemas de protecção das subestações que, até hoje, não tenham sido chamados a actuar, com prioridade para as que constituem os nós mais importantes para o transporte.

b) Revisão do plano de deslastre frequencimétrico, à luz da actual e futura estrutura da RNT, e ensaios de todos os relés instalados.

c) Auditoria aos procedimentos para trabalhos nos circuitos de baixa tensão.

Relativamente à primeira medida proposta, conviria esclarecer o tipo de testes habitualmente efectuados para assegurar o correcto funcionamento do sistema de protecções, quer de natureza periódica quer após intervenções de vulto ao esquema eléctrico da subestação. O relatório refere, no anexo 9, duas intervenções desta natureza, relativas à entrada em serviço da linha Riba d'Ave – Rio Maior (actual Recarei – Rio Maior I) e da linha Recarei – Rio Maior II.

Relativamente à segunda medida, referem-se os comentários apresentados no penúltimo parágrafo do ponto anterior. Assim, além da revisão do plano de deslastre frequencimétrico, deveria também ser equacionado o interesse de introduzir um plano de deslastre por mínimo de tensão.

Relativamente à terceira medida, poderia prever-se uma acção prévia, no sentido de averiguar, de imediato, se os procedimentos adoptados estavam conformes com os preconizados para este tipo de intervenção, após o que se passaria à acção de auditoria com o objectivo de aperfeiçoar os procedimentos a seguir.

#### A médio prazo (dois anos)

a) Conclusão da instalação de dispositivos de corte de tensão zero nas subestações de Rio Maior, Palmela e Sines.

b) Eliminação das ligações em “T”, existentes ou planeadas, para a RNT.

A primeira medida é resultante da análise da reposição de serviço, ponto onde foi devidamente comentada.

A segunda medida surge aparentemente fora de contexto, carecendo de justificação.

#### **Comentários Finais sobre o Incidente**

A dimensão do incidente pode ser atribuída, fundamentalmente, à não actuação do disjuntor da linha Recarei – Rio Maior I na subestação de Rio Maior, agravada pela não actuação do disjuntor inter-barras dos 400 kV.

A não actuação do disjuntor da linha Recarei – Rio Maior I resultou deste não ter recebido a ordem de disparo, devido à sinalização de aberto dos seccionadores de linha e de *by-pass*. Caso esta incongruência, face à existência de trânsito na linha, tivesse sido detectada em tempo útil, este incidente poder-se-ia ter limitado a um disparo monofásico em ambos os extremos, com religação.

A não actuação do disjuntor inter-barras resultou de falha na transmissão da ordem de abertura, proveniente da protecção de falha de disjuntor. A actuação correcta desta protecção poderia, ainda assim, ter evitado a interrupção do fornecimento de energia, confinando a extensão do incidente ao disparo adicional de alguns circuitos da RNT.

A sua não actuação deve, em nossa opinião, ser atribuída a não estar prevista, nos critérios de actuação da protecção, a eventualidade da não abertura do disjuntor inter-barras. A correcção desta lacuna deverá ser contemplada nos novos critérios a introduzir de imediato, os quais foram objecto de comentário na análise das causas imediatas. De igual modo, poderia ter interesse prever que, caso o disjuntor inter-barras não actue, seja dada ordem de disparo aos disjuntores de todos os circuitos ligados no mesmo nível de tensão da linha com defeito. Neste caso, teriam sido desligados apenas os 400 kV da subestação de Rio Maior, ficando em serviço as linhas de 220 kV, o que poderia ter evitado a interrupção do fornecimento de energia eléctrica aos clientes.

É de salientar que, nas instalações da REN mais recentes de 400 kV, é utilizada uma filosofia de projecto conhecida por “disjuntor e

meio”, a qual garante um maior nível de segurança na resolução de situações análogas à que esteve na origem deste incidente – falha consecutiva de dois escalões de protecção. Nos principais nós dos sistemas eléctricos europeus, a arquitectura do tipo da utilizada na subestação de Rio Maior foi há muito abandonada, em favor de arquitecturas mais fiáveis.

### Conclusões e Decisões

O relatório apresentado analisa, de uma forma aprofundada, as causas técnicas do incidente. Reconhece-se o esforço que representa elaborar um relatório desta natureza, salientando-se a dificuldade de concentrar e validar toda a informação necessária para o efeito. No entanto, dada a importância e repercussões do incidente em causa, teria sido do interesse da própria REN apresentar um relatório elaborado por uma entidade independente e com um nível de detalhe mais aprofundado, nomeadamente das questões estruturais, organizacionais e procedimentais.

Seria igualmente útil a realização de uma sessão técnica que permitisse discutir com especialistas do sector, nomeadamente de âmbito universitário, os aspectos estritamente técnicos.

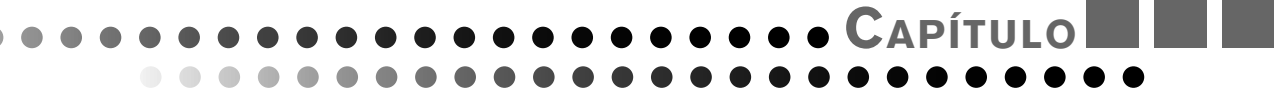
Refira-se que, desde a origem do incidente até à reposição de serviço, foram identificados

processos acerca dos quais devem ser analisados os seguintes aspectos importantes, não referidos no relatório:

- + adequação dos procedimentos adoptados face aos preconizados (trabalhos nos circuitos de baixa tensão e reposição de serviço);
- + verificação dos procedimentos preconizados, no sentido de evitar a ocorrência dos erros identificados;
- + procedimentos de verificação e ensaio de circuitos que não podem ser sujeitos a ensaios reais (protecção de falha de disjuntor);
- + procedimentos de verificação periódica, ou após alterações, dos equipamentos (protecção de falha de disjuntor e telecomando remoto de instalações);
- + revisões e actualizações dos procedimentos e respectiva periodicidade;
- + formação contínua e actualização de conhecimentos dos operadores (incidentes e reposição de serviço);
- + metodologia de análise das causas dos incidentes e integração das conclusões dessas análises nos procedimentos de operação e manutenção.

Face ao exposto, deve a REN proceder com urgência à revisão das propostas anteriormente apresentadas à ERSE relativamente aos padrões de segurança do transporte e ao plano de investimentos da RNT.





CAPÍTULO

**AMBIENTE E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**







**AMBIENTE E SECTOR ELÉCTRICO**  
**GESTÃO DA PROCURA, UMA SOLUÇÃO**

**Pedro Costa**

Este trabalho é um resumo de uma dissertação para obtenção do grau de mestre em  
Economia e Política da Energia e do Ambiente, pelo ISEG/UTL, datada de Maio de 2002



## Resumo

*Este trabalho é um resumo de uma dissertação para a obtenção do grau de mestre em Economia e Política da Energia e do Ambiente, pelo ISEG/UTL, datada de Maio de 2002.*

*Tal como no passado a consciência relativa às questões sociais ganhou relevância, hoje as questões ambientais começam a ser consideradas um parceiro das outras políticas, assumindo o seu carácter de horizontalidade. O sector energético, tanto mais porque está entre os principais responsáveis por muitos dos actuais problemas ambientais, tais como a acidificação ou o aquecimento global e consequentes alterações climáticas, não pode ser excepção. Dentro do sector energético encontra-se o eléctrico, foco deste trabalho, responsável em Portugal por cerca de 50% das emissões de SO<sub>2</sub> e 30% das emissões de CO<sub>2</sub>.*

*Neste trabalho identificam-se diversas soluções que permitem melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico, tais como a utilização de determinados combustíveis, o aproveitamento de energias renováveis, a instalação de medidas de fim-de-linha ou a adopção de políticas de gestão da procura. A gestão da procura, cujo objectivo é alterar o padrão de consumo (diminuindo-o ou deslocando-o no tempo), apresenta na maioria das situações vantagens económicas para o consumidor. Apesar disso, é conhecido um conjunto de obstáculos a este tipo de medidas, destacando-se os problemas de informação, a “prioridade” dada a outras utilizações do capital e a diferente dimensão e estrutura entre a oferta e a procura. As soluções também são conhecidas, mas para terem sucesso necessitam de apoios financeiros. Onde recolher estes fundos?*

*Neste trabalho sugere-se um esquema de financiamento, gerido pelo regulador do sector, em que os fundos são recolhidos através das tarifas de energia eléctrica e entregues pelo regulador a uma outra instituição, especialista em questões de gestão da procura, que seleccionaria projectos envolvendo medidas de utilização racional da energia no lado da procura. São ainda ensaiadas duas soluções para recolha destes fundos: encargo volumétrico físico (\$/kWh) e encargo fixo (\$/cliente), tendo sido feita uma análise em termos de influência no preço médio de diversos tipos de clientes.*

## Introdução

O tema ambiente tem vindo gradualmente a ganhar importância, começando a nossa sociedade a aperceber-se que não é mais possível continuar a consumir os recursos ao ritmo que se tem verificado desde a revolução industrial, nem continuar a exercer uma pressão sobre os ecossistemas muito superior ao que estes podem suportar. De complexidade superior são as questões de âmbito global, como as alterações climáticas. É difícil aceitar que os povos do hemisfério Sul estejam sujeitos a catastróficos fenómenos climáticos cuja responsabilidade é, cada vez com menos incerteza, atribuível aos do outro hemisfério, mais poluidor.

O sector energético é responsável por diversos problemas ambientais, tais como a acidificação e o aquecimento global, com impacte ao nível das alterações climáticas. Este sector (transportes incluídos) é hoje responsável, em Portugal, por cerca de dois terços das emissões

de gases de efeito de estufa, tendo ainda contribuído com perto de 90% para o aumento registado entre 1990 e 1999 do total de emissões deste tipo de gases. O sub-sector eléctrico, mais concretamente a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, é um dos principais sub-sectores do sector energético.

É hoje indispensável que as preocupações e a sensibilidade para estas questões estejam presentes em qualquer política sectorial, não constituindo a energética uma excepção. Tal como no passado as questões sociais ganharam relevo nas sociedades ditas ocidentais, o mesmo começa já a suceder para as questões ambientais.

Centremo-nos agora no sector eléctrico, alvo deste trabalho. Que medidas ou acções podem ser tomadas para que se tenha em conta a problemática ambiental? Quais as soluções? Como em quase tudo, uma coisa é certa, as soluções são diversas, não são exclusivas e necessitam de se articular e ter coerência, para que formem um todo, com objectivos alinhados. Para o sector eléctrico, a actuação pode começar por um correcto planeamento, onde o lado da procura deve ter um papel activo, devendo procurar-se tornar os sistemas mais eficientes, ou seja, procurar que o consumo seja mínimo para um determinado nível de saída. A par destas medidas, devem adoptar-se práticas e tecnologias que minimizem os impactes ambientais do sector, recorrendo a formas de energia menos poluentes e utilizando as melhores técnicas disponíveis.

É interessante verificar que o Programa E4 prevê um conjunto de iniciativas diversas, com a preocupação de reforçar uma visão integrada e coerente.

A gestão da procura é uma das áreas em que a dificuldade de actuação é maior e onde não têm sido visíveis grandes acções, para além da tradicional diferenciação horária implícita nos tarifários de energia eléctrica. Se, em termos ambientais, esta parece ser uma das melhores soluções, porque tem tido pouca aplicação prática? Porque se tem investido mais noutras

áreas, como as energias renováveis ou as tecnologias de fim de linha? Como orientar as atenções para a gestão da procura? É a busca de resposta a estas questões o principal estímulo para este trabalho.

Muito já foi dito sobre gestão da procura. Haverá algo de novo a dizer? É verdade que muitas causas do “insucesso” da gestão da procura estão já identificadas e analisadas. No entanto, é também verdade que o sector eléctrico tem vindo a sofrer significativas transformações, resultantes em grande parte da sua liberalização crescente. Novos agentes surgiram, os agentes tradicionais mudaram “a maneira de pensar”, a regulação independente ganhou o seu lugar. Tendo em conta esta nova envolvente, qual poderá ser o papel da regulação do sector eléctrico no incentivo à gestão da procura?

Sintetizando, o objectivo deste trabalho é apontar pistas para que o regulador do sector eléctrico tenha uma atitude mais activa na definição de políticas incentivadoras da promoção da gestão da procura. Portugal Continental é analisado como caso estudo, nomeadamente o papel a desempenhar pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE)

### **Impactes Ambientais Associados ao Sector Eléctrico**

Para além de muitos outros impactes ambientais de âmbito geográfico mais restrito, o sector eléctrico português é hoje responsável por cerca de 50% das emissões de SO<sub>2</sub> e 20% das emissões de NO<sub>x</sub>, ambos responsáveis pelo fenómeno da acidificação, bem como por cerca de 30% das emissões de CO<sub>2</sub>, o principal gás de efeito de estufa. No actual cenário de crescimento económico estima-se um aumento das emissões de gases de efeito de estufa de 46%, relativamente a 1990 (CEEETA et al, 2001), superior aos 27% permitidos para Portugal, o que não tornaria possível o cumprimento do Protocolo de Quioto.

### **Liberalização e Ambiente**

As consequências da liberalização em ter-

mos ambientais são ainda difíceis de prever (Heydlauff, 1999). No entanto, é certo que num mercado concorrencial o Estado, ou um regulador, deve desempenhar um papel fundamental na criação de mecanismos que permitam aos agentes “internalizar” as questões ambientais e contribuir para uma maior sensibilização e divulgação da informação.

Por outro lado, a sociedade está hoje mais atenta e receptiva às questões ambientais, pelo que um regulador terá de gerir um conjunto de restrições ambientais.

### **Porquê Intervir?**

Os impactes ambientais associados ao sector eléctrico enquadram-se no capítulo das externalidades da teoria económica. Mais não são do que custos suportados pela sociedade que resultam da relação produtor/consumidor. Há então espaço e racionalidade económica para uma intervenção do Estado ou de um regulador. Esta intervenção também tem custos que devem ser inferiores aos benefícios resultantes da intervenção, caso contrário não há racionalidade económica.

A intervenção acima referida pode ser efectuada por diversas entidades e tomar várias formas. Neste trabalho não se analisou este tema. Tão somente se discutiu qual pode ser o papel do regulador do sector eléctrico nesta área, necessário desde logo dada a estrutura de monopólio natural de algumas das actividades do sector. Conclui-se que o regulador deve ter em consideração as restrições ambientais impostas por outros, tais como tectos de emissões atmosféricas ou restrições a traçados de linhas, e deve ainda, na sua regulação específica, dar sinais aos agentes que induzam comportamentos que conduzam a uma melhoria do desempenho ambiental do sector.

Que comportamentos ou medidas são estas? São vários os caminhos e não é necessário escolher um só. Antes pelo contrário. Devem conjugar-se tanto as medidas do lado da procura, como as medidas do lado da oferta, assim como as de “fim de linha” com as de “montante”

ou redução na fonte. Há espaço para incentivar a implementação das melhores técnicas disponíveis, para a produção recorrendo a fontes menos poluentes (como as renováveis) e, acima de tudo, para tornar os sistemas mais eficientes.

Poucas dúvidas podem restar de que, em termos ambientais, a melhor solução é evitar o desperdício, ou seja, diminuir os consumos energéticos, mantendo constante o nível de saída, tornando os sistemas energeticamente menos intensivos. É certo que nem sempre isto é verdade. Somente com uma análise de ciclo de vida, que tenha em consideração os impactes ambientais em todo o ciclo do produto ou sistema, ou seja, “desde o berço à cova”, é possível ter uma visão mais correcta. No entanto, tratam-se de estudos complexos e sempre sujeitos a um elevado conjunto de pressupostos.

### **Gestão da Procura**

No sector energético, esta actuação no lado da procura denomina-se gestão da procura. Conclui-se ainda no trabalho que apesar de o consumidor ter benefícios económicos com este tipo de medidas, não se trata de práticas habituais. Será que o consumidor não “conhece” a teoria económica relativa ao consumidor, será que não se comporta racionalmente? Verificou-se que existe um conjunto de factores, esses sim não considerados no modelo mais simples da teoria clássica do consumidor, que explicam o relativo insucesso do DSM. Tratam-se de problemas de informação, internos à empresa, não se comportando como um todo, mas sim como a soma de outros agentes com interesses distintos, tendo sido dado o exemplo dos diversos departamentos de uma indústria, aos quais se junta a falta de informação sobre DSM. A par da informação, há uma questão de “prioridades”, uma vez que se para a oferta a “prioridade” é vender energia, para a procura a “prioridade” não é de todo comprar energia, mas sim exercer uma determinada actividade económica ou, no consumidor doméstico, atingir determinado nível de conforto. Deve

ainda ser referida a diferença de dimensão entre a oferta e a procura. A procura é mais vasta e mais diversificada. Será o comportamento de um consumidor doméstico português igual ao comportamento de um consumidor dinamarquês? Este poderia ser um tema de discussão na área das ciências sociais.

A resposta à última questão colocada seria justificação suficiente para mostrar que as medidas para incentivo à gestão da procura não possam ser também iguais. Analisaram-se os seguintes tipos de medidas: campanhas de informação – para que os agentes estejam mais informados, conheçam bons exemplos, e considerem nas suas escolhas a questão da eficiência energética; rotulagem – sendo a eficiência uma característica pouco “visível” num equipamento, serve este tipo de medidas para mostrar ao consumidor que tipo de equipamento está a adquirir; regulamentação de mínimos de eficiência – não permitir que determinados equipamentos ou instalações tenham um desempenho energético abaixo de um determinado patamar; promoção de campanhas de instalação – podem ser de diversos tipos e promovidas por vários agentes; intervenção nos preços – da própria energia ou dos equipamentos; desenvolvimento tecnológico na busca de técnicas mais eficientes. Para implementação de qualquer destes tipos de medidas são necessários meios financeiros.

### **Papel do Regulador e Mecanismo Proposto**

O principal objectivo do trabalho foi procurar pistas que possam ser seguidas pelo regulador do sector eléctrico para uma promoção mais activa da gestão da procura. Qualquer esquema de incentivos tem de perceber o comportamento dos agentes, nomeadamente da oferta. Será que as empresas fornecedoras de electricidade ganham alguma coisa com DSM? E as empresas detentoras da rede? E as empresas produtoras? É esta nova realidade que distingue o conceito de gestão da procura de hoje do que foi quando o sector era um monopólio verticalmente integrado. É nesta realidade que

o regulador tem de agir.

O comportamento das empresas é ditado pelo próprio mercado e pela regulação. Mesmo com uma regulação muito “engenhosa”, é difícil contornar a seguinte questão: a empresa fornecedora, o comercializador, tem como principal objectivo maximizar o seu lucro, o que acontece se maximizar as suas vendas. Justifica-se que o regulador tenha uma intervenção específica para este tipo de questões.

O regulador é um agente privilegiado para angariar fundos através das tarifas de energia eléctrica. Não só porque estabelece preços a aplicar a grandes quantidades (kWh) e muitos clientes, ou seja, “cada um paga pouco”, mas também porque sabe quem “paga o quê”. Para o caso nacional, propôs-se um esquema de financiamento em que todos os clientes contribuiriam para um fundo DSM, sendo este fundo utilizado por empresas que apresentem programas para a instalação de medidas que melhorem o padrão (incluindo o nível) de consumo da procura. Advogou-se ainda que o fundo não deveria ser gerido pela ERSE, mas sim por outra entidade mais vocacionada para o efeito, melhor conhecedora dos aspectos específicos ligados ao DSM, tal como acontece no Reino Unido com o Energy Saving Trust. Claro que há que ter em atenção os custos administrativos associados a esta função. A ERSE teria de saber qual o montante necessário para o fundo e para que seria utilizado o fundo, de modo a que quem contribui para o fundo seja quem com ele pode beneficiar, evitando-se subsidiação cruzada entre os clientes.

Deverá cada cliente contribuir em função de quê? Foram analisadas duas soluções: em função do consumo (kWh) e encargo fixo. Foram desde logo rejeitadas soluções que dependessem da estrutura tarifária, uma vez que se considerou que, num mercado mais liberalizado, a estrutura tarifária não será igual para todos os clientes. Foi também rejeitada a solução de cobrar um encargo sobre o total da factura, uma vez que o valor da factura depende de um conjunto de factores que não são iguais para

todos os clientes, assumindo as componentes negociadas maior relevância num mercado mais concorrencial, não sendo até desejável, por questões de confidencialidade, que a factura seja conhecida.

A solução adoptada tem influência no modo como o esforço para contribuir para o fundo é distribuído pelos clientes. Concluiu-se que a solução \$/kWh favorece clientes com consumos menores, sucedendo o contrário na solução \$/cliente.

Se se observar o que tem sucedido no sector das energias renováveis, verifica-se que a energia eólica e a mini-hídrica têm tido um desenvolvimento muito superior ao verificado, por exemplo, no solar térmico. Talvez esta diferença se deva a que as primeiras são “oferta”, ou seja, são empresas especialistas cuja actividade principal é essa. O solar térmico está do lado da procura, onde a actividade principal não é a energética. Concluiu-se no trabalho que uma possível maneira de incentivar a gestão da procura é torná-la oferta, ou seja, criar condições para que empresas especialistas, e cujo lucro daí dependa, se dirijam à “procura” e vendam soluções mais eficientes. Por outro lado, havendo alguma concorrência há também um sinal

para que a eficiência aumente.

Muito ficou por fazer. A gestão da procura não deve ser limitada a um sector. Deve antes ter uma visão mais alargada, onde necessariamente o sector do gás é complementar/concorrencial do sector eléctrico. O esquema proposto para financiamento pode ser alargado ao gás, tal como acontece em Inglaterra, devendo a análise estender-se dos clientes de electricidade aos clientes do gás e à maneira como o esforço de contribuição para o fundo seria distribuído entre os clientes de ambos os sectores. Mais ambicioso ainda seria alargar o âmbito, possivelmente a outros combustíveis fósseis.

Embora seja certo que o alargamento de um esquema de financiamento como o proposto a mais sectores é uma tarefa complexa, assumindo a figura de taxa, é necessário que ao nível das políticas haja coordenação entre sectores, até para evitar problemas de concorrência entre sectores.

Ainda dentro do esquema proposto, fica por analisar a utilização do fundo, ou seja, qual o montante necessário para uma determinada medida e qual o sucesso, medido em termos de energia “poupada”, obtido.

## Bibliografia

CEEETA et al (2001), PNAC – *Programa Nacional para as Alterações Climáticas – Documento de Apoio às mesas redondas sectoriais visando a preparação do PNAC – Informação geral*, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente, Direcção Geral do Ambiente e Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 24-26 Setembro.

Heydlauff, E. Dale (1999), *Electric Industry Competition and the Environment*, The Electricity Journal, July 1999, pp 41-49, Elsevier Science Inc.





**PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL  
(ENERGIAS RENOVÁVEIS, RESÍDUOS E COGERAÇÃO)  
PONTO DE SITUAÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL - 2003**

**Pedro Costa José Afonso**

Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2003



## Resumo

*A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis ou resíduos, bem como a cogeração, é designada por produção em regime especial. Este tipo de produção tem tido um desenvolvimento significativo nos últimos anos, prevendo-se que a evolução futura apresente um ritmo de crescimento ainda mais elevado, em especial para a energia eólica. No final de 2001, a produção em regime especial contribuiu com cerca de 13,5% para o total da produção nacional de energia eléctrica.*

*Este crescimento tem sido motivado pelos apoios que têm sido concedidos, em especial pelo contributo que este tipo de produção dá para a política de ambiente, com especial destaque para as alterações climáticas.*

*A obrigação de compra a preço apoiado gera um sobrecusto para o sistema que é suportado por todos os consumidores. Este sobrecusto tem vindo a crescer motivado pelo aumento da produção e pelo aumento do próprio prémio concedido a este tipo de produção. Este é um dos motivos de preocupações futuras.*

Palavras chaves: *Energias renováveis, cogeração, resíduos, sobrecusto, eólica, mini-hídrica*

### 1. Introdução

As energias renováveis foram das primeiras formas de energia a serem utilizadas, tendo a utilização massiva de combustíveis fósseis tido início somente após a revolução industrial. A cogeração, mais recente, veio permitir satisfazer a necessidade, no mesmo local, de duas formas de energia – térmica e eléctrica. A procura

de um destino para os diversos tipos de resíduos tem levado a que a valorização energética seja, hoje, uma das soluções mais comuns.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis ou resíduos, bem como a cogeração, é designada por produção em regime especial (PRE).

A produção de energia eléctrica tendo por base energias renováveis ou cogeração tem tido um desenvolvimento significativo nos anos mais recentes. Na verdade, estas formas de produção contribuem, na grande maioria das vezes, para as linhas fundamentais da política energética, tanto nacional como comunitária, nomeadamente na minimização do impacte ambiental e na melhoria na segurança de abastecimento. A recente Resolução do Conselho de Ministros sobre política energética (RCM 63/2003) veio confirmar estas linhas mestras da política energética.

O contributo das energias renováveis e da cogeração para a política de ambiente é significativo. Em termos de sector energético, destacam-se dois desafios fundamentais:

- + Cumprimento do Protocolo de Quioto, onde o sector oferta de energia é responsável por cerca de um terço das emissões de gases com efeito de estufa.

- + Cumprimento dos novos tectos de emissão de substâncias acidificantes e os novos limites de emissão para as grandes instalações de combustão, sendo que a maioria deste tipo de instalações são centrais termoeléctricas.

Tanto o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC, 2003), como o Pro-

grama para os Tectos de Emissão Nacional (estudos de base) (PTEN, 2002), ambos em elaboração, consideram já o compromisso assumido pelo Governo português de, em 2010, 39% da energia eléctrica ter origem renovável, bem como o cumprimento do objectivo previsto na proposta de directiva para promoção da cogeração.

O presente trabalho é uma actualização do documento Energias renováveis em Portugal, Produção em regime especial, finalizado em Dezembro de 2000. Desde então registaram-se diversos desenvolvimentos, tais como a aprovação do Programa E4 (ME, 2001), o Fórum das Energias Renováveis, a aprovação de nova legislação alterando a remuneração da energia entregue à rede, o início da elaboração de importantes instrumentos de política de ambiente e a recente aprovação de orientações para a política energética portuguesa (RCM 63/2003).

Os principais objectivos do presente trabalho são:

- Analisar o papel da ERSE relativamente à produção em regime especial.
- Efectuar um ponto de situação sobre os aproveitamentos existentes, nomeadamente em termos de potência instalada e energia produzida em Portugal Continental. Não é ainda possível dispor de informação que permita elaborar um trabalho semelhante para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- Perspectivar evoluções futuras do sector da produção em regime especial.
- Analisar a evolução do sobrecusto associado à produção em regime especial e o seu reflexo nas tarifas de energia eléctrica.
- Perspectivar formas de apoio que melhorem a eficiência económica deste sector.

## 2. Produção em Regime Especial

Neste capítulo explica-se o conceito de produção em regime especial tal como definido na legislação vigente, apresenta-se um breve historial do enquadramento legal desta ac-

tividade e descrevem-se as competências da ERSE neste domínio.

### 2.1 Integração da Produção em Regime Especial no Sistema Eléctrico Nacional

A organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) é apresentada na figura seguinte:



Figura 1 - Organização do Sistema Eléctrico Nacional

A legislação vigente considera produção em regime especial:

- A produção hídrica, com potência instalada inferior a 10 MW;
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável (eólica, solar, biomassa, etc.);
- A produção de energia eléctrica com base em resíduos (urbanos, industriais, agrícolas).
- A produção de energia eléctrica em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- A produção de energia eléctrica através de um processo de cogeração.

Destaca-se, pela novidade, a produção em baixa tensão, cujo quadro legal foi estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março.

### 2.2 Breve Historial

Em 1981, com a publicação do Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro, passou a ser possível a venda à rede de excedentes de produção própria. No entanto, é reconhecido que foi em 1988, com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 e Maio, que foi dado um forte impulso à produção independente, nomeadamente a instalações de cogeração e mini hídricas.

Em 1995, ano em que foi estabelecido o qua-

dro legal que ainda hoje rege o sector, também a produção em regime especial conheceu evoluções significativas. A cogeração, com a publicação do Decreto-Lei n.º 186/95, de 27 de Julho, e a restante produção em regime especial, com a publicação do Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, passaram a ter um tratamento distinto, nomeadamente ao nível da valorização da energia entregue à rede. Destacam-se também as novas regras para definição de cogeração, nomeadamente em termos de definição da relação entre energia térmica e eléctrica e o limite de venda à rede.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, e do Decreto Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, a produção em regime especial viu novamente o seu enquadramento legal alterado, sendo de destacar as alterações tarifárias, deixando o preço de venda ao SEP de estar dependente do preço de venda a clientes finais do SEP.

No final de 2001 há a assinalar novas alterações ao regime legal, nomeadamente com a publicação do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, que determinou preços de venda ao SEP diferenciados por fonte de energia, criando incentivos reconhecidamente superiores aos vigentes até então. Também na cogeração, com a publicação do Decreto Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, foi estabelecido um quadro mais favorável para a promoção da cogeração.

Um dos assuntos que tem sido apontado como barreira ao desenvolvimento da produção em regime especial prende-se com a ligação à rede. Neste âmbito, o Decreto Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, veio definir o regime de gestão da capacidade de recepção das redes do SEP para os centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente (SEI).

O quadro legal da produção em baixa tensão surgiu com a publicação do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março.

Deve-se destacar a Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro, relativa à produção de ener-

gia eléctrica com base em fontes de energia renovável, cuja transposição deverá ocorrer até 27 de Outubro de 2003, bem como a proposta de directiva relativa à cogeração (COM(2002)415final).

### 2.3 Competências da ERSE

A definição da política energética em Portugal é da responsabilidade do Governo, nomeadamente através da Direcção Geral de Energia (DGE). Porém, no domínio da produção em regime especial, existem algumas responsabilidades partilhadas entre a DGE e a ERSE, que se analisarão nos próximos parágrafos.

Os Estatutos da ERSE, publicados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, estabelecem que a ERSE deve “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais nos sectores regulados, estimulando, nomeadamente, a adopção de práticas que promovam a utilização eficiente da electricidade (...) e a existência de padrões adequados de (...) defesa do meio ambiente”. Conforme já referido, uma das principais justificações para promover as fontes de energia renovável e a cogeração são, precisamente, as questões ambientais.

O planeamento do sistema electroprodutor do SEP deve ter em conta o desenvolvimento da PRE, em especial em cenários de forte penetração, conforme previsto para os próximos anos. O Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP é efectuado pela DGE, sob proposta da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., e aprovado pelo Ministro da Economia, depois de ouvida a ERSE.

O SEP é legalmente obrigado a adquirir a energia produzida pela PRE, pelo que as redes do SEP deverão ter capacidade para receber essa energia. A ERSE dá parecer sobre o Plano de Investimentos da REN, pelo que deve acompanhar a evolução da PRE e o seu impacte nas redes do SEP.

A energia eléctrica vendida ao SEP pela PRE é remunerada de acordo com o estabelecido em diplomas específicos, da responsabilidade

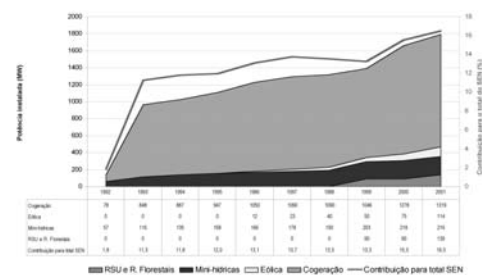
do Governo. Desta relação comercial, não regulada pela ERSE, resulta um sobrecusto que se reflecte nas tarifas, cuja publicação é responsabilidade da ERSE.

Para além de tudo o que foi referido, acresce a obrigação estatutária da ERSE<sup>2</sup> em “colaborar com a Assembleia da República e com o Governo na formulação das políticas e dos diplomas respeitantes ao sector energético”.

### 3. Evolução da Produção em Regime Especial

Neste capítulo apresenta-se o actual estado de desenvolvimento da produção em regime especial, em particular no que se refere à potência instalada e à energia produzida.

Na figura seguinte é possível analisar a evolução da potência instalada na PRE, com discriminação das diversas fontes/tecnologias, bem como o peso no total no SEN.

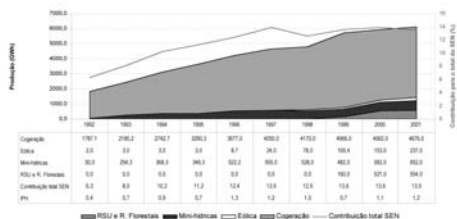


Fonte: DGE

Figura 2 - Evolução da potência instalada na PRE

Destaca-se o forte crescimento verificado no início da década de noventa, com especial destaque para a cogeração, bem como o crescimento também significativo que actualmente se verifica relativamente aos aproveitamentos eólicos. É também interessante verificar o papel que as alterações legislativas de 1999 parecem ter tido no incentivo ao desenvolvimento deste sector.

A figura seguinte apresenta uma informação semelhante, mas em termos de produção de energia eléctrica<sup>3</sup>.

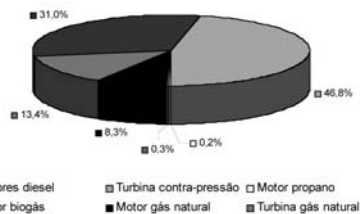


Fonte: DGE

Figura 3 - Evolução da produção PRE

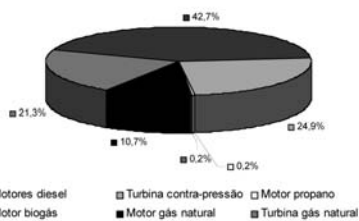
Para além dos comentários já efectuados sobre a evolução da potência instalada, nota-se algum abrandamento da produção da cogeração, possivelmente devido ao aumento do preço dos combustíveis e ao desfazimento com que os preços da electricidade são afectados, levando a que possa ser preferível o abastecimento através da rede do SEP do que produzir por cogeração.

Existem diversas tecnologias de cogeração, que condicionam também o tipo de combustível utilizado. Nas figuras seguintes apresenta-se a distribuição da potência instalada e energia produzida por tipo de tecnologia, no ano de 2001.



Fonte: CEEETA, 2002

Figura 4 - Tecnologias de cogeração (contributo em termos de potência)



Fonte: CEEETA, 2002

Figura 5 - Tecnologias de cogeração (contributo em termos de energia)

<sup>2</sup> Art.º 3.º dos Estatutos da ERSE.

<sup>3</sup> Para a cogeração, a produção inclui o autoconsumo e as entregas à rede.

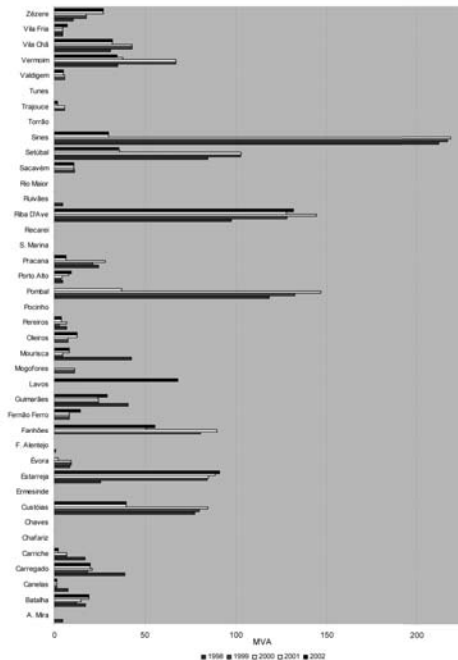
Destaca-se o peso maioritário da turbina de contra-pressão e dos motores diesel. A introdução do gás natural permitiu o desenvolvimento, nos últimos anos, de instalações de cogeração a gás natural.

As primeiras instalações para aproveitamento da energia eólica em Portugal foram construídas nas Regiões Autónomas, tendo o primeiro parque no Continente surgido somente em 1992, em Sines, constituído por 12 aerogeradores de 150 kW cada (CEEETA, 2002). Na figura seguinte apresenta-se a localização dos parques eólicos em exploração.



Fonte: Portal das Energias Renováveis ([http://www.energiarenovaveis.com/html/energias/eolica\\_pt\\_atualidade.htm](http://www.energiarenovaveis.com/html/energias/eolica_pt_atualidade.htm))

Figura 6 - Localização de parques eólicos



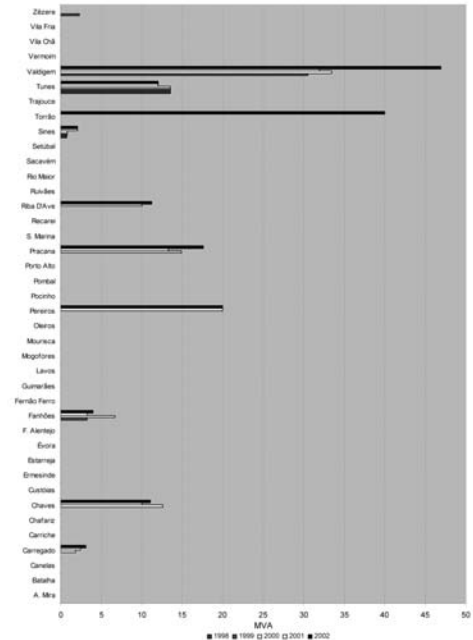
Fonte: REN (2003), REN (2002), REN (2001), REN (2000) e REN (1998)

Figura 7 - Entregas à rede da cogeração agrupada por subestação da RNT

Um dos factores que tem limitado o desenvolvimento da produção em regime especial é a capacidade de recepção das redes do SEP, em especial da Rede Nacional de Transporte. Tal sucede porque se verificam algumas concentrações espaciais de produtores em regime especial (em determinadas subestações), em zonas em que a produção excede o consumo local.

Nas figuras seguintes apresentam-se as entregas da produção em regime especial agrupadas por subestação da rede nacional de transporte (RNT), distinguindo as diversas fontes/tecnologias. A análise da evolução deve ter em atenção a introdução de novas subestações na RNT (ex. nova subestação de Lavos). Por outro lado, a classificação da produção em regime especial também foi alterada, sendo que até ao ano 2000 a cogeração inclui alguns produtores térmicos que não são cogeneradores.

Da análise da figura 7, verifica-se, como seria de esperar, uma concentração de instalações de produção por cogeração em áreas industriais.

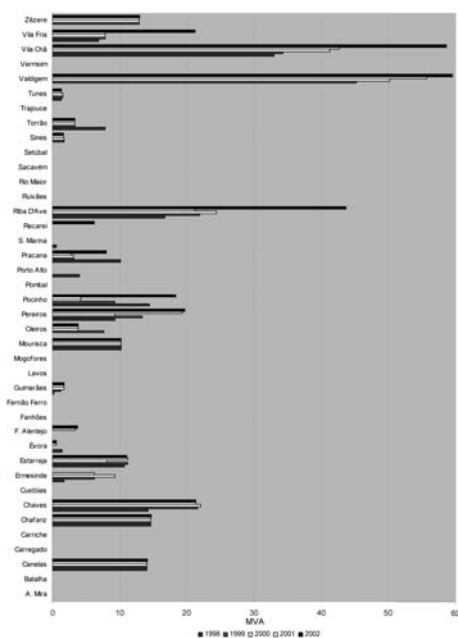


Fonte: REN (2003), REN (2002), REN (2001), REN (2000) e REN (1998)

Figura 8 - Entregas à rede da produção eólica agrupada por subestação da RNT



A análise da figura 8 evidencia uma dispersão territorial menor do que na cogeração.



Fonte: REN (2003), REN (2002), REN (2001), REN (2000) e REN (1998)

Figura 9 - Entregas à rede da produção mini-hídrica agrupada por subestação da RNT

Da análise da figura 9 verifica-se uma forte concentração da produção mini hídrica no Norte do país, com entregas mais significativas nas subestações de Vila Chã, Valdigem e Riba D'Ave.

#### 4. Perspectivas Futuras

O sector da produção em regime especial encontra-se em forte evolução, em especial o aproveitamento de fontes de energia renovável, com grande destaque para a energia eólica. Neste capítulo pretende-se perspectivar a evolução do sector nos próximos anos, em termos de potência instalada e energia produzida.

##### 4.1 Potencial Existente

Determinar o potencial de aproveitamento de uma fonte de energia tem por base um conjunto de hipóteses, nomeadamente os custos de exploração e a transposição de algumas barreiras à sua exploração.

Durante cerca de dois anos foram dinamizados diversos de grupos de trabalho temáticos sobre as diferentes fontes de energia renovável, constituídos por representantes dos produtores, fornecedores de equipamento, universidades, administração local e central. Esta iniciativa – Fórum das Energias Renováveis – permitiu discutir e conhecer melhor o estado das energias renováveis em Portugal, perspectivando também medidas que permitirão um melhor aproveitamento destas fontes.

Uma das informações que resultou do Fórum das Energias Renováveis foi o levantamento do potencial existente para cada fonte de energia renovável. No quadro seguinte apresenta-se este potencial para a produção de energia eléctrica tendo por base fontes de energia renovável, num horizonte até 2010, no Continente.

QUADRO 1

Tecnologia/fonte	Potencial exequível até 2010 (potência eléctrica – MW)
Biomassa vegetal	110
Biogás (pecuária, agro-alimentar, ETARs, aterros)	133
Resíduos sólidos urbanos	50
Resíduos da pecuária e avícolas	70
Geotérmica	98
Fotovoltaica	40 a 50
Oceanos (ondas)	1 200 GWh
Mini-hídrica	500 a 600
Eólica	3 500

Fonte: Fórum (2002)

Potencial para as energias renováveis exequível até 2010 (Continente)

Num trabalho elaborado pelo Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente (CEEETA, 2001) verifica-se que existe mercado em Portugal para a aplicação de tecnologias de micro-geração<sup>4</sup>. No entanto, o número de projectos a desenvolver dependerá significativamente do preço do gás natural. O estudo avança com um cenário para 2006 em que prevê que existam 272 instalações de micro-geração a funcionar.

No quadro seguinte apresentam-se custos unitários médios para investimento em tecnologias para a produção em regime especial<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> O estudo define micro-geração como "a geração descentralizada-localizada de energia (produção combinada de electricidade e calor) por via de micro-turbinas, motores Sterling, pequenos motores de combustão interna ou sistemas híbridos (...), interligados em baixa tensão".

<sup>5</sup> Deve alertar-se para que as fontes de informação não são as mesmas do que a utilizada para a identificação do potencial.

QUADRO 2

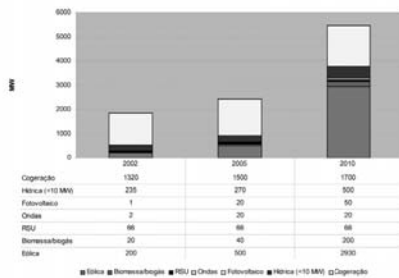
Tecnologia/fonte	Custo unitário (€/kW) – preços de 2001
Mini-hídrica	1 500
Eólica	1 050
Biomassa (resíduos madeira e gás de aterro)	1 750 – 2 000
Fotovoltaica	6 000
Ondas	1 500
Microgeração: Micro-turbinas a gás	800-990
Pilhas de combustível de baixa temperatura	2 200 – 3 300
Motores de combustão a gás	550 – 830
Cogeração	750

Fonte: CEEETA (2002) e para a microgeração Arthur D. Little Inc. in CEEETA (2002)

#### 4.2 Metas para 2010

O último Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP foi aprovado em 1999, antes de assumidos os ambiciosos objectivos estabelecidos no Programa E4. Da versão 2001 do Plano de Expansão são conhecidos os cenários estudados, embora não se possam considerar definitivos.

Na figura seguinte apresenta-se a previsão para a potência instalada para as diversas fontes/tecnologias da PRE considerada nos cenários para o Plano de Expansão 2001.

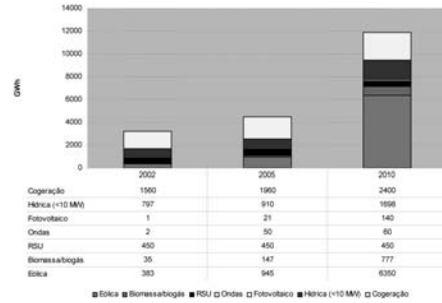


Fonte: DGE

Na figura seguinte apresenta-se a produção prevista para a PRE até 2010.

Figura 10 - Potência instalada prevista para PRE

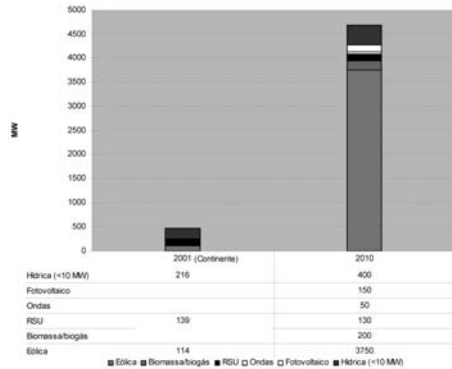
Na figura seguinte apresenta-se a produção prevista para a PRE até 2010.



Fonte: DGE

Figura 11 - Produção prevista para PRE

Muito recentemente foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 que aprova as orientações da política energética portuguesa, onde são apresentadas metas indicativas para a produção a partir de fontes de energia renovável. Na figura seguinte apresentam-se estas metas para 2010, assinalando-se desde já que não coincidem totalmente com os valores anteriormente apresentados relativos aos estudos efectuados para a versão 2001 do Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP, destacando-se o aumento verificado na energia eólica e nos aproveitamentos fotovoltaicos. Na figura seguinte apresentam-se igualmente os valores verificados em 2001.



Nota: em 2001 a biomassa/biogás encontra-se incluída na classe RSU

Fonte: DGE, RCM 63/2003 (2003)

Figura 12 - Metas indicativas para a PRE renovável e resíduos, para 2010, consideradas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003

Da análise da informação apresentada destaca-se o forte crescimento previsto para a energia eólica, que entre 2002 e 2010 multi-

plica por cerca de quinze a potência instalada. É também interessante registar o desenvolvimento da biomassa/biogás e a expectativa de desenvolvimento de novas tecnologias, como sejam o aproveitamento fotovoltaico e das ondas.

#### 4.3 Contributo para a política nacional para as alterações climáticas

A versão do PNAC em reformulação (PNAC, 2003) considera que em 2010 será cumprido o objectivo de 39% para a produção de energia eléctrica com base em fontes de energia renovável, sendo uma medida considerada no cenário de referência<sup>6</sup> dos estudos efectuados.

O contributo desta medida para a redução de emissões de gases com efeito de estufa será, em 2010, o seguinte:

- + Cenário baixo<sup>7</sup> – 3,5 Tg CO<sub>2</sub>eq
- + Cenário alto<sup>7</sup> – 2,9 Tg CO<sub>2</sub>eq

Tendo em consideração o total de redução de emissões que resulta do conjunto de medidas incluídas no cenário de referência, pode concluir-se que o cumprimento da meta dos 39% corresponde a pouco mais de metade do esforço total exigido.

O cumprimento do objectivo apontado pela Comissão Europeia para a cogeração (18%) corresponde a uma redução, em 2010, de cerca de<sup>8</sup>:

- + Cenário baixo – 0,3 Tg CO<sub>2</sub>eq
- + Cenário alto – 0,2 Tg CO<sub>2</sub>eq

Esta redução corresponde a cerca de 2,5% do total de reduções conseguidas com as medidas adicionais previstas no PNAC (2003).

### 5. Apoio dado à Produção em Regime Especial

A contribuição para as políticas energética e ambiental da produção em regime especial tem levado a que existam diversos apoios a este tipo de produção. No essencial, podem agrupar-se em dois tipos de apoio:

- + Apoio ao investimento: através de subsídios a fundo perdido ou empréstimos bonificados. A grande maioria dos apoios são enquadrados em programas europeus, recordando se os seguintes: Altener, Valoren, Thermie e Programa

Energia. Actualmente está em vigor o Programa Operacional da Economia.

- + Garantia de compra e preço de venda: através da garantia de compra da energia produzida a um preço superior ao de mercado.

Seguidamente é efectuada uma análise dos apoios associados à garantia de compra e preço de venda. Os apoios ao investimento encontram-se fora do âmbito deste trabalho.

#### 5.1 Garantia de compra

O enquadramento legal da produção em regime especial estabelece a obrigação de compra pelo SEP de toda a energia produzida.

Relativamente à cogeração, destaca-se ainda:

- + A possibilidade de vender ao SEP toda a produção, incluindo a que se destina a auto-consumo, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, e na Portaria n.º 399/2002.

- + Possibilidade de vender energia a filiais, fazendo uso das redes do SEP.

#### 5.2 Preço de venda ao SEP

O preço de venda ao SEP da produção em regime especial é estabelecido pelo Governo, através da Direcção Geral de Energia. Os preços actualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificar-se os custos evitados em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas).

Deste modo, os preços dependem da:

- + Hora de entrega da energia.
- + Forma do diagrama de produção de energia eléctrica.

- + Fonte de energia primária utilizada.

Relativamente à cogeração, encontram-se estabelecidos quatro tarifários para os seguintes tipos de instalação:

- + Instalações cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- + Instalações com potência de ligação supe-

<sup>6</sup> O PNAC define como cenário business as usual o que resultaria de uma projecção da situação actual, tendo por base os cenários macro-económicos utilizados. O cenário de referência corresponde a admitir que as medidas já em vigor obtêm a sua eficácia ambiental máxima. É conseguida uma redução superior com a aplicação das medidas adicionais. O comércio de emissões permitirá o restante esforço, com vista ao cumprimento dos compromissos de Portugal (+27%).

rior a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.

- Instalações que, numa base anual, utilizem numa proporção superior a 50% resíduos como fonte de energia.

- Instalações cujo combustível utilizado seja fuelóleo.

No que respeita à produção com base em fontes de energia renovável ou resíduos, o Decreto-Lei n.º 339-C/2002, de 29 de Dezembro, estabeleceu preços de venda distintos consoante a fonte de energia, tecnologia e funcionamento verificado. O factor que distingue as diversas situações (Z) toma os seguintes valores:

- Aproveitamentos eólicos:

Utilização da potência de ligação (h)	Valor Z
h < 2000	1,70
2000 < h < 2200	1,30
2200 < h < 2400	0,95
2400 < h < 2600	0,65
h > 2600	0,40

- Centrais mini-hídricas – 1,20
- Centrais de energia das ondas (até um total nacional de 20 MW) – 6,35
- Centrais fotovoltaicas de potência instalada igual ou inferior a 5 kW (até um total nacional de 50 MW) – 12
- Centrais fotovoltaicas de potência instalada superior a 5 kW (até um total nacional de 50 MW) – 6,55
- Restantes instalações - 1

Apresentam-se seguidamente, os preços médios<sup>9</sup> verificados para as várias fontes/tecnologias.

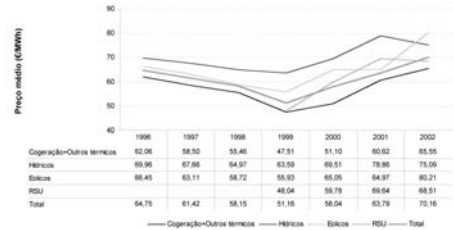
Da análise da figura 13 realça-se:

- O aumento continuado do preço médio desde 1999, após a publicação de nova legislação para a PRE.

- O significativo aumento do preço médio da energia eólica, verificado de 2001 para 2002, resultado da revisão do preço de venda operada pelo Decreto Lei n.º 339 C/2001,

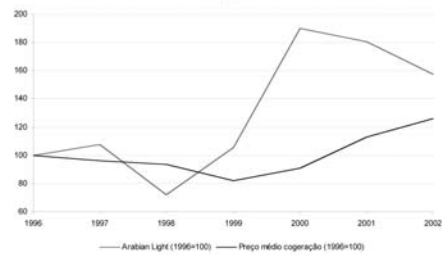
de 29 de Dezembro.

O preço de venda da cogeração encontra-se indexado ao preço do petróleo, mais propriamente ao Arabian Light, com um desfazamento temporal. Esta relação pode ser apreciada na figura seguinte, onde se representa a evolução do preço médio de venda da cogeração ao SEP e do preço do preço médio anual do Arabian Light, encontrando-se os valores normalizados pelo valor de 1996.



Fonte: REN

Figura 13 - Preço médio de venda da PRE ao SEP (preços constantes 2002)



Fonte: REN, IEA

Figura 14 - Preço médio de venda da cogeração e preço do petróleo

### 5.3 Incorporação do custo da PRE nas tarifas

Conforme já referido, das aquisições do SEP à produção em regime especial resulta um sobrecusto para este sistema, dado que o custo de aquisição é superior ao seu custo médio de produção.

O Regulamento Tarifário estabelece que o sobrecusto corresponde à diferença entre o custo de aquisição à PRE e os custos em que o SEP incorreria para produção daquela energia<sup>10</sup>. O custo em que o SEP incorreria tem sido calculado por aplicação do valor médio da Tarifa de Energia e Potência e da Tarifa de Uso da Rede de Transporte<sup>11</sup>. Este cálculo é feito de modo

<sup>7</sup> Cenários macro-económicos utilizados em PNAC (2003) que foram desenvolvidos por CISEP (2001) para a REN – Rede Eléctrica Nacional e para o GEPE – Gabinete de Estudos e Prospectiva Económica do Ministério da Economia.

<sup>8</sup> Excluiu-se o contributo das instalações abrangidas pelo comércio europeu de emissões.

<sup>9</sup> Preço médio calculado como o quociente entre o valor pago ao conjunto de produtores de determinada categoria e a energia vendida ao SEP pelos mesmos produtores.

agregado para o total da produção em regime especial, conforme apresentado esquematicamente na figura seguinte.

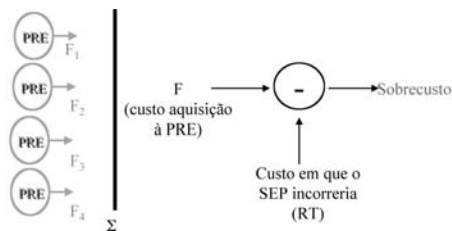


Figura 15 - Definição do sobrecusto de aquisição à PRE

O Regulamento Tarifário estabelece que este sobrecusto é incluído nos custos da actividade de gestão global do sistema. Nesta actividade encontram-se diversos custos que são repartidos por todos os clientes, nomeadamente custos com gestão e regulação do sistema. Os custos desta actividade são recuperados através da tarifa de uso global do sistema, tarifa que é paga por todos os clientes ligados às redes do SEP<sup>12</sup>, ou seja, clientes do SEP e clientes não vinculados.

Na figura seguinte representam-se as diversas actividades, as respectivas tarifas e clientes a quem as tarifas são facturadas<sup>13</sup>, destacando-se a actividade de gestão global do sistema.

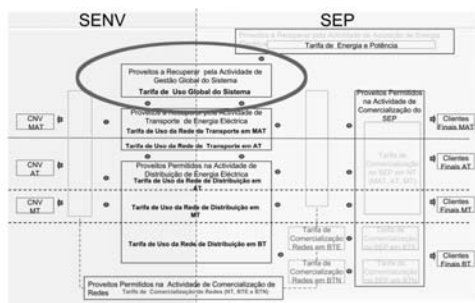


Figura 16 - Actividades, tarifas e clientes

A figura seguinte pretende sintetizar os fluxos físicos e financeiros associados às entregas da PRE às redes do SEP.

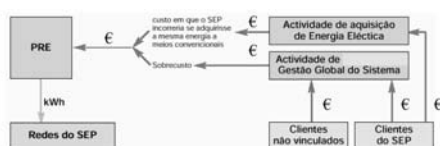
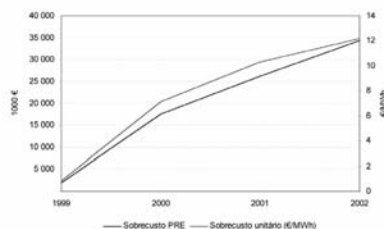


Figura 17 - Pagamento aos PRE

#### 5.4 Análise do Sobrecusto

O sobrecusto tem vindo a aumentar devido a duas razões: aumento das tarifas, cujo reflexo é visível no sobrecusto unitário médio; aumento das vendas da produção em regime especial ao SEP. Na figura seguinte é possível observar a evolução do sobrecusto total e do sobrecusto unitário médio<sup>14</sup>.



Fonte: REN, ERSE

Nota: Os valores de 2002 correspondem aos valores utilizados para estabelecimento das tarifas

Figura 18 - Evolução do sobrecusto total e do sobrecusto unitário médio

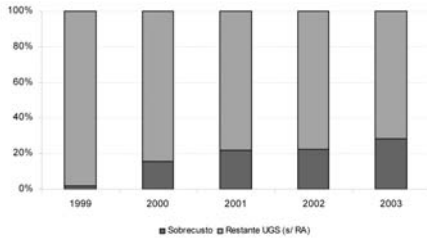
Como consequência do aumento do valor do sobrecusto, tem-se verificado um aumento do seu peso no total de custos da actividade de uso global do sistema, conforme se pode observar na figura seguinte. Em 2003 foram também incluídos nos custos da actividade de uso global do sistema os custos de convergência com as Regiões Autónomas. No entanto, de modo a garantir a coerência da série temporal, optou-se por excluir estes custos da análise.

O peso do sobrecusto tem também vindo a aumentar no total de proveitos que resultam da aplicação das tarifas de venda a clientes finais, conforme se verifica na figura seguinte.

<sup>10</sup> Regulamento Tarifário, art.º 73.º

<sup>11</sup> Quando se estabelecem as tarifas, no cálculo do sobrecusto são utilizados os valores médios do ano anterior e os valores previstos para as quantidades produzidas para o ano seguinte.

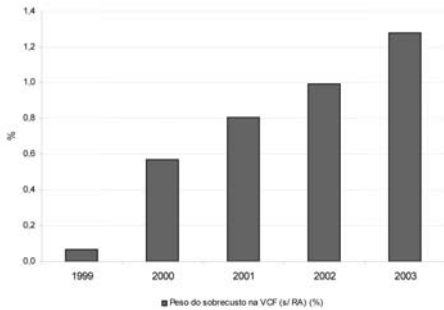
<sup>12</sup> Tarifa é facturada em função da energia consumida (€/kWh).



Fonte: REN, ERSE

Nota: Os valores de 2002 e 2003 correspondem aos valores utilizados para estabelecimento das tarifas

Figura 19 - Peso do sobrecusto na actividade de gestão global do sistema



Fonte: REN, ERSE

Nota: Os valores de 2002 e 2003 correspondem aos valores utilizados para estabelecimento das tarifas

Figura 20 - Peso do sobrecusto no total de proveitos da venda a clientes finais

### 5.5 Certificados Verdes

Torna-se desejável que sejam analisadas outras formas de incentivo à produção em regime especial que, sem colocar em causa o seu desejável crescimento, promovam o seu desenvolvimento salvaguardando a eficiência económica dos projectos e um adequado nível de concorrência, nomeadamente, na selecção dos projectos.

O CEER – Conselho Europeu de Reguladores de Energia criou um grupo de trabalho sobre ambiente e fiscalidade que se tem dedicado à análise dos diversos mecanismos de apoio às fontes de energia renovável. Os estudos desenvolvidos permitem concluir que são essencialmente dois os esquemas de apoio existentes na Europa:

- Obrigação de compra associado a um preço pré-estabelecido (feed-in tariff).

- Mercado de certificados verdes (normalmente associado ao cumprimento de um objectivo mínimo de produção renovável).

O esquema de concurso existente em Inglaterra, que vigorou até ao primeiro trimestre de 2002 (NFFO – *non fossil fuel obligation*), foi substituído por certificados verdes (*Renewable obligation*).

O CEER concluiu que com o crescimento deste tipo de produção o sobrecusto associado aumentará significativamente, tendo manifestado especial interesse pelo esquema dos certificados verdes, uma vez que permite melhorar a eficiência económica do sistema, criando um mercado entre os produtores renováveis.

O mecanismo de certificados verdes cria um mercado específico para as mais valias fornecidas pela PRE, nomeadamente a valia ambiental. O “produto energia eléctrica” pode assim ser vendido no mercado da electricidade e as restantes valias em mercados próprios. Neste tipo de mercados não existem problemas de congestionamento de redes, sendo assim possível estabelecer um mercado mais amplo, nomeadamente ao nível europeu<sup>15</sup>.

A Directiva das energias renováveis obriga a que exista um esquema de certificação para a energia, que garanta a sua origem. O mercado de certificados é, na verdade, um mercado destas garantias.

Tem tido alguma projecção na Europa o esquema de certificação proposto pelo RECS – Renewable Energy Certificate Systems<sup>16</sup>. Esta organização promove também uma metodologia de comercialização dos respectivos certificados.

Aguarda-se para breve a publicação da Directiva relativa ao comércio europeu de licenças de emissões de CO<sub>2</sub>, no âmbito do Protocolo de Quioto. É frequente serem feitas referências a futuras relações entre este mercado e o mercado de certificados verdes. No entanto, alerta-se para que este é um tema que necessita de ser analisado em maior detalhe.

<sup>15</sup> Sobre este tema podem encontrar-se informações mais detalhadas na publicação da ERSE – Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal continental, 2001, bem como nos documentos explicativos que a ERSE publica com o estabelecimento das tarifas (disponíveis em [www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

<sup>16</sup> Calculado como o quociente entre o sobrecusto total e a energia vendida pela produção em regime especial ao SEP.

<sup>17</sup> Esta hipótese assenta no pressuposto de que estas mais valias não têm um carácter local, o que em termos ambientais só é verdade para o CO<sub>2</sub>.<sup>16</sup>

## 6. Conclusão

O sector das energias renováveis e da cogeração tem tido um dinamismo crescente nos últimos anos, estando previsto um forte crescimento da produção em regime especial nos próximos anos. A energia eólica é aquela que deverá observar um crescimento mais acentuado.

Perante este cenário de forte crescimento, surgem novos desafios. Em termos técnicos e de gestão do sistema é necessário encarar esta nova realidade, em que parte significativa da produção não será despachável e apresenta variações significativas de produção, dependente das condições atmosféricas. Por outro lado, com a também crescente liberalização do mercado, torna-se necessário encontrar mecanismos que permitam que este tipo de produção possa ter uma participação no mercado, nomeadamente através de novos mecanismos de incentivo, que permitam a promoção da eficiência económica no lado da oferta da produção em regime especial. Estes desafios são

hoje colocados ao nível ibérico, no âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade.

Ainda são apontadas, em especial pelos produtores, algumas barreiras ao desenvolvimento deste sector, não só ao nível da capacidade de recepção das redes, mas em especial barreiras administrativas, nomeadamente o tempo necessário para a aprovação dos projectos (envolvendo normalmente autorização ou licenciamento da parte eléctrica, por parte das autoridades locais e, muito frequentemente, das autoridades ambientais).

Concluindo, a produção em regime especial, com especial destaque para as fontes de energia renovável, tem ganho relevância em termos de política de ambiente, nomeadamente para cumprimento dos estimulantes desafios que se colocam actualmente. Embora este possa ser um contributo significativo, deve ser acompanhado de outras políticas, com especial destaque para as políticas de utilização racional de energia.

## 7. Referências

- CEEETA (2001), Estudo do Mercado Potencial para a Aplicação das Tecnologias de Micro-Cogeração em Portugal, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, Dezembro de 2001
- CEEETA (2002), Energia Portugal 2001, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, Direcção Geral de Energia e Ministério da Economia, Janeiro de 2002
- Forum (2002), Uma Contribuição para os Objectivos de Política Energética e Ambiental, Fórum Energias Renováveis em Portugal, editores: Helder Gonçalves, António Joyce e Luís Silva, CEEETA/ADENE, Dezembro 2002
- ME (2001), Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Renováveis, Ministério da Economia, Setembro de 2001
- ME (2003), Política Energética – Síntese, Ministério da Economia
- PNAC (2003), Medidas Adicionais Visando o Cumprimento do Protocolo de Quioto (Documento de Trabalho) – Síntese – cenários e esforços de redução, Instituto do Ambiente, Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da FCT/UNL, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, Fevereiro de 2003
- PTEN (2002), Programa para os Tectos de Emissão Nacional – Estudos de base, Instituto do Ambiente, Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da FCT/UNL, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, Dezembro de 2002
- RCM 63/2003 (2003), Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, publicada no Diário da República n.º 98, Série I-B, de 28 de Abril de 2003
- REN (1999), Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 1998, Rede Eléctrica Nacional, S.A., 1999
- REN (2000), Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 1999, Rede Eléctrica Nacional, S.A., 2000
- REN (2001), Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 2000, Rede Eléctrica Nacional, S.A., 2001
- REN (2002), Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 2001, Rede Eléctrica Nacional, S.A., 2002
- REN (2003), Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 2002, Rede Eléctrica Nacional, S.A., 2003



**PLANOS DE PROMOÇÃO DA QUALIDADE AMBIENTAL  
A EXPERIÊNCIA DE QUATRO ANOS**

**Pedro Costa José Afonso**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em Novembro de 2005





## Resumo

*Este trabalho é um resumo de um documento realizado em Novembro de 2005 que tinha como objectivo realizar uma síntese sobre a experiência de aplicação dos Planos de Promoção da Qualidade Ambiental (PPQA) no sector eléctrico.*

*A síntese, para além de permitir divulgar junto dos agentes do sector resultados ambientais alcançados, pretendeu sobretudo lançar pistas de discussão que permitissem melhorar esta ferramenta de regulação.*

*Os PPQA são instrumentos que pretendem incentivar as empresas a melhorar o seu desempenho ambiental.*

*Nos quatro anos de experiência analisada (2002 a 2005), verificou-se uma dominância das medidas relativas a resíduos, integração paisagística e protecção da avifauna.*

## Introdução

A ERSE tem responsabilidades, ainda que indirectas, em questões ambientais, devendo contribuir para a melhoria do desempenho ambiental das empresas que operam no sector, bem como para a utilização eficiente dos recursos. Apontam neste sentido algumas disposições dos Estatutos da ERSE, designadamente a obrigação de contribuir para a progressiva melhoria das condições ambientais nos sectores regulados.

Importa também salientar que o desenvolvimento sustentável obriga a uma harmonia entre o desenvolvimento económico, social e ambiental, devendo as questões ambientais ser vistas de modo integrado com a regulação económica do sector energético.

Estando a terminar o quarto ano de aplicação dos PPQA em Portugal continental, considera-se oportuno elaborar o presente documento de divulgação pública que apresente as acções incluídas nos PPQA e quais os resultados alcançados.

Aproveita-se ainda a oportunidade para divulgar as novidades introduzidas no novo Regulamento Tarifário (RT) sobre os incentivos regulatórios para melhorar o desempenho ambiental das empresas reguladas, em que os PPQA passaram a designar-se Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA). Estas alterações ao RT beneficiaram já da experiência de aplicação dos PPQA no período 2002 - 2005.

## Objectivo e Justificação deste tipo de incentivo

O tipo de regulação por preço máximo cria incentivos acrescidos à melhoria de eficiência das empresas dado que lhes permite apropriarem-se dos ganhos de eficiência que obtiverem. Actualmente, encontra-se regulada desta forma a actividade de distribuição de energia eléctrica. No entanto, e como resultado deste incentivo, a empresa terá tendência a reduzir custos de investimento ou manutenção com consequências ao nível da qualidade de serviço ou do desempenho ambiental. Para minimizar este tipo de comportamentos criam-se mecanismos complementares, sendo disso exemplo o Regulamento da Qualidade de Serviço e os planos de promoção de qualidade ambiental, mecanismo em vigor no período 2002-2004 e 2005.

Mesmo em actividades reguladas por um mecanismo do tipo taxa de rendibilidade, como é o caso da REN, os planos de promoção da qualidade ambiental podem permitir à empresa ter uma apreciação prévia sobre os custos a incorrer na protecção ambiental, perspectivando assim a sua futura aceitação para efeitos de tarifas. Note-se que não existindo balizas pré-definidas para o exercício da responsabilidade social das empresas, o entendimento do regulador pode não ser o mesmo da empresa, sendo assim desejável que exista um entendimento a este nível *a priori*, caso contrário a empresa tenderá a não “correr o risco”, em especial porque opera em regime de monopólio.

Os planos de promoção de qualidade ambiental podem também funcionar como ferramenta de comunicação, ajudando a organizar e destacar as actividades de determinada empresa na melhoria do seu desempenho ambiental. Esta comunicação pode ser interna ou externa à própria empresa. Em empresas que já disponham de um sistema de gestão ambiental (em especial se certificado ou registado no EMAS ) existem normalmente outras ferramentas de comunicação, nomeadamente o relatório de ambiente ou de sustentabilidade, podendo o plano de promoção da qualidade ambiental ser desenvolvido em complementaridade com estas outras ferramentas.

Em síntese, um instrumento do tipo dos planos de promoção da qualidade ambiental em vigor pode desempenhar as seguintes funções:

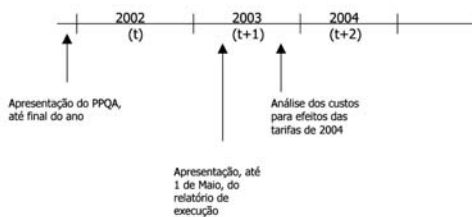
- Minimizar os efeitos que podem ser induzidos por certos tipos de regulação económica, incentivando a empresa a adoptar medidas que melhorem o seu desempenho ambiental.
- Auxiliar na comunicação da empresa em termos de ambiente.
- Permitir um entendimento *a priori* entre a empresa e o regulador sobre o exercício da responsabilidade social da empresa em matéria de ambiente.

## Funcionamento de um PPQA

As empresas apresentaram à ERSE, antes do início do período regulatório, o respectivo PPQA, indicando as medidas a implementar durante todo o período de regulação e os custos orçamentados. A ERSE apreciou os planos entregues, indicando que medidas considerava aceitáveis e o tecto máximo de custos a aceitar para efeitos tarifários em cada uma delas.

Após a execução anual do PPQA, as empresas enviam à ERSE um Relatório de Execução detalhando as acções efectuadas, os objectivos alcançados e a justificação dos custos incorridos. Cabe à ERSE apreciar este relatório e decidir qual o montante de custos a considerar nas tarifas do ano seguinte. Os custos relativos a um determinado ano ( $t$ ) são considerados, *a posteriori*, nas tarifas dois anos depois ( $t+2$ ).

Na figura seguinte apresenta-se de modo esquemático o funcionamento dos PPQA, tomando-se como exemplo a execução relativa ao ano de 2002.



Durante os períodos de regulação 2002-2004 e 2005 podiam apresentar PPQA as empresas reguladas de Portugal continental - REN e EDP Distribuição.

## Medidas e Custos Aceites

Preferencialmente, a ERSE aceita custos relativos a medidas de carácter voluntário, ou seja, medidas que não resultem da aplicação da legislação em vigor, uma vez que se considera que estes são custos normais da actividade das empresas. No entanto, e como incentivo a um mais rápido cumprimento da legislação, a ERSE aceitou para efeitos tarifários, nos períodos 2002-2004 e 2005, 50% dos custos de algumas acções não voluntárias.

Dada a dificuldade em quantificar e valorizar os benefícios ambientais, bem como a falta de experiência neste tipo de acções, não foram feitas análises do tipo custo benefício que garantam a eficiência económica das medidas adoptadas, ou seja, não é possível afirmar que, com os montantes gastos, sejam estas as medidas que obtêm melhores benefícios ambientais com menores custos. Em alternativa, têm sido adoptadas análises do tipo custo-eficácia destinadas a quantificar o custo de atingir determinado objectivo e a reunir informação quantitativa que permita análises mais detalhadas no futuro.

#### Quem paga os custos com ambiente incluídos nos PPQA

Os custos relativos aos PPQA são incluídos nas tarifas respeitantes a cada uma das actividades reguladas. Assim, os custos relativos ao PPQA da EDP Distribuição são considerados nas tarifas de uso da rede de distribuição. Os custos relativos ao PPQA da REN - Rede Eléctrica Nacional são repartidos pelas tarifas de energia e potência, uso global do sistema e uso da rede de transporte.

Em síntese, os custos com os PPQA são pagos por todos os consumidores de energia eléctrica.

#### Medidas Adoptadas e Resultados Alcançados pela EDP Distribuição

Os PPQA da EDP Distribuição ao longo dos anos incluíram a implementação de diversos programas, conforme se descreve no quadro se

guinte, onde se inclui uma descrição das medidas efectuadas ao abrigo de cada programa e os principais benefícios ambientais associados. Recordar-se que relativamente a 2005 são apresentados valores orçamentados e acções previstas.

Programa	Acções	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
P1 - Lâmpadas usadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Recolha e acondicionamento de lâmpadas usadas.</li> <li>- Implementação de um circuito interno de recolha.</li> <li>- Entrega a operadores licenciados para valorização do resíduo.</li> </ul> <p>MEDIDA NÃO VOLUNTÁRIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Destino final mais adequado, incluindo reciclagem (reintrodução da fracção vidro e pó fluorescente no fabrico de lâmpadas e regeneração do mercúrio e do sódio, por destilação).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2002 - 86,99</li> <li>2003 - 48,33</li> <li>2004 - 18,68</li> <li>2005 - 22,00</li> </ul>
P2 - Postes de betão usados	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Recolha de postes de betão usados (EDP Distribuição tem um programa para reutilizar postes, quando possível).</li> <li>- Implementação de um circuito interno de recolha e criação de locais de concentração.</li> <li>- Entrega a operadores licenciados para valorização do resíduo.</li> </ul> <p>MEDIDA NÃO VOLUNTÁRIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Destino final mais adequado, incluindo reciclagem (fracção metálica enviada para a siderurgia, fracção betão utilizada para construção de bases de passeio e pavimentos de parques de estacionamento).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2002 - 257,40</li> <li>2003 - 533,01</li> <li>2004 - 1 175,99</li> <li>2005 - 1 398,00</li> </ul>
P3 - Ruído	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Acções de monitorização.</li> <li>- Acções de insonização em postos de transformação e subestações.</li> <li>- Acções conducentes ao cumprimento da legislação.</li> </ul> <p>MEDIDA NÃO VOLUNTÁRIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminuição do ruído.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2002 - 478,33</li> <li>2003 - 239,95</li> <li>2004 - 23,96</li> <li>2005 - 359,00</li> </ul>

Programa	Ações	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
P4 - SF <sub>6</sub>	- Elaboração de cadastro e sua manutenção sobre equipamentos com SF <sub>6</sub> .  - Cálculo de fugas de SF <sub>6</sub> .  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- O SF <sub>6</sub> (hexafluoreto de enxofre) é um gás de efeito de estufa, pelo que a sua monitorização é fundamental. Este gás é utilizado como isolante em disjuntores, condensadores, subestações, etc.  - A identificação e quantificação das fugas permitirá no futuro adoptar medidas conducentes à redução das fugas.	2002 - 77,04 2003 - 10,86 2004 - 2,30 2005 - 35,00
P5 - Resíduos de equipamento e consumíveis informáticos	- Recolha de equipamento informático que seja considerado resíduo.  - Implementação de um circuito interno de recolha e criação de locais de armazenamento.  - Entrega a operadores licenciados para valorização do resíduo.  MEDIDA VOLUNTÁRIA (POR FALTA DE OPERACIONALIZAÇÃO DA ENTIDADE GESTORA PREVISTA NO DL 230/2004)	- Destino final mais adequado, incluindo reciclagem (fracções metálicas, plástico, vidro).	2002 - 34,31 2003 - 26,59 2004 - 31,70 2005 - 35,00
P6 - Avifauna	- Protocolo de colaboração entre o ICN, a SPEA, a Quercus e a EDP.  - Estudo de dispersão de avifauna (marcação de aves e seguimento via satélite <sup>2</sup> ).  - Estudo de impacto na avifauna (identificação de linhas e tipologias perigosas para a avifauna).	- Aumentar conhecimentos sobre o impacto das linhas eléctricas na avifauna.  - Diminuição da taxa de mortalidade nos locais onde foram adoptadas as medidas.	2002 - 0,00 2003 - 321,70 2004 - 806,12 2005 - 750,00

<sup>2</sup> <http://www.icn.pt/aguiasatelite.pt>

Programa	Ações	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
	- Implementação de medidas anticorrosão e anti-electrocução.  - Tendo em vista a protecção da avifauna, elaboração de um manual sobre boas práticas no projecto e construção de linhas.  MEDIDA VOLUNTÁRIA		
P7 - Formação em ambiente	- Preparação de conteúdos das acções de formação.  - Acções de formação teste.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- A formação ambiental aos colaboradores e prestadores de serviço é fundamental na gestão ambiental da empresa e na melhoria do seu desempenho.	2002 - 2,23 2003 - 7,14 2004 - 10,21 2005 - 148,00
P8 - Integração paisagística de linhas	- Desmontagem de linhas.  - Passagem de redes aéreas a subterrâneas.  - Reformulação de redes aéreas.  - Desvios de traçado.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- O ambiente urbano é hoje um dos temas principais da política de ambiente, contribuindo estas acções para a sua melhoria. Muitas das intervenções resultaram de solicitação e acordos com as câmaras municipais.	2002 - 3 077,02 2003 - 5 466,70 2004 - 9 400,03 2005 - 6 000,00
P9 - Integração paisagística de instalações	- Alteração do tipo de PT.  - Arranjo paisagístico de PT e subestações.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- O ambiente urbano é hoje um dos temas principais da política de ambiente, contribuindo estas acções para a sua melhoria. Muitas das intervenções resultaram de solicitação e acordos com as câmaras municipais.	2002 - 478,40 2003 - 358,53 2004 - 1 269,66 2005 - 400,00
P10 - Recuperação de postos de transformação	- Demolidos alguns PT desactivados.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	Melhoria do ambiente urbano.	2002 - 4,92 2003 - 0,00 2004 - 0,00

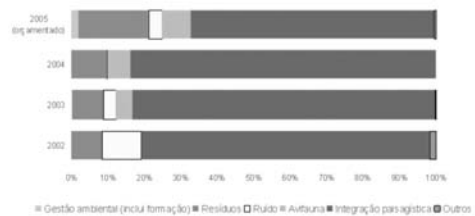
Programa	Ações	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
P10 - Centralização e parqueamento de resíduos	- Programa complementar aos restantes programas de tratamento de resíduos.  - Adaptação de um armazém da empresa para criar um local centralizado e com condições adequadas para a armazenagem de resíduos.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- A correcta armazenagem de resíduos facilita um destino final mais adequado, bem como previne alguns impactes ambientais que podem resultar da armazenagem (ex. derrames).	2005 - 176,00
P11 - Campos electromagnéticos	- Estudo para caracterizar os campos electromagnéticos em quatro instalações tipo (posto de seccionamento, subestação, posto de transformação e armário de distribuição).  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- Ainda não existem certezas sobre os eventuais efeitos na saúde e ecossistemas dos campos electromagnéticos. Assim, é recomendável que se intensifiquem estudos nestas áreas.	2005 - 21,00
P12 - PCB	- Acções de despistagem de equipamento com PCB.  - Identificação do material com PCB.  - Planeamento das operações de substituição e eliminação.  MEDIDA NÃO VOLUNTÁRIA	- Os PCB (policlorobifenilos) são compostos com efeitos nocivos sobre o ambiente e cuja utilização tem vindo a ser cada vez mais limitada. Estes compostos encontram-se, por exemplo, em óleos dos transformadores.	2005 - 218,40
P13 - Gestão ambiental	- Definição de políticas, objectivos e metas ambientais.  - Criação de um grupo de trabalho para acompanhamento do processo.  - Realização de diagnóstico ambiental.  - Definição de procedimentos e circuitos de gestão interna.  MEDIDA VOLUNTÁRIA	- A gestão ambiental implica que as questões ambientais sejam tidas em consideração a todos os níveis da empresa.  - A certificação pela norma ISO14001 ou o registo no EMAS embora não garanta um determinado desempenho ambiental, garante maior atenção	2005 - 30,00

Programa	Ações	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
		interna, política de comunicação e maior controlo social das empresas. Deste modo, pode ser uma alavanca para a melhoria do desempenho ambiental da empresa.	

Da análise do quadro anterior verifica-se que, no essencial, existem os seguintes tipos de medidas:

- + Gestão ambiental (inclui formação).
- + Resíduos.
- + Ruído.
- + Avifauna.
- + Integração paisagística.
- + Outros.

Na figura seguinte apresenta-se a estrutura de custos com os diversos tipos de medidas acima indicados. Verifica-se que a maioria dos custos se refere a programas de integração paisagística, seguidos dos programas relativos aos resíduos e avifauna.



### Medidas Adoptadas e Resultados Alcançados pela REN

Os PPQA da REN ao longo dos anos incluíram a implementação de diversas medidas, conforme se descreve no quadro seguinte, onde se inclui uma descrição das acções efectuadas ao abrigo de cada medida e os principais benefícios ambientais associados. Lembra-se que relativamente a 2005 são apresentados valores orçamentados e acções previstas.

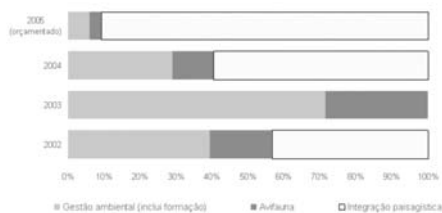
Programa	Ações	Benefícios ambientais	Custos (10 <sup>3</sup> EUR)
Gestão ambiental (inclui parcerias e projectos de investigação e desenvolvimento)	- Implementação do sistema de gestão ambiental (diagnóstico, desenho do sistema, auditorias, formação e manutenção do SGA).	- Certificação pela norma ISO14001. - Preparação para registo EMAS. - A certificação pela norma ISO14001 ou o registo no EMAS embora não garanta um determinado desempenho ambiental, garante maior atenção interna, política de comunicação e maior controlo social das empresas. Deste modo, pode ser uma alavanca para a melhoria do desempenho ambiental da empresa.	2002 - 220,01 2003 - 309,24 2004 - 127,38 2005 - 271,00
	- Elaboração de relatório de ambiente. - Projectos de investigação e desenvolvimento: protocolo com o ICN sobre avifauna, estudo da Faculdade de Farmácia sobre campos electromagnéticos e estudos arqueológicos. MEDIDA VOLUNTÁRIA		
Protecção avifauna	- Medidas para protecção da cegonha branca (plataformas de nidificação, dispositivos dissuasores e transferência de ninhos). MEDIDA VOLUNTÁRIA	- Diminuição do número de aves electrocutadas.	2002 - 96,03 2003 - 122,74 2004 - 123,70 2005 - 140,00
Integração paisagística de subestação	- Arranjo paisagístico das subestações. As subestações intervencionadas localizam-se em ambiente urbano. MEDIDA VOLUNTÁRIA	- O ambiente urbano é hoje um dos temas principais da política de ambiente, contribuindo as acções para a sua melhoria.	2002 - 0,00 2003 - 0,00 2004 - 77,71 2005 - 1 485,00
Requalificação ambiental de corredores de linhas	- Desmontagem de linhas que se encontravam fora de serviço. MEDIDA VOLUNTÁRIA	- Muitas das linhas cruzavam áreas urbanas, conduzindo a desmontagem a uma melhoria do ambiente urbano.	2002 - 242,71 2003 - 0,00 2004 - 645,96 2005 - 2 579,00

Da análise do quadro anterior verifica-se que, no essencial, existem os seguintes tipos de medidas:

- + Gestão ambiental (inclui formação e ID).
- + Avifauna.
- + Integração paisagística.

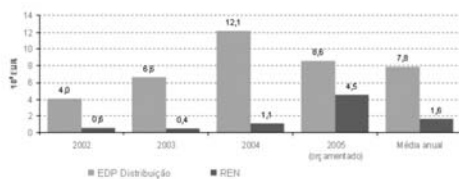
Na figura seguinte apresenta-se a estrutura

de custos com os diversos tipos de medidas acima indicados. A estrutura de custos variou ao longo dos anos, sendo que a integração paisagística tem vindo a ganhar maior importância relativa no total.



### PPQA - Custos e Reflexos Tarifários

Na figura seguinte apresentam-se os valores aceites para efeitos tarifários no período 2002-2004. No que respeita aos valores de 2005, nesta análise foram adoptados os valores orçamentados, embora a sua aceitação para efeitos tarifários esteja dependente da aprovação dos relatórios de execução.



### A Eficiência das Medidas Adoptadas

A quantificação e valorização dos benefícios ambientais é tarefa complexa e sujeita a diversas hipóteses que naturalmente influenciam significativamente os resultados. Nesta fase, não é ainda possível efectuar análises custo-benefício, nem garantir que, com os montantes gastos, as medidas implementadas tenham sido as melhores.

No entanto, é possível melhorar a eficiência de determinada medida, ou seja, garantir um determinado objectivo a menor custo através de análises do tipo custo eficaz.

No período 2002-2004 e 2005 foi já possível encontrar alguns valores de custo para atingir determinado objectivo. Estes valores podem ser utilizados para avaliação dos futuros PPDA. Estabelecido um determinado objectivo, é possível, recorrer a valores padrão para determinar o montante máximo que será

aceite para efeitos tarifários, incentivando as empresas a atingirem os objectivos a custos mais reduzidos.

Verifica-se que com a experiência de aplicação das medidas as empresas têm conseguido, na maioria das situações, diminuir os custos unitários.

### **Conclusão**

Os PPQA incentivaram, nos últimos quatro anos, a realização de algumas medidas que permitiram às empresas reguladas melhorarem o seu desempenho ambiental, bem como uma maior preocupação em termos de comunicação ao nível ambiental.

Tratando-se de um incentivo regulatório que foi implementado recentemente (2002), é natural e expectável que surjam diversas dificuldades de arranque, tanto por parte das empresas como por parte da própria ERSE. Assim se justifica que na análise qualitativa alguns programas ou medidas tenham sido classificados como negativos, embora numa análise global a ERSE considere que os PPQA da EDP Distribuição e REN foram ambos positivos. Os diversos contactos mantidos com as empresas, recorrendo designadamente a reuniões de acompanhamento semestrais e algumas visitas de campo permitiram ultrapassar a grande maioria das dificuldades encontradas na aplicação deste incentivo.

Da experiência de quatro anos resultaram conclusões que foram já tidas em consideração

na elaboração do recente Regulamento Tarifário. Espera-se assim que os PPDA, instrumento que sucede aos PPQA, possam contribuir de modo mais eficiente para a melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas.

Pela primeira vez este instrumento será aplicado nas Regiões Autónomas. Espera-se que as empresas reguladas destas regiões possam usufruir do caminho já trilhado pelas empresas de Portugal continental.

São diversos os desafios que se colocam no futuro, tanto às empresas como à ERSE, designadamente:

- + Incremento da parcela de programas voluntários.
- + Uma utilização mais eficiente dos meios, obrigando a uma melhor monitorização e maior número de análises custo-eficácia.
- + Maior envolvimento de outros agentes, designadamente associações de consumidores e organizações não governamentais de ambiente.
- + Maior divulgação, fomentando a inovação e a troca de experiências entre agentes.
- + Avaliação da eficiência das medidas adoptadas.

Para terminar, resta referir que a ERSE nesta, como em todas as outras matérias, está sempre receptiva à recepção de questões e comentários que possam contribuir para a melhoria deste tipo de instrumentos de promoção do desempenho ambiental das empresas reguladas.





**MERCADOS DE CERTIFICADOS VERDES**  
**AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO EM PORTUGAL**

**Nuno Felizardo**

.....  
Este artigo é um resumo de um estudo elaborado em 2005



## Resumo

*No presente artigo avalia-se a possibilidade de implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal. Para o efeito, recorre-se a um modelo simples de mercado de certificados verdes em concorrência perfeita para simular dois mercados de certificados verdes de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e um mercado de âmbito ibérico. Comparam-se os resultados obtidos nos três mercados. Confrontam-se os resultados obtidos com os custos do actual mecanismo remuneratório da energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (E-FER). Analisa-se o impacto dos custos de implementação de um mercado de certificados verdes, e dos custos do actual mecanismo remuneratório da E-FER, no preço médio da tarifa de venda de energia eléctrica a clientes finais.*

Palavras chaves: *Fontes de Energia Renováveis, Electricidade, Mercado de Certificados Verdes, Tarifa de Compra a Preço Garantido, Liberalização.*

### 1. Introdução

A emissão de gases para a atmosfera, resultante da queima de combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica, tais como o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e os óxidos de azoto, pode causar impactes ambientais de âmbito local (acidificação) e global (alterações climáticas).

O combate ao problema das alterações climáticas encontra-se actualmente no cerne das políticas ambiental e energética da União Europeia e dos seus Estados-Membros. Neste sentido, a União Europeia comprometeu-se,

no âmbito do Protocolo de Quioto, a reduzir as emissões de gases com efeitos de estufa em 8% face ao nível de emissões em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012.

O forte contributo do sector eléctrico para o problema das alterações climáticas exige que os vários agentes do sector assumam a sua quota-parte no esforço de redução das emissões, necessário para o cumprimento dos compromissos de Quioto. Neste sentido, os agentes do sector eléctrico podem adoptar diversas medidas, nomeadamente, o aumento da eficiência na produção e na utilização da energia eléctrica, e a transição para fontes de energia livres de carbono e para combustíveis menos intensivos em carbono.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (E-FER), apesar de não estar isenta de impactes ambientais, apresenta, pela sua natureza, uma opção eficaz para mitigar alguns dos problemas ambientais associados à produção de energia eléctrica, dado que se dirige para as suas causas últimas, permitindo não só poupar recursos escassos como evitar a geração de emissões e resíduos. Para além de contribuir para a melhoria da qualidade ambiental, a produção de E-FER pode ajudar na resolução dos problemas de segurança e diversificação do abastecimento de energia com que se debate a União Europeia em geral e Portugal em particular.

Apesar de se encontrarem disponíveis em abundância na natureza e apresentarem um considerável potencial económico e de redução de impactes ambientais, as fontes de energia

renováveis, com excepção da energia hidroeléctrica, têm, ainda, um papel modesto no balanço de energia eléctrica nacional. Em 2001, a produção de E-FER, excluindo a grande hídrica, apenas representava 3,4% da produção nacional de energia eléctrica. Com efeito, existe um conjunto de obstáculos institucionais, administrativos e de mercado que impedem um desenvolvimento mais acelerado da produção de E-FER.

Para promover o desenvolvimento da produção de E-FER, as autoridades políticas têm ao seu dispor diversos instrumentos de incentivo, ou seja, instrumentos de discriminação positiva para a produção de E-FER que têm por objectivo criar condições favoráveis à penetração a curto prazo da E-FER no balanço de energia eléctrica. Assim, para além das tarifas de compra a preço garantido, actualmente utilizadas em Portugal, a adjudicação da quota de produção de E-FER por concurso e os mercados de certificados verdes são os outros instrumentos de promoção do desenvolvimento da produção de E-FER mais utilizados na Europa.

Num mercado de energia eléctrica liberalizado, a concepção e a implementação de instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER deverão ser realizadas em conformidade com os princípios de mercado. As tarifas de compra a preço garantido foram concebidas e implementadas antes de se iniciar o processo de liberalização do sector eléctrico na Europa e, por isso, podem não cumprir este requisito. Com efeito, os preços garantidos podem ser incompatíveis com o artigo 92.º do Tratado da União relativo a auxílios estatais. Até ao momento, a Comissão Europeia tem tido uma posição favorável no que concerne os auxílios à produção de E-FER. Contudo, caso se verifique o aparecimento de distorções no mercado que restrinjam as trocas comerciais de energia eléctrica, esta situação pode alterar-se.

O mercado de certificados verdes transaccionáveis é um novo instrumento de incentivo ao desenvolvimento da E-FER, compatível com

os princípios de mercado e economicamente eficiente. Neste sistema, os produtores de E-FER recebem certificados que reconhecem o valor ambiental da energia eléctrica produzida. Os certificados são transaccionados num mercado criado para o efeito, gerando receitas adicionais para os produtores de E-FER. O comércio dos certificados é independente da transacção física da energia eléctrica.

O mercado de certificados verdes é considerado pela Comissão Europeia como uma opção que permite reduzir as distorções resultantes da existência de diversos instrumentos de incentivo à produção de E-FER no mercado único de energia eléctrica.

## 2. Mercado de Certificados Verdes

Os mercados de certificados verdes são um instrumento económico de promoção da E-FER que têm por base a teoria económica dos mercados de direitos transaccionáveis. A ideia principal deste tipo de instrumento é utilizar as forças de mercado para determinar o pagamento adicional necessário para incentivar uma maior penetração da E-FER nos mercados de energia eléctrica. Para este efeito, o certificado verde transaccionável representa o valor económico de uma unidade E-FER, podendo ser comprado e vendido num mercado. Assim, a remuneração da E-FER consiste de duas parcelas: uma que resulta da venda da energia eléctrica produzida num mercado de energia eléctrica e outra que provém da venda dos certificados verdes num mercado criado para o efeito (Fig. 1). A energia eléctrica e os certificados serão comercializados em dois mercados separados e, portanto, o mercado financeiro dos certificados verdes será, em princípio, totalmente independente do mercado físico de energia eléctrica.

Num mercado de certificados verdes as transacções podem realizar-se através de um mercado ao balcão ou através de um mercado organizado. No início do funcionamento do mercado é provável que sejam mais utilizados os contratos bilaterais, pois o volume de trans

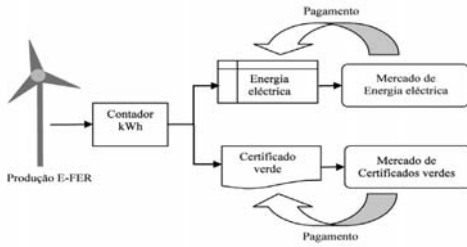


Figura 1 - O mercado de energia eléctrica e o mercado de certificados verdes.

ações é reduzido. Se o volume de transacções for suficientemente grande, os certificados podem ser transaccionados num mercado organizado, conduzindo a uma maior concorrência e transparência. Adicionalmente, podem ser utilizados instrumentos de redução de risco financeiro (*price hedging*), como por exemplo futuros, no sentido de reduzir o risco associado ao preço dos certificados verdes.

## 2. Simulação do Mercado de Certificados Verdes

Simularam-se dois mercados de certificados verdes de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e um mercado de âmbito ibérico, no período 2003-2010. Para o efeito, utilizou-se um modelo simples de mercado de certificados verdes em concorrência perfeita proposto por Knuttson (2002).

### 2.1 Modelo de Mercado de Certificados Verdes

No modelo utilizado o valor dos certificados verdes foi calculado, de forma simples, pela diferença de custo entre as fontes de energia renováveis e as fontes de energia não renováveis.

O consumo de energia eléctrica em cada ano,  $W_t$ , é calculado a partir de

$$W_t = W_{t-1} \times (1 + \gamma_t) \quad (1)$$

em que  $W_{t-1}$  é o valor estimado do consumo no ano  $t-1$  e  $\gamma_t$  é a taxa anual de crescimento do consumo de energia eléctrica.

A quota de produção de E-FER em 2010, considerada em cada cenário simulado, é determinada em função do consumo nacional

bruto de electricidade em 2010, de acordo com

$$q_{2010} = \alpha_{2010} \times W_{2010} \quad (2)$$

em que,

$q_{2010}$	quota de E-FER, em 2010
$\alpha_{2010}$	percentagem do consumo nacional bruto de energia eléctrica satisfeito por E-FER, em 2010
$W_{2010}$	consumo nacional bruto de energia eléctrica, em 2010

A procura de certificados verdes é inelástica ao preço e é função da quota de E-FER, de acordo com

$$V_{2010} = q_{2010} - h_{2010} \quad (3)$$

em que,

$V_{2010}$	procura de certificados verdes, em 2010
$q_{2010}$	quota de E-FER, em 2010
$h_{2010}$	produção de energia eléctrica em grandes aproveitamentos hídricos, em 2010

O acréscimo na procura de certificados verdes em cada ano,  $\Delta V_t$ , evolui de forma linear de acordo com

$$\Delta V_t = \frac{V_{2010} - V_{2002}}{n} \quad \text{para } t = 1$$

$$\Delta V_t = \Delta V_{t-1} + \frac{V_{2010} - V_{2002}}{n} \quad \text{para } t > 1 \quad (4)$$

em que  $V_{2010}$  é a procura de certificados verdes em 2010,  $V_{2002}$  é a produção de E-FER no final de 2002 e  $n$  é a duração do período simulado.

O lucro dos produtores de E-FER,  $\Pi_i$ , é dado por

$$\Pi_i = s + cv - Cr_i \quad (5)$$

em que,

$\Pi_i$	lucro do produtor de E-FER $i$
$s$	preço no mercado <i>spot</i> de energia eléctrica
$cv$	preço dos certificados verdes
$Cr_i$	custo de produção de E-FER do produtor $i$

Para os produtores de energia eléctrica de origem não renovável, a função lucro é dada por

$$\Pi_j = s - Cnr_j \quad (6)$$

em que,

$\Pi_j$	lucro do produtor de energia eléctrica não renovável $j$
$s$	preço no mercado <i>spot</i> de energia eléctrica
$Cnr_j$	custo de produção de energia eléctrica do produtor não renovável $j$

Numa situação de mercado em concorrência perfeita, com lucro económico nulo para todos os produtores de energia eléctrica, renováveis e não renováveis, e igual preço de energia eléctrica no mercado *spot*<sup>1</sup>, o preço do certificado verde para o produtor renovável  $i$  é dado por

$$cv = Cr_i - Cnr \quad (7)$$

em que  $Cr_i$  e  $Cnr$  representam, respectivamente, o custo unitário de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e de fontes de energia não renováveis.

O custo dos certificados verdes corresponde à diferença entre o custo nivelado da nova capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e o custo nivelado de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia convencionais. Note-se que se está a referir ao custo e não ao preço dos certificados.

Num determinado ano, o custo da energia eléctrica de origem renovável é dado por

$$C_t = C \quad \text{para } t = 0$$

$$C_t = C_{t-1} \times (1 + \beta_t) \quad \text{para } t > 0 \quad (8)$$

em que:

$\beta_t$  é um factor de redução do custo de desenvolvimento de cada tecnologia para o ano  $t$  ( $\beta_t < 0$ ). No ano inicial,  $t$  é igual a zero.

A minimização da função custo dos certificados verdes é dada por

$$cv_t = \text{Min} \sum_{y=1}^m \sum_{z=1}^k (cv_{yzt} \times \Delta V_{yzt}) \quad (9)$$

em que,  $y$  e  $z$  são os índices de país e tecnologia, respectivamente, e  $m$  e  $k$  os seus números.

Quando o mercado estudado é de âmbito nacional não é considerado o índice de país.

O somatório dos acréscimos de produção de E-FER, por tecnologia, em cada país, igualará, em 2010, a meta indicativa de produção de E-FER, estabelecida na Directiva 2001/77/CE, deduzida da produção a partir de grandes aproveitamentos hidroeléctricos:

$$\Delta V_t = \sum_{y=1}^m \sum_{z=1}^k \Delta V_{yzt} \quad (10)$$

aplicando-se a seguinte restrição aos acréscimos nacionais de produção de E-FER por tecnologia:

$$\Delta V_{yzt} \leq P_{yzt}, \quad P_{yzt} = P_{yz} - \sum_{a=0}^{t-1} \Delta V_{yza} \quad (11)$$

em que  $P_{yz}$  é o potencial de desenvolvimento da tecnologia de produção de E-FER  $z$ , no país  $y$ , e  $a$  é um índice temporal secundário equivalente a  $t$ . O crescimento da E-FER ( $\Delta V_{yzt}$ ) está limitado ao potencial de desenvolvimento disponível de cada tecnologia de produção de E-FER ( $P_{yzt}$ ).

### 3. Resultados

Os resultados obtidos permitem concluir que os preços dos certificados verdes no mercado português são sempre inferiores aos preços verificados no mercado espanhol e no mercado ibérico de certificados verdes (Fig. 2).

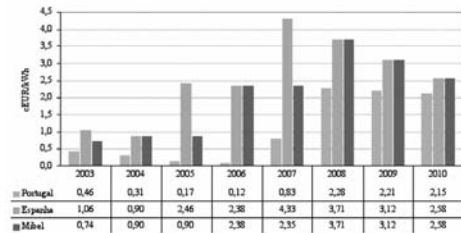


Figura 2 - Evolução do preço marginal dos certificados verdes nos mercados de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e no mercado de âmbito ibérico (Mibei)

Do ponto de vista dos consumidores de energia eléctrica portugueses, a implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal é uma solução mais vantajosa do que a im-

<sup>1</sup> Esta é uma hipótese simplificativa forte, pois muito dificilmente o preço médio no mercado *spot* de energia eléctrica resultará igual para fontes renováveis e não renováveis, já que o posicionamento destas tecnologias no diagrama de cargas é bastante distinto.

plementação de um mercado de âmbito ibérico pois, no período 2003-2010, conduzirá a uma redução de 408,46 milhões de euros no sobre-custo da produção de E-FER.

Do ponto de vista dos produtores portugueses de E-FER, a implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico revela-se mais proveitosa, pois gera um excedente do produtor de 863,40 milhões de euros, face aos 388,31 milhões de euros gerados pelo mercado português.

Quando se comparam os custos totais resultantes do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados de certificados verdes distintos, Portugal + Espanha, com os custos correspondentes de um mercado de âmbito ibérico, verifica-se que a implementação de um mercado de âmbito ibérico de certificados verdes permitirá uma redução de 658,27 milhões de euros no custo de produção de E-FER em Espanha e provocará um aumento de 408,46 milhões de euros em Portugal.

Em qualquer dos cenários estudados as tecnologias responsáveis pelo aumento de produção de E-FER são: o gás de aterro, a energia eólica, as lamas de ETAR, o biogás agro-pecuário e a mini-hídrica. As tecnologias mais caras, tais como a energia fotovoltaica e a energia das ondas, não terão lugar no mercado. Assim, se for objectivo de política energética desenvolver estas tecnologias, então será necessário atribuir um apoio suplementar à remuneração obtida por estas tecnologias no mercado de certificados verdes, por forma a torná-las competitivas no mercado de energia eléctrica.

Comparou-se o sobre-custo da produção de E-FER resultante do mercado português de certificados verdes com o sobre-custo resultan-

te do mecanismo de remuneração da E-FER actualmente em vigor. Verificou-se que o sobre-custo do mercado de certificados verdes é inferior em 276,51 milhões de euros face ao sobre-custo do actual mecanismo remuneratório. Ou seja, cerca de 38% do sobre-custo do mercado de certificados verdes no período 2003-2010, 730,37 milhões de euros.

Importa avaliar o impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aquisição, em 2010, da quota obrigatória de E-FER no mercado de certificados verdes português. Para tal considerou-se um cenário de consumos previsível para 2010 e as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2003. Os resultados obtidos apontaram para aumentos nas tarifas de Venda a Clientes Finais de energia eléctrica que podiam variar entre os 3,3 % para os clientes de baixa tensão e os 7,9 % para os clientes de muito alta tensão.

#### 4. Conclusões

No presente artigo avalia-se a possibilidade de implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal. Para o efeito, recorre-se a um modelo simples de mercado de certificados verdes em concorrência perfeita e simulam-se dois mercados de certificados verdes de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e um mercado de âmbito ibérico.

Demonstra-se a vantagem do mercado de certificados verdes como instrumento de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER face ao actual mecanismo de remuneração da PRE de origem renovável e mostra-se que o mercado de certificados verdes permite, de forma descentralizada, cumprir a quota de produção de E-FER em 2010 ao mínimo custo possível.

#### 7. Referências Bibliográficas

- [1] Felizardo, N. (2004), Mercado de Certificados Verdes – Avaliação da possibilidade de aplicação em Portugal, Tese de Mestrado, ISEG, UTL, Lisboa, Portugal, 2004.
- [2] Knuttson, N. (2002), Dynamics of an EU System for Tradable Green Certificates, Master Science Thesis, Linkopings Universitet, Norrkoping, Sweden, 2002.





**ECONOMIC CRITERIA FOR EVALUATING DEMAND SIDE MANAGEMENT  
MEASURES IN THE CONTEXT OF ELECTRICITY SECTOR REGULATION**



**Isabel Apolinário   Nuno Felizardo   António Leite Garcia  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Jorge Vasconcelos   Pedro Verdelho**

.....  
Artigo publicado na Revista "Minerals and Energy", em 2007



## Abstract

*In the present regulation of the Portuguese electricity sector distribution companies, acting as last resort suppliers, can promote energy efficiency measures also designated in this context by Demand Side Management (DSM) measures. In order to promote the implementation of these measures, the Tariff Code establishes that the measures costs and half of the respective net benefits will be reflected in the supply tariffs.*

*In this paper different criteria for valuing DSM measures are analyzed, including valuing avoided costs from the electricity sector (namely by considering data from marginal costs) and valuing environmental benefits.*

*The economic criteria discussed are applied to five DSM measures. For each criteria and for each DSM measure several aspects are evaluated, namely: (i) the respective costs and benefits, distinguishing between bill reduction benefits and environmental benefits, (ii) the benefit/cost ratio, (iii) the amount of allowed revenues to be included in the supply tariffs and the impact it causes to consumers, and (iv) the cost per ton of avoided CO<sub>2</sub> emission as well as the cost per kWh of saved energy. A sensitivity analysis on the merit order of the different measures is also performed.*

*The results show that the different criteria considered have a significant impact on the costs that electricity consumers pay through tariffs and a relatively minor impact on the merit order of the different measures. Therefore, changing the hypotheses behind the criteria discussed would not have a major impact on project selection, but could be relevant for the design of incentives for each measure.*

*It is shown that despite the attribution of high environmental premiums for the implementation of DSM measures, the costs for ton of CO<sub>2</sub> avoided are much lower than those which would result from the implementation of equivalent supply side measures.*

*Index Terms: demand side management, energy efficiency, environmental premium, economic regulation.*

## 1. Introduction

The measures for efficient use of electricity promoted by the companies supplying electricity are usually named as demand side management (DSM) measures. From the point of view of a regulated company, it is important to put the incentives and costs of DSM programs side by side with the other instruments of economic regulation.

These measures must be valued bearing in mind that although their costs will be supported by electricity consumers, their benefits, resulting from a more rational use of electricity will affect not only the consumers themselves and the regulated companies, but also society as a whole.

Bearing in mind the necessity of promoting this kind of DSM measures, in 2001 the Portuguese energy regulator (ERSE) introduced in the Tariff Code an obligation upon distribution companies, acting as the electricity public system (SEP) last resort supplier, to define a DSM program. For each regulatory period, the program shall describe measures and ac-

tions to be undertaken in each year of the regulatory period, showing clearly the objectives and discriminating the respective costs and benefits which are to be achieved [1, 2].

The Tariff Code defines how to calculate the revenues for the SEP last resort supply activity, which includes the a posteriori recognition of the costs and benefits with the DSM measures foreseen in the DSM program. The model for determining the costs and benefits is settled in the beginning of the regulatory period.

In the revenues established by the Tariff Code 50% of the net benefits related to the DSM measures are accepted. Additionally, the implementation costs of the DSM measures are accepted, if they have been programmed and foreseen.

Considering that 50% of the costs and benefits are reflected in the tariffs, there should be a particular care in the economic valuation of DSM measures. In this paper different valuation criteria for DSM measures are discussed.

The present paper is organized in the following way. In section 2.A different economic criteria for evaluating the DSM measures are discussed. In section 2.B the economic criteria for valuing the DSM measures, established for the 2002-2006 regulatory periods are presented. These economic criteria were considered in the calculation of the eligible costs and benefits that were recovered by SEP supply tariffs, paid by consumers. In section 3.A five DSM measures are established, presenting the characteristics of each one. These measures have been conceived by the authors, having in mind the influence analysis of the several economic criteria for the evaluation of the DSM measures. In section 3.B the impacts of the several economic criteria are simulated, in particular the impacts (i) on the value of costs and benefits of the DSM measures, separated on the environmental and bill reduction parcels, (ii) on the measures benefit/cost ratio and (iii) on the amount of revenues to be recognized on tar-

iffs, evaluating the correspondent impact on consumers. Some environmental indicators associated with the proposed measures are also presented, accordingly to the economic criteria of evaluation established for the 2002-2006 regulatory periods. In chapter 4 the paper conclusions are presented.

## **2. Economic criteria for evaluating DSM measures**

In the scope of the Portuguese electricity sector regulation the distribution company is allowed to share the benefits from the DSM measures it promotes. The benefits can be considered on a social perspective, either in terms of energy bills reduction, or environmental impacts reduction.

The bill reduction resulting from a DSM measure is an adequate image of the set of costs subjacent to the supply of electricity. This unity of measure of the benefits is useful, as long as it brings the perspective of the society in the consideration of DSM benefits, concentrating the two parcels that are usually taken into account - benefits to consumers and benefits to the supplier.

The environmental benefits are associated to the reduction of negative externalities related to the environmental impacts of the electricity sector. Nevertheless, the evaluation methodology of the environmental costs is a controversial subject, where considerable uncertainty subsists.

Benefits associated to the bill reduction and to the reduction of the environmental impacts are calculated on the basis of the comparison between the more efficient technology and the standard technology of the market, which offers a similar service.

In the measures which foreseen the financing of part of the cost difference between the equipment more efficient and the standard, the benefits resulting from the financing of the cost difference should be reflected in the tariffs, in the percentage of the financing given.

A. Discussion of the economic criteria for valuing DSM measures

The valuing of DSM measures may be a source of big controversy; hence several hypotheses may be adopted. The adopted hypotheses have influence on the benefits and costs of the measures, as it will be shown in section 3.B.

Starting from a base hypothesis for valuing DSM measures several alternative hypotheses are discussed, accordingly to table I.

TABLE I

	Base Hypothesis	Alternative Hypotheses
Valuation of avoided costs	100% of bill reduction is a benefit	<b>F75%</b> 75% of bill reduction is a benefit <b>F37%</b> 37% of bill reduction is a benefit <b>F0%</b> Bill reduction is not an eligible benefit <b>Rprov</b> Consumption reduction is a cost for the distribution company
Valuation of environmental benefits	100% of the environmental benefit is eligible	<b>BA75%</b> 75% of the environmental benefit is eligible
Period considered for the accounting of benefits	Period equal to the lifetime of equipments	<b>Pmax10</b> Maximum period for valuing benefits limited to 10 years <b>Pmax6</b> Maximum period for valuing benefits limited to 6 years <b>P50%</b> Period equal to half of the lifetime of equipments <b>P67%</b> Period equal to two thirds of the lifetime of equipments
Discount rate for accounting the benefits	Discount rate equal to 3,75%	<b>TD+1%</b> Discount rate equal to the base hypothesis plus 1,0%

Valuing hypotheses of DSM measures

1) Valuing avoided costs

The consideration of 100% of bill reduction as a benefit of DSM measures is a strong hypothesis and an extreme of the several possibilities of analysis. To take into consideration as a benefit of DSM measures, the amount that consumers would not pay in their electricity bill implies the assumption that there is no variation in the producer surplus, that is, the social benefit is equal to the variation in the consumer surplus. Nevertheless, the only case where the producer surplus does not change with the reduction of quantity is when the price is equal to the supply marginal cost, once this is a requisite for the reduction of revenues to equal the reduction of costs. As already stated, this is a strong hypothesis, which corresponds to an extreme theoretical situation.

An alternative, is assuming that costs associated to electricity supply enclose components that do not depend on the quantity supplied,

which means considering the existence of costs that do not change with the quantity. In practice, it is admitted that electricity supply prices are higher than marginal costs, implying a negative variation in producer surplus when there is a reduction in the quantity supplied, once the reduction in revenues is higher than the reduction of costs. This means that the variation on the producer surplus is not any more equal to zero. Thus, the variation on the social surplus is equal to the sum of the variation on the consumer surplus (positive and equal to the reduction in the bill) and on the producer surplus (negative and equal to the difference between marginal costs and total unit costs).

It is important to state that in the current situation of SEP, where financial-economic producer's equilibrium is secured by the existence of electricity long term acquisition contracts, the reduction of the producer surplus is recognized in the electricity tariffs, being supported by SEP consumers in the following two years. Given this, there is still a reduction of the social welfare, because there is only transference of the loss from the producers to the electricity consumers.

In Portugal, in the second period of the electricity sector regulation (2002 to 2004) the difference between the allowed revenues for the SEP last resort supplier and the revenues that would be obtained by tariffs equal to marginal costs was 25%, this is, 75% of costs change with the quantity supplied. With these values, the welfare change would be 75% of the bill reduction (100% consumer benefit and -25% producer benefit). So, an alternative hypothesis is considered, named "F75%", in which the benefit is 75% of the bill reduction.

The above mentioned percentage is calculated considering only energy and power charges, which are the only billing variables dependent on consumption decrease. Other charges, like fixed charges per consumer or reactive energy charges are not taken into account. Figure 1 and table 2 present this values in terms of 2004 revenues.

TABLE 2

	Revenues in 2004 10 <sup>6</sup> EUR		
	Generation marginal cost	Total marginal costs (Generation and networks)	Total charge
Energy (kWh) charges	1 685	2 214	2 740
Power (kW) charges	0	398	482
Other charges (fixed; reactive energy)	-	-	258
<b>Total charge</b>	<b>1 685</b>	<b>2 611</b>	<b>3 480</b>

Electricity total bill and marginal costs per price variable

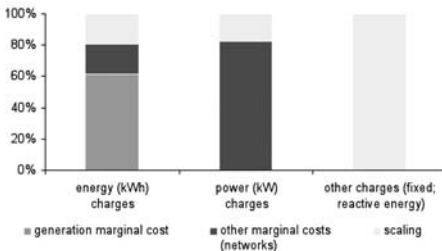


Figure 1 - Electricity charges (Value and repartition).

If a short term perspective is adopted and the only costs considered as sensitive to quantities are those concerning the energy parcel of the Energy and Power tariff (tariff which allows the recovering of the electricity acquisition costs of the SEP supplier), the value of the benefit concerning the electricity bill reduction is 37%. This is another hypothesis, being named "F37%" and reflects the benefit of bill reduction associated with the generation marginal costs. The application of this criterion to the current situation in SEP, means that 63% of the bill reduction corresponds to losses of electricity sector companies, namely due to the fixed costs associated with energy infrastructures, being this losses transferred to SEP consumers in the following two years.

Another extreme hypothesis, which is important to consider is not to take into consideration any benefit due to the bill reduction. So, another hypothesis "F0%" is also considered, that may have two interpretations: the costs are all fixed (very short term perspective); or the benefits are appropriated by the consumers participating in the program and are not shared.

Alternatively to the previous hypotheses, the electricity bill reduction may, from the elec-

tricity supply companies' perspective, be considered as a cost from DSM measures. From this perspective, the benefit parcel from bill reduction would be considered as in hypothesis "F37%", reflecting the variable costs associated to generation, being determined a value to be considered as a cost on the perspective of the SEP supplier. The reduction of active energy supplied has a negative impact in the activities regulated by price cap, because the allowed revenues change with the quantities supplied. Nevertheless, this change will happen only until the next price control revision (every three years), this is, until the new regulatory period. In this context, and from the distribution company perspective, only the electricity distribution activity, which is regulated by price cap, is negatively affected with the reduction of electricity supplied. Given the exposed, another hypothesis was considered, in which the consumption reduction leads to a reduction of electricity distribution revenues, with a unitary value equal to the price cap (RProv), maintaining as a benefit the same that was considered in hypothesis "F37%". For determining this additional cost parcel it was assumed that the electricity consumption reduction leads to a reduction of the allowed revenues of two years. The analysis is done by voltage level. For simplicity reasons it was not considered the effect on the activity costs due to the reduction of quantities, which could be valued by incremental costs.

## 2) Valuing environmental benefits

The consideration of environmental benefits due to DSM measures allows the partial inclusion of environmental impacts in the electricity price. The environmental benefits, concerning the environmental impact reduction due to the electricity saving and its reflex on generation, were accounted through the formula established in the Portuguese Decree-Law n.º 168/99, in which the rules applicable to special regime producers are established. The eligible environmental benefit considered

is 74,8 euros per ton of avoided CO<sub>2</sub>, resulting in a value of 2,77 cent €/kWh saved due to the implementation of DSM measures. For calculating this value it was taken as reference the emissions of a natural gas combined cycle plant (0,37 kgCO<sub>2</sub>/kWh).

Nevertheless, the doubts and uncertainties about the evaluation of this effect raise some questions, namely the adequate evaluation for each ton of avoided CO<sub>2</sub>. Given these doubts and uncertainties, it must be questioned if the electricity price already incorporates the totality of this impact.

This question assumes even more relevance if other energy products are considered, which are in competition with electricity, and do not fully incorporate this environmental cost on their prices.

Thus, in the present analysis, an alternative hypothesis "BA75%" was considered, where the accepted benefit for the electricity sector is 75% of the environmental benefit.

### **3) Period considered for the accounting of benefits**

One of the traditional hypotheses considers that the total benefits are calculated during the lifetime of the equipments promoted in each measure, being accounted in the year in which the measure is realized and, therefore, in the year of the costs accounting. From the point of view of regulated companies there is a propensity to require the accounting of the benefits in the year of the measure realization, though they are calculated considering the equipments lifetime.

Although being acceptable the payment of the measures in the year of realization, it seems less acceptable the accounting of the benefits considering the total equipments lifetime, especially for equipments with long life times.

It is frequent that programs of incentives for investments in energy efficiency limit the counting period for benefits to a maximum value, because it is thought, that after this period the conditions of the market will have changed sufficiently, so that the accounting of

this incentive will not be justifiable. In fact it is expected that in a broad period (10 or 12 years) the market of equipments, which is being subsidized on the argument of dynamizing and transforming, has already achieved a sufficient mature stage and also that the environmental impacts have already been internalized in the electricity market.

The consideration of the technological evolution in the medium term is another argument in support of the prudence for not considering long terms for accounting the benefits. Even in relation to the most efficient technology it is possible to argue that, in the future, it may become an obsolete technology without interest from the environmental or energy point of view. The promoted technology must be compared to the technology that would exist without the promotion, but it may be considered that the technological progress makes obsolete the less efficient technology, increasing the attractiveness of its substitution by the consumer, even if there is no subsidy.

Another argument that conditions the acceptance of long terms for counting the benefits concerns the evolution of the electricity markets in the European Union and, in particular, in Portugal where until 2005 only a portion of LV consumers were eligible to choose their supplier and thus were eligible to avoid paying for this DSM measures in the regulated supply tariff. Supposing that the expenses (costs plus benefits) will be supported by consumers two years after the year of investment and given a current value of future cash flows concentrated in that year, it is important to question if it is fair that those consumers support an economic effort that brings benefits for all, during a long period of years. From this perspective, of institutional and regulatory evolution of the electricity markets, the prudence would advice the consideration of periods for accounting the benefits included within a regulatory period.

Given the above arguments on the prudence for considering long terms on the accounting of benefits, two alternative hypotheses are ex-



amined in the present paper: limitation of the maximum period for accounting the benefits to 10 years ( $P_{max10}$ ); and limitation of the maximum period for accounting the benefits to 6 years ( $P_{max6}$ ).

Nevertheless, the truncation of the period for accounting the benefits has also disadvantages, namely, affects the benefit/cost ratios between the several measures. A measure whose equipment lasts longer is negatively affected by the limitation in relation to other where the equipment lasts less years. This aspect may distort the relative interest of the several technological options for promoting energy efficiency. Following this line, it would be useful to explore not a truncation of the period for accounting the benefits, but a truncation of that period to a percentage of the equipments lifetime. The aim is to distinguish between the equipments lifetime in technologic terms and the relevant equipments lifetime in economic terms.

Given the exposed on the truncation of the accounting period, two additional hypotheses are considered, where the accounting period of benefits is defined as a percentage of the equipments lifetime. The two additional proposals consider a period equal to half or to two thirds of the equipments lifetime ( $P_{50\%}$  and  $P_{67\%}$ , respectively).

#### **4) Discount Rate for Accounting the Benefits**

The discount rate is an important parameter to determine the present value for DSM benefits. It is also one of the more discussed topics in the literature and is not a core issue of this article. Naturally, as higher is the rate the less is the present value of the benefits and, consequently, the less is the impact on tariffs. A higher discount rate is associated with a higher risk on the hypothetical recovery of benefits in the future.

In the present study we use as a base hypothesis a discount rate of 3,75% and as an alternative hypothesis a 1% higher value. This base hypothesis rate is justified in the context of the Portuguese electricity sector economic regula-

tion, as it was used to discount future values in similar situations. The rate was proposed by the distributor and generated consensus among consumers and other stake holders.

That rate, although consensual to discount future social benefits, can be criticized considering some specific aspects of DSM measures:

i) In relation to the benefits environmental parcel the parallelism with the valuation of the energy generated by renewable sources suggests that the calculus of the present value takes into consideration a discount rate that reflects the opportunity cost of capital, in a compatible way with the opportunity cost relevant for an investor on generation electricity plants by renewable sources.

ii) In what concerns the bill reduction parcel, the valuation of the avoided costs should reflect the probability of efficiency gains in the future.

#### *B. Economic criteria for valuing DSM measures established for the 2002-2006 regulatory periods*

Given the several hypotheses for valuing the costs and benefits of DSM measures presented above, it were selected the criteria more adequate to the regulation in force in the 2002-2006 regulatory periods. There was a concern in identifying ways for valuing the benefits that (i) reflect the point of view of the electric sector, without forgetting the context of the several energy and environmental politics that intersect the regulation of the sector, (ii) ensure equity between actual and future electricity consumers, (iii) ensure equity between supply side and demand side measures in terms of avoided CO<sub>2</sub> emissions and also (iv) ensure equity between several type of concurrent energies.

The valuation criteria of the costs and benefits of DSM measures established for the 2002-2006 regulatory periods where the following: (i) Present value calculated with the economic lifetime of equipment; (ii) Discount rate of 3,75%; (iii) Environmental benefit corresponding to 100% of the calculated value;

(iv) Avoided costs corresponding to 37% of the electricity bill reduction; (v) Economic lifetime of the measures determined as 2/3 (two thirds) of the lifetime of equipments, round to year, being this value limited to six years.

### 3. Evaluation of results and impact assessment

The economic criteria discussed in Chapter 2 are applied to five DSM measures defined in Section 3.A. Section 3.B presents, for each criteria and for each DSM measure, (i) the respective costs and benefits, distinguishing between bill reduction benefits and environmental benefits, (ii) the benefit/cost ratios, (iii) the amount of allowed revenues to be included in the supply tariffs and the impact it causes to consumers, and (iv) the cost per ton of avoided CO<sub>2</sub> emission as well as the cost per kWh of saved energy.

#### A. DSM measures to be evaluated

With the view to simulate the effect of the different economic criteria it is necessary to define a set of representative DSM measures. The proposed measures must be selected considering their merits in terms of energy consumption reduction and load management optimization. The purpose of the economic criteria used is not only to determine the correct amount to be paid in the tariffs but also to select the measures to be implemented among a vast array of possibilities.

For the present study five DSM measures where chosen, all with high benefit/cost ratios. These DSM measures are designed in table 3 and are to be taken as examples.

TABLE 3

Measure	Assumptions
Residential lighting	Aimed for the household sector. Fluorescent compact light of 21W substituting an incandescent light of 100W. Financial support: 20% of cost. Unit cost: 5 EUR. Applicable tariff: Standard Low Voltage tariff (StLV) with 2 time-of-day energy periods. Average use: 3 hours/day (38% in off-peak period and 62% in peak period, [3]). Annual energy saving, per unit: 87 kWh. During its useful lifetime one fluorescent compact light substitutes 6 incandescent lights. Useful lifetime: 6 years.
Electronic ballasts	Aimed for the service sector. Electronic ballast applicable in luminaries with 2 lights of 58W [4]. Financial support: 25% of the cost difference to the standard technology. Cost difference to the standard technology: 25 EUR. Applicable tariff: Special Low Voltage tariff (SpLV) with 3 time-of-day energy periods. Ballast use: 8 hours/day (75% in partial-peak time and 25% in peak time). Annual energy saving, per unit: 99 kWh. The avoided consumption of electricity is valued using active energy prices and average peak power price (considering 1460 peak time hours per year corresponding to the daily schedule). Useful lifetime: 13 years.
Electronic speed variator	Aimed for the industrial sector. Introduction of Electronic speed variators in processes that can benefit from speed regulation for energy efficiency improvement, like pumps with variable flows [5] - [7]. Financial support: 10% of cost. Unit cost: 4000 EUR. Applicable tariff: Special Low Voltage tariff (SpLV), Medium Voltage tariff (MV) and High Voltage tariff (HV). Savings up to 25% of consumption in comparison to the use of adjustable valves. Speed regulation in 22kW motors, considering an average use of 6000 hours/year. Usage is considered in accordance with the daily schedule, for SpLV and MV, and weekly schedule for HV. Annual energy saving, per unit: 25 000 kWh. The avoided consumption of electricity is valued using active energy prices and average peak power price (considering number of peak time hours per year corresponding to the applicable schedule, daily schedule or weekly schedule). Useful lifetime: 15 years.
Efficient motors	Aimed for the industrial sector. Introduction of more efficient motors substituting conventional ones of 18,5kW, considering an average load regime of 27% and 4700 hours of use per year [8]. Financial support: 25% of the cost difference to the standard technology. Cost difference: 260 EUR. Applicable tariff: Special Low Voltage tariff (SpLV), Medium Voltage tariff (MV) and High Voltage tariff (HV). Savings up to 25% of consumption in comparison with conventional motors. Usage is considered in accordance with the daily schedule, for SpLV and MV, and weekly schedule for HV. Annual energy saving, per unit: 3150 kWh. The avoided consumption of electricity is valued using active energy prices and average peak power price (considering number of peak time hours per year corresponding to the applicable schedule, daily schedule or weekly schedule). Useful lifetime: 15 years.
Public lighting	Applicable in public lighting systems. Introduction of 70W sodium high pressure lamps substituting 125W mercury vapour lamps [4], [9]. Financial support: 25% of the cost difference to the standard technology. Cost difference: 10 EUR. Applicable tariff: Public lighting tariff in Standard Low Voltage (StLV). Average use: 10 hours/day. Annual energy saving, per unit: 201 kWh. Useful lifetime: 3,5 years.

Technical characteristics of the measures

The DSM measures presented are stated below:

- ♦ Residential lighting: use of more efficient lights, fluorescent compact lights, in households.
- ♦ Electronic ballasts: use of Electronic ballasts in the service sector.
- ♦ Electronic speed variator: use of electronic speed variators in industry with the objective of increasing industrial process's efficiency. In particular, regarding control and start up of applications like pumps, ventilators and compressors.
- ♦ Efficient motors: use of efficient motors in industrial applications with high number of operating hours.
- ♦ Public lighting: use of sodium high pressure lamps in public lighting equipment.

The design of the measures and associated discussion are not subject of this paper. For this purpose another set of measures could have been chosen. The characterization of this DSM measures is necessary in order to proceed to the evaluation of results and impact assessment associated with the different economic criteria for valuing the measures.

When designing a measure like the ones above, from the electricity sector perspective, there are two distinct ways for promoting the acquisition of more efficient equipment:

(i) financing the purchase of the equipment giving a percentage of the cost that can vary or (ii) financing only part of the difference between the more efficient solution and the standard one typically chosen by the market, thus breaking the so called "technological barrier". Each approach has its merits and has implications in the quantification of benefits and costs.

The number of interventions in each measure was determined in order to obtain an effective total implementation cost exactly the same to each of them.

The cost of each measure was, in those terms, fixed in 100 thousand Euros, being 500 thousand Euros the overall cost of the programme

with the five measures.

*B. Influence of the economic criteria on the appraisal of the different measures*

Fig. 2 presents the value of the benefits on each of the valuing scenarios previously discussed for the five DSM measures considered. The value of the benefits is disaggregated in the bill reduction benefit part and in the environmental benefit part (except for the "RProv" criteria that, for purposes of graphic viewing the eligible cost for the distributor is considered as a negative benefit, thus the bill reduction benefit part appears deducted of that cost). The same figure also presents the result of valuing those measures with the criteria established by the regulator for the 2002-2006 regulatory periods, presented in Section 2.B, named as hypothesis "Final".

Several of the alternative criteria included in the final hypothesis underline the relative weight of the environmental benefits in relation to the bill reduction benefits. That is justifiable, from a regulatory point of view, considering that the environmental benefits reflect the reduction externality, imputable to the sector, as a whole, in terms of emission reduction ceilings, whilst the other benefits are partially captured by the consumers who participate in the measures.

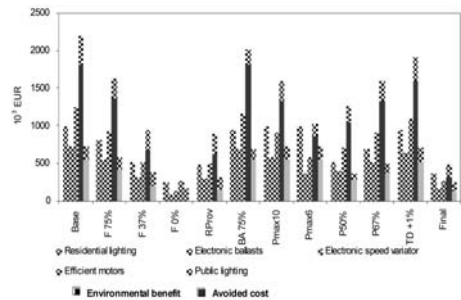


Figure 2 - Benefits of each measure according with different criteria.

Fig. 3 presents the benefit/cost ratio variation when the different appraisal criteria adopted change in relation to the initial base. The consideration of alternative criteria substantially changes the benefit/cost ratio; in spite of such variations the ratio always maintains a value higher than one, the acceptance limit.

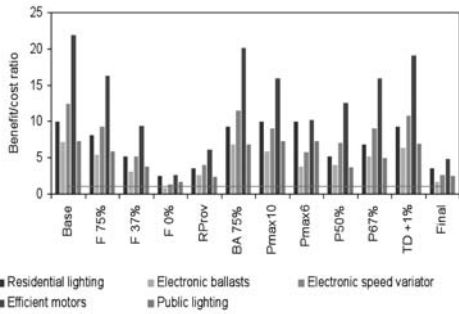


Figure 3 - Benefit/cost ratio of each measure according with different criteria.

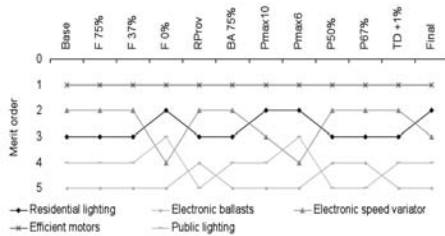


Figure 4 - Influence of economic criteria on the merit order of the measures.

In Fig. 4 we assess the influence of the different criteria in the merit order of each measure. For each alternative valuation criteria the merit order obtained can be compared with the one established for the 2002-2006 regulatory periods.

The tariff impact of the measures changes considerably with the different economic criteria used. In the final hypothesis some measures represent less than 40% of the initial base value. The influence of the different criteria in the measures benefit/cost ratios is substantial and heterogeneous; nonetheless the merit order of the measures does not change substantially.

The benefit/cost ratio for the total of the DSM measures is presented in Fig. 5, together with the value of the costs and benefits to be recognized in the allowed revenues and thus paid by the consumers. If the base hypothesis for valuation is used consumers would pay 3,2 million euros for the program through the electricity tariffs. When the final hypothesis for valuation is adopt the cost drops to 1,0 million euros. Even though the program's ratio

benefit/cost varies it stays always greater than one, including in the final hypothesis.

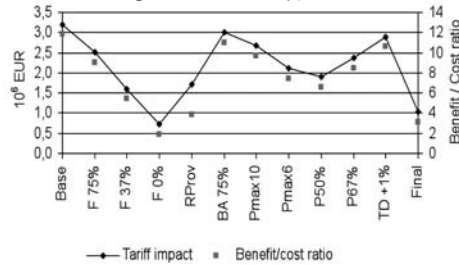


Figure 5 - Benefit/cost ratio and tariff impact for the sum of the program DSM measures.

The economic criteria used for valuation prove to have a strong impact in determining the amount to be paid in the tariffs by the electricity consumers, i.e. they have great influence on the incentive received by the electricity distribution utility (acting as the last resort supplier) for the implementation of these programs.

As explained before the last resort supplier of electricity can implement these measures on a voluntary basis. As an incentive he receives in the tariffs the entire amount spent plus half of the net benefit calculated according with the criteria discussed here.

For the five measures presented the total cost of implementation for the supplier would be 0,5 million euros and considering the criteria established for the 2002-2006 regulatory periods he would receive from consumers, via tariffs, 1 million euros as a compensation for implementing those measures. So, consumers would pay double the cost of implementing the DSM measures to the distribution utility (acting as the last resort supplier).

The result is tied to the existent regulatory and legal framework and can change when different examples of measures are chosen.

Even though the incentives to implement these type of DSM measures were that high, none was implemented during the regulatory period. During this period the distribution utility decided only to implement the so called intangible measures. Consisting of measures aimed at inform and educate consumers about

the more efficient use of energy and also research studies about energy efficiency. These measures were recognized in the tariffs at their cost value, being considered that their intangible benefits equal the costs. The total amount recognized for the 3 years of the regulatory period was 1,1 million euros, that represent 0,01% of the total amount paid to the last resort supplier by the consumers.

Fig. 6 presents the environmental impact of the program accumulated for the lifetime of the measures, both in terms of unit of energy saved and tons of avoided CO<sub>2</sub> emissions. Fig. 7 shows the economic unit value of the measures presented as example on this paper, in terms of saved energy and tons of avoided CO<sub>2</sub> emissions.

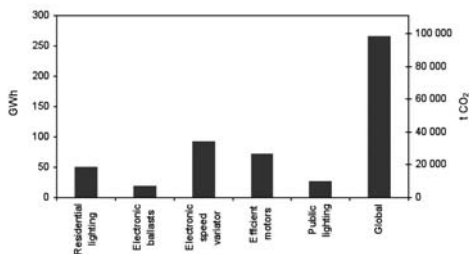


Figure 6 - Environmental benefit of the different measures (GWh saved and tCO<sub>2</sub> avoided).

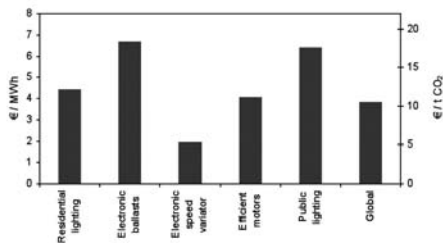


Figure 7 - Value of the environmental benefit of the different measures.

The analysis of the results indicates that the environmental value for the program presented in this paper considering the economic valuing criteria adopted for the 2002-2006 regulatory periods, is 3,9 €/MWh of electric energy saved that results in 10 €/tCO<sub>2</sub> avoided. Such a value is substantially inferior to the environmental premium given to renewable energy in the same period, that varied between 47 €/

MWh for electricity produced by wind farms with average use under 2000 hours and 33 €/MWh for hydro power production, premiums which are established by the Portuguese Government in Decree-Law n.º 339-C/2001, of 29 of December.

Taken in consideration the values presented, it is shown that the DSM measures are an effective solution to contribute to the green house gas emissions reduction, being an advantageous solution when compared with supply side measures. This stands even considering the high incentive rate attributed to the electricity distribution utility, that receives 1 million euros for every 0,5 million euros spent in DSM measures. The consideration of avoided investments in the network and avoided losses, due to the decrease in consumption, were not taken into account. Such consideration would increase the social interest of the DSM measures.

Finally, is important to stress that both the commitments assumed in the Kyoto Protocol and the goals established by the Government in the National Climate Change Program [10] regarding the reduction of green house gases enforce the principle of implementing the measures that exhibit less economic cost from a vast set of possibilities, that includes supply side and demand side measures and also network loss reduction programs.

#### 4. Conclusions

In this paper different economic criteria to evaluate DSM measures are discussed and compared. The correct valuing of DSM measures is usually focused on the selection of the measures to be implemented. In the present case the valuing of DSM measures will have an impact on the amount incentive the electricity distribution utility receives by regulated tariffs. In the legal and regulatory framework that enables the distribution utility (acting as the last resort supplier) to voluntarily implement different DSM measures, and receive from the regulated tariffs the measures costs

plus half of the net benefits, the measures economic valuing methodology is of fundamental importance.

A set of typical DSM measures were chosen to be used as examples and several simulations applying the different economic criteria were performed, so that, the effect on the benefit/cost ratio, merit order of each measure and tariff impact can be observed.

The results show that the different criteria considered have a significant impact on the costs paid by electricity consumers through the tariffs and a relatively minor impact on the merit order of the different measures. Therefore, changing the criteria among those discussed would not have a major impact on

## 6. References

- [1] ERSE, "Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Documento de Discussão", ERSE, Lisboa, 2001. [Portuguese Only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [2] ERSE, "Regulamento Tarifário", ERSE, Lisboa, 2001. [Portuguese Only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [3] ADENE, Programa SAVE No. 4.1031/Z/98-267, "Gestão da Procura. Campanha de medições por utilização em 400 unidades de alojamento na União Europeia. Avaliação dos potenciais de economia de electricidade", ADENE, 2002. [Portuguese Only].
- [4] A. Traça de Almeida, A. Cristina Rosa e F. Grilo Gonçalves, "Manual de Programas de DSM", Universidade de Coimbra, 2001. [Portuguese Only].
- [5] EDP Distribuição Energia S.A. "Plano de Gestão da Procura", EDP Distribuição Energia S.A., Outubro de 2002. [Portuguese Only]
- [6] ERSE, "Apreciação do Plano de Gestão da Procura da EDP Distribuição", ERSE, Lisboa, 2003. [Portuguese Only].
- [7] The Carbon Trust, "Best Practice Programme", The Carbon Trust, United Kingdom, 2005.
- [8] Copper Development Association "Good Practice Case Study 162", Copper Development Association, United Kingdom, 1992.
- [9] A. Trindade, P. Roberto e V. Barroso, "A utilização racional de energia na iluminação pública em três municípios", Revista Energia, N°4 ano XV (II Série), Lisboa (1999). [Portuguese Only].
- [10] Presidência do Conselho de Ministros, "Plano Nacional para as Alterações Climáticas", Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, Diário da República (I Série - B). [Portuguese Only].
- [11] M. Armstrong, S. Cowan e J. Vickers, "Regulatory Reform – Economic Analysis and British Experience", London, MIT Press, 1994.
- [12] F. Kreith e R. West, "CRC Handbook of Energy Efficiency", CRC Press, E.U.A., 1997.
- [13] ERSE, "Revisão da Estrutura Tarifária: 1ª Fase", ERSE, Lisboa, 2000. [Portuguese Only].
- [14] ERSE, "Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 2001 ERSE, Lisboa, 2002. [Portuguese Only].
- [15] ERSE, "Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2005", ERSE, Lisboa, 2004. [Portuguese Only]. [Online]. Available: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

project selection, but could be relevant for the design of incentives for each measure.

Finally, the criteria established for the 2002-2006 Portuguese regulatory periods are used to evaluate the same program and the resulting costs are compared with the costs of other solutions to achieve the same policy objectives. It is demonstrated that, even with a high incentive given to electricity companies, the costs of DSM measures per unit of avoided CO<sub>2</sub> emissions are lower than the costs of equivalent supply side measures.

## 5. Acknowledgment

The authors gratefully acknowledge all other members of ERSE for their contribution on results presented.



**MÉTRICA DE AVALIAÇÃO DE MEDIDAS DE PROMOÇÃO  
DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

**Isabel Apolinário   Cristina Barros   Hugo Coutinho  
Nuno Felizardo   Paulo Oliveira   Artur Trindade   Pedro Verdelho**

.....  
Artigo apresentado no X Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, em Julho de 2007





## Resumo

*No presente artigo apresenta-se um mecanismo competitivo para a hierarquização e selecção de medidas de promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica, utilizado no contexto do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC), no âmbito da regulação do sector eléctrico português. Descreve-se o conjunto de critérios técnico económicos de avaliação das medidas candidatas, que permitem hierarquizar medidas distintas aplicáveis em cada segmento de mercado. A metodologia definida permite assegurar a maximização do retorno social do orçamento do PPEC, pago por todos os consumidores de energia eléctrica. Demonstra-se que o apoio a medidas de promoção da eficiência no consumo apresenta benefícios para os consumidores, para o sector eléctrico e para a sociedade, claramente superiores aos custos.*

*Palavras chaves: eficiência energética, gestão da procura, regulação económica, utilização racional de energia, economia do ambiente.*

### 1. Introdução

A evolução na regulação e liberalização dos mercados da electricidade e do gás natural tem levado a uma maior eficiência no lado da oferta de energia. No entanto, no que respeita ao lado da procura, continuam a existir inúmeras barreiras ao aumento da eficiência, nomeadamente quanto à participação das empresas de energia em actividades de eficiência energética.

A primeira forma de promover a eficiência no consumo de energia eléctrica é através da definição de tarifas que induzam uma utiliza-

ção racional de energia eléctrica e dos recursos associados. Para o efeito as tarifas devem recuperar os custos “eficientes” associados a cada actividade, apresentar variáveis de facturação que traduzam os custos efectivamente causados por cada consumidor e apresentar estruturas de preços aderentes à estrutura de custos marginais ou incrementais. O reconhecimento da existência de diversas barreiras ou falhas de mercado que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos justifica a implementação de medidas de promoção da eficiência no consumo. Entre as várias barreiras de mercado à eficiência no consumo citam-se alguns exemplos: período de retorno alargado do investimento e taxas de desconto individuais muito altas, diferença entre os preços de fornecimento e os custos marginais de curto prazo, externalidades ambientais não reflectidas nos preços, falta de informação e elevados custos de transacção associados, desalinhamento de interesses entre os agentes ou restrições financeiras dos consumidores.

Reconhecendo esta situação, a ERSE estabeleceu no Regulamento Tarifário (RT) do sector eléctrico português um mecanismo competitivo de promoção de acções de gestão da procura, designado por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, que tem em 2007 o primeiro ano de implementação.

## 2. Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica

O PPEC tem como objectivo a promoção de medidas que visam melhorar a eficiência no consumo de energia eléctrica, através de acções empreendidas pelos comercializadores, operadores de redes e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de energia eléctrica, destinadas aos consumidores dos diferentes segmentos de mercado. As acções resultam de medidas específicas propostas pelos promotores anteriormente referidos, sujeitas a um concurso de selecção, que permite seleccionar as melhores medidas de eficiência energética a implementar pelos promotores, tendo em conta o orçamento anual do PPEC disponível.

As medidas de eficiência no consumo de energia eléctrica contempladas no PPEC são medidas do tipo tangível, que devem promover a redução do consumo de energia eléctrica ou a gestão de cargas, de forma permanente, que possam ser claramente verificáveis e mensuráveis. Por gestão de cargas entendem-se as medidas que permitam uma redução dos custos de fornecimento, sem que isso envolva necessariamente a redução de consumos, nomeadamente a transferência de consumos em períodos de horas de ponta e/ou cheias para os períodos de vazio. São ainda consideradas medidas do tipo intangível, isto é, medidas de informação e de divulgação que, embora não tenham impactos directos mensuráveis, são indutoras de comportamentos mais racionais e permitem a tomada de decisão mais consciente pelos consumidores no que diz respeito à adopção de soluções eficientes no consumo de energia eléctrica.

As medidas de eficiência no consumo tangíveis são classificadas no PPEC por três segmentos de mercado (indústria e agricultura, comércio e serviços e ainda residencial), permitindo a repartição do incentivo destinado às medidas tangíveis, garantindo deste modo que todos os

segmentos de mercado são abrangidos. Dado que os incentivos do PPEC se repercutem nas tarifas de energia eléctrica, nomeadamente, na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores de energia eléctrica é necessário garantir que todos os consumidores têm a possibilidade de ser abrangidos.

## 3. Critérios técnico-económicos de avaliação de medidas de promoção da eficiência no consumo

A metodologia de seriação das medidas de eficiência no consumo baseia-se num conjunto de critérios técnico-económicos, cujo objectivo é seleccionar as medidas de eficiência no consumo que apresentem, entre outros critérios, maiores rentabilidades económicas, abrangam uma grande diversidade de consumidores e apresentem um carácter inovador. Estes critérios são diferenciados consoante o tipo de medida: tangível ou intangível.

A seriação das medidas tangíveis é efectuada por segmento de mercado, dando origem a listas ordenadas, de medidas elegíveis para financiamento pelo PPEC. Após a avaliação da valia social (ver ponto 3.1), as medidas de eficiência no consumo tangíveis são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com os seguintes critérios técnico-económicos: (a1) rácio benefício-custo proporcional; (a2) rácio benefício-custo ordenado; (b) equidade; (c) qualidade da apresentação das medidas; (d) risco de escala; (e) capacidade para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador; (f) inovação; (g) peso do investimento em equipamento no custo total da medida; (h) sustentabilidade da poupança de energia.

As medidas de eficiência no consumo intangíveis são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com os seguintes critérios: (a) qualidade da apresentação das medidas; (b) equidade; (c) capacidade para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador; (d) inovação; (e) experiência em programas semelhantes. O quadro seguinte

apresenta os valores máximos da pontuação em cada critério.

QUADRO I – PONTUAÇÕES MÁXIMAS EM CADA CRITÉRIO DE SERIAÇÃO

Crítério	A.1	A.2	B	C	D	E	F	G	H	Total
Med. tangíveis	25	25	5	5	10	5	5	10	10	100
Med. intangíveis	20		20	20	20	20				100

A selecção das medidas para o PPEC resulta da hierarquização obtida, por tipologia e segmento de mercado. As medidas são seleccionadas de modo a maximizar a pontuação do programa, de acordo com a equação seguinte.

$$\max_{i \in I_s} \sum f_i (A1, A2, B, C, D, E, F, G, H, Interv_i) \quad , \text{ com } \text{Custo}_i^t = C_{\text{Fix}_i}^t + \text{Interv}_i \times c_{\text{Var}_i}^t$$

$$\sum_{i \in Ap_s} \text{Custo}_i^t \leq \text{Orçamentos}_s$$

A medida marginal está sujeita a redimensionamento tendo em conta o cumprimento da restrição orçamental do Plano, o que obriga a otimizar a escolha da medida marginal em cada segmento.

Em que,  $f_i$  é a pontuação da medida  $i$ , pertencente ao conjunto de medidas do segmento  $s$ , obtida segundo a valorização nos vários critérios de seriação, considerando o número de intervenções  $Interv_i$  que garante o cumprimento da restrição de custo (o custo total das medidas aprovadas no segmento  $s$ ,  $Ap_s$ , deve estar contido no orçamento do respectivo segmento). O custo de cada medida  $i$  deriva de uma parcela fixa ( $C_{\text{Fix}_i}$ ) e de um custo variável unitário ( $c_{\text{Var}_i}$ ).

As medidas intangíveis são consideradas não redimensionáveis, ou seja, o número de intervenções não é variável. Todavia, considera-se aceitável na optimização uma redução de custos elegíveis até 20% do total dos custos da medida marginal, a fim de cumprir a restrição orçamental.

### 3.1 Avaliação da Valia Social

O financiamento de medidas de eficiência no consumo obriga a uma avaliação rigorosa de todos os custos e benefícios que essas medidas representam do ponto de vista social, isto é, do

ponto de vista dos consumidores, das empresas participantes e da sociedade. Para avaliar a valia social de cada medida tangível, é efectuado o teste social, que consiste em calcular o Valor Actualizado Líquido (VAL) do ponto de vista social. Apenas as medidas do tipo tangível que apresentem um VAL positivo são elegíveis para financiamento ao abrigo do PPEC. O benefício social líquido de cada medida é dado pela seguinte expressão:

$$BSL = \Delta Cmg + B_{\text{Amb}} - (CM_{\text{part}} + CM_{\text{PPEC}} + CM_{\text{out}}) \quad (2)$$

em que, nos benefícios figuram os custos evitados de fornecimento de energia eléctrica (incluindo a produção, transporte e distribuição),  $\Delta Cmg$ , e as emissões de  $\text{CO}_2$  evitadas,  $B_{\text{Amb}}^1$ , e nos custos com as medidas inscrevem-se as participações dos consumidores participantes, dos outros consumidores (através do PPEC), dos promotores ou de outras entidades. Os valores são actualizados considerando uma taxa de desconto social de 5%.

### 3.2 Critérios de Seriação Métricos

Os critérios análise benefício-custo, risco de escala, peso do investimento em equipamento no custo total da medida e sustentabilidade da poupança de energia são critérios métricos utilizados para efectuar a seriação das medidas tangíveis.

<sup>1</sup> São referidos em [2] os custos evitados padrão de fornecimento de energia eléctrica e a valorização económica das emissões evitadas de  $\text{CO}_2$ .

**Critérios (a1) rácio benefício custo proporcional e (a2) rácio benefício custo ordenado**

O rácio benefício custo (RBC) é um indicador frequentemente utilizado para seriar medidas que apresentam montantes de investimento e vidas úteis diferentes. O RBC relaciona o valor actual dos benefícios com o valor actual dos custos de investimento e de exploração da medida, sendo calculado de acordo com a expressão (3), em que  $B_{St}$  representa os benefícios, calculados na óptica social, associados à medida no ano  $t$ ,  $C_{PPECt}$  os custos financiados pelo PPEC associados à medida no ano  $t$ ,  $i$  a taxa de desconto e  $n$  a vida útil dos equipamentos.

$$RBC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_{St}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_{PPECt}}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

A pontuação a atribuir a cada medida de acordo com o RBC é partilhada por 2 critérios (a1) e (a2). Enquanto que o critério (a1) premeia a magnitude do mérito absoluto de cada medida (proporcional ao RBC), o critério (a2) premeia a ordem de mérito da medida no conjunto das medidas a concurso. Desta forma, o resultado da seriação é mais imune a um eventual valor extremo do RBC de uma medida particular.

**(a1) rácio benefício custo proporcional:**

A pontuação de cada medida é atribuída de forma proporcional ao RBC até ao limite de 25 pontos. A pontuação máxima é atribuída à medida com o RBC mais elevado, sendo  $P_m = 25 \times RBC_m / RBC_{max}$ .

**(a2) rácio benefício custo ordenado:**

A pontuação é atribuída de acordo com uma lista ordenada dos valores do RBC. A primeira medida da lista recebe 25 pontos e as medidas subsequentes recebem  $25 - (k-1) \times \frac{25}{n}$  pontos ( $n$  é o número de medidas e  $k$  é a posição da medida na lista).

**Critério (d) risco de escala**

Este critério avalia a variação dos custos unitários de cada medida com a taxa de sucesso na sua implementação. São mais pontuadas as medidas que apresentem menores custos fixos relativamente aos custos totais, uma vez que estas representam um menor risco de subida dos custos médios, caso a execução seja inferior à prevista.

Este critério é calculado através do índice de sensibilidade à variação dos custos com o número de unidades envolvidas na medida, de acordo com a expressão (4.a), em que  $CF$  representa o custo fixo participado pelo PPEC,  $CV_i$  é o custo variável unitário da intervenção  $i$  participado pelo PPEC,  $m$  o número de intervenções previsto na candidatura e  $n$  o número correspondente a metade dessas intervenções.

Cada medida será pontuada com base no valor do seu índice de sensibilidade de forma proporcional ao valor máximo deste índice, obtido pelas medidas do mesmo segmento de mercado. A pontuação máxima de 10 pontos é atribuída à medida que apresentar o índice de sensibilidade mais elevado. A pontuação das restantes medidas é dada pela expressão (4.b), em que  $IS_C$  representa o índice de sensibilidade aos custos da medida,  $IS_{Cmax}$  o valor máximo do índice de sensibilidade aos custos no conjunto das medidas de um segmento de mercado.

$$IS_C = \left( CF + \sum_{i=1}^m CV_i \right) / \left( CF + \sum_{i=1}^n CV_i \right) - 1 \quad (4.a) \quad D = 10 \times \frac{IS_C}{IS_{Cmax}} \quad (4.b)$$

**Critério (g) peso do investimento em equipamento no custo total**

Com este critério pretende-se premiar as medidas que maximizem o investimento directo em equipamento, em detrimento dos custos indirectos ou administrativos associados à medida. A pontuação de cada medida é calculada através do indicador índice de investimento

directo em equipamento, de acordo com a expressão (5.a), em que  $K$  representa o montante previsto para comparticipação de aquisição de equipamento e  $CT$  o custo total da medida, sendo ambos calculados apenas com base nos custos comparticipados pelo PPEC.

Cada medida será pontuada com base no valor do seu índice de investimento directo em equipamento, com a atribuição da pontuação a cada medida a ser efectuada de forma proporcional ao valor do índice, até ao limite máximo de 10 pontos, atribuído à medida que apresentar o índice mais elevado. A pontuação das restantes medidas é dada pela expressão (5.b), em que  $ID_{\max}$  representa o valor máximo do índice de investimento directo em equipamento no conjunto das medidas de um segmento de mercado.

$$ID = \frac{K}{CT} \quad G = 10 \times \frac{ID}{ID_{\max}} \quad (5.a) \quad (5.b)$$

#### **Critérios (h) sustentabilidade da poupança de energia**

Este critério valoriza as medidas que visam alcançar poupanças de energia que sejam sustentáveis no tempo em detrimento de outras que visam unicamente a transferência de consumos entre períodos horários, aumentando-se a pontuação consoante a medida produza resultados por períodos mais duradouros. A pontuação é obtida da seguinte forma: (i) poupanças de energia até 3 anos: 3 pontos; (ii) poupanças de energia por um período de 3 a 10 anos: 1 ponto por cada ano; (iii) poupanças de energia por um período superior a 10 anos: 10 pontos.

A adopção deste critério resulta do reconhecimento de que as tecnologias que visam poupanças de longo prazo são as que enfrentam maiores barreiras à sua implementação, em parte devido à dificuldade dos consumidores incorporarem nas suas decisões poupanças em anos futuros.

A valorização das medidas segundo critérios

métricos assenta na utilização de parâmetros harmonizados. A utilização destes valores, comuns à generalidade das medidas, permite uniformizar a base de pressupostos considerados na valorização das medidas, colocando-as, tanto quanto possível, num nível de igualdade de tratamento. Nas Regras do PPEC foram desde logo definidos alguns dos valores destes parâmetros, entre eles, a taxa de actualização de benefícios e custos futuros, os custos unitários evitados de energia eléctrica, a valorização unitária das emissões de  $CO_2$  evitadas ou o período de vida útil de algumas tecnologias envolvidas nas medidas [2]. Na seriação de medidas candidatas ao PPEC 2007, completou-se a lista de parâmetros harmonizados de modo a contemplar o leque de medidas recebidas, com base nos valores propostos pelos promotores nas respectivas candidaturas, ponderados pelo nível de justificação fornecido em cada caso [1].

#### **3.3 Critérios de seriação não métricos**

A valorização dos critérios não métricos é essencialmente qualitativa, resultando de uma análise das medidas segundo sub-critérios pré-estabelecidos. Com o objectivo de aumentar a transparência do processo de classificação e concretizar melhor os objectivos a premiar no contexto de cada critério, foi elaborada uma matriz de classificação para cada critério. Esta matriz procura assim tornar mais objectiva e reprodutível a valorização das medidas [1].

#### **Capacidade para ultrapassar barreiras e efeito multiplicador**

Cada medida é avaliada pela sua capacidade para quebrar as barreiras de mercado às quais se dirija. Esta avaliação é realizada com base na informação disponibilizada sobre a aptidão da medida para mitigar ou ultrapassar as barreiras de mercado. No âmbito deste critério, avaliam-se também os efeitos multiplicadores e de alteração de comportamento que contribuam para uma maior abrangência da medida e para comportamentos dos consumidores mais eficientes na utilização da energia eléctrica.

### Experiência em programas semelhantes

São valorizadas positivamente anteriores experiências de sucesso do promotor e dos seus parceiros em matéria de implementação de medidas de eficiência no consumo. A valorização de acordo com este critério faz-se com base na descrição das experiências apresentadas bem como dos resultados alcançados.

### Equidade

São premiadas as medidas que não discriminem entre consumidores, nomeadamente, em função da sua localização geográfica. A sua oferta deve ser o mais abrangente possível. Outros critérios que assegurem a não discriminação entre marcas e fornecedores em processos de divulgação, ou em processos de contratação de serviços no âmbito da medida, são também tidos em consideração.

Adicionalmente, este critério avalia a eficácia de cada medida na promoção da eficiência no consumo, admitindo que a maximização dessa eficácia permite aumentar a equidade do plano (uma vez que mais medidas e mais consumidores beneficiarão da sua implementação).

### Inovação

A valorização do carácter inovador da medida far-se-á comparativamente às medidas de eficiência no consumo usualmente implementadas. Simultaneamente, este critério compensa as medidas inovadoras do efeito natural do nível de custos ser superior ao das medidas convencionais, quer porque o mercado associado à promoção da eficiência no consumo está menos maduro neste tipo de medidas, quer porque estas medidas requerem maior investimento na sua concepção, monitorização e verificação.

### Qualidade de apresentação das medidas

A qualidade da apresentação das medidas de eficiência no consumo é objecto de avaliação, no que concerne a: (i) clareza e objectividade da descrição da medida; (ii) justificação da me-

da e dos seus pressupostos e (iii) mecanismos de monitorização/medição e verificação dos resultados.

### 4. Impactes da métrica de avaliação na maximização dos benefícios das medidas

As medidas aprovadas no PPEC 2007 apresentam um custo evitado unitário de 0,0212 €/kWh (Fig. 1). Comparando este valor com os benefícios globais (associados aos benefícios ambientais e aos benefícios do sector eléctrico), percebe-se as vantagens destas medidas de eficiência no consumo, resultando num benefício líquido social. Na Fig. 1 é possível verificar que o retorno apurado com a métrica de seriação é superior ao que seria obtido não utilizando uma hierarquização das medidas. Assim, a métrica de avaliação adoptada permite maximizar os benefícios do Plano (atendendo à restrição orçamental), por unidade de incentivo dado aos promotores.

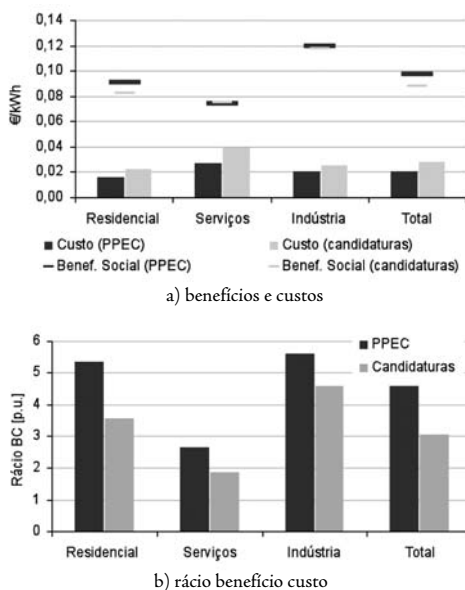


Figure 1 - Impacte da métrica de seriação nos benefícios e custos das medidas tangíveis por unidade de consumo de energia evitado e rácio benefício custo

O custo financiado pelo PPEC, por unidade de consumo evitado, é inferior ao diferencial entre o custo de produção de energia eléctrica de origem renovável e a produção em centrais

convencionais. Em 2007, o valor previsto para este diferencial de custo é de 0,0294 €/kWh. Isto é, as medidas aprovadas no PPEC 2007 permitem evitar emissões de gases de efeito de estufa a um custo inferior ao sobrecusto associado à produção de energia eléctrica em centrais sem emissões de CO<sub>2</sub>. O prémio pago à produção em regime especial é justificado pela necessidade de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, bem como pela diversificação das fontes de abastecimento. A redução dos consumos através de medidas de eficiência energética demonstra ser competitiva e complementar quer nos objectivos estratégicos quer no custo associado, relativamente à produção a partir de fontes renováveis de energia. Embora ambas as soluções tenham outras virtudes não mencionadas, é clara a necessidade da sua análise em paralelo.

## 5. Conclusões

No presente artigo apresenta-se a metodologia de selecção de medidas que visam a promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica adoptada no PPEC. A metodologia permite hierarquizar e seleccionar as medidas a apoiar com base num mecanismo competitivo que inclui a definição de critérios técnicos e

económicos de valorização das medidas de eficiência no consumo. Demonstra-se que a métrica adoptada na seriação das medidas permite assegurar a maximização do retorno social do financiamento, comparativamente com as metodologias habitualmente seguidas nos programas de promoção da eficiência no consumo. A análise de impactes das medidas candidatas ao PPEC permite mostrar que o apoio a medidas de promoção da eficiência no consumo apresenta benefícios sociais claramente superiores aos custos. O PPEC é um mecanismo de promoção da eficiência no consumo concebido no âmbito da regulação do sector eléctrico, complementar de outros instrumentos económicos como o incentivo à produção de energia eléctrica de origem renovável, enquadrado na política governamental para a energia no que respeita aos objectivos de redução de gases de efeito de estufa e de redução da dependência externa de fontes energéticas.

## Agradecimentos

Os autores agradecem à ERSE o apoio e contribuição dados na elaboração do presente trabalho. Os comentários e conclusões apresentados no presente artigo são da inteira responsabilidade dos autores.

## Referências

- [1] ERSE, Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica para 2007, ERSE (www.erse.pt), 2007, Lisboa.
- [2] ERSE, Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo Aprovadas no Âmbito do Regulamento Tarifário, ERSE (www.erse.pt), 2006, Lisboa (Desp. 16122-A/2006, D.R.).
- [3] ERSE, Regulamento Tarifário, ERSE (www.erse.pt), 2005, Lisboa.
- [4] I. Apolinário, C. Correia de Barros, H. Coutinho, L. Ferreira, P. Oliveira, A. Trindade, e P. Verdelho, Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica em Portugal para 2007, X Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica – X CLEEE, 2007, Funchal (em publicação) (Portugal).
- [5] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, e P. Verdelho, Criteria for the Assessment of Demand Side Management Measures in the Context of Electricity Sector Regulation, IEEE Power Engineering Society - General Meeting, 2006, Montréal (Canada).
- [6] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, J. Vasconcelos e P. Verdelho, Critérios de apreciação de medidas de gestão da procura no contexto da regulação do sector eléctrico, IX Congresso Hispano-Luso de Engenharia Electrotécnica – IX CHLIE, 2005, Marbella (Espanha).
- [7] California Public Utility Commission, Energy Efficiency Policy Manual, v2, 2003, California (EUA).
- [8] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, P. Verdelho, Additive Tariffs in the Electricity Sector, IEEE Power Engineering Society - General Meeting, 2006, Montréal (Canada).





**PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO  
DE ENERGIA ELÉCTRICA EM PORTUGAL PARA 2007**

**Isabel Apolinário   Cristina Barros   Hugo Coutinho   Liliana Ferreira  
Paulo Oliveira   Artur Trindade   Pedro Verdelho**

Artigo apresentado no X Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, em Julho de 2007



## Resumo

*O ano de 2007 é o primeiro ano de implementação do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC), mecanismo que tem por objecto a promoção de medidas que visam a redução do consumo de energia eléctrica, estabelecido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) na regulação do sector eléctrico português. No presente artigo reporta-se a experiência na avaliação das medidas candidatas ao PPEC neste primeiro ano. O grau de competitividade foi elevado, tendo existido um forte rateio na aprovação das medidas. Apresenta-se uma análise dos impactes e benefícios das medidas aprovadas e financiadas pelo PPEC em 2007, mostrando que os benefícios de implementação do PPEC são claramente superiores aos custos. Os resultados permitem identificar as tecnologias com maiores benefícios por unidade de custo.*

Palavras chaves: *eficiência energética, regulação económica, gestão da procura.*

### 1. Introdução

O Regulamento Tarifário do sector eléctrico português aprovado pela ERSE estabelece um mecanismo competitivo de promoção de acções de gestão da procura, designado por PPEC, em que 2007 é o primeiro ano de implementação. As acções de gestão da procura devem ser empreendidas pelos comercializadores, operadores de redes e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de energia eléctrica, sendo destinadas aos consumidores dos diferentes segmentos de mercado.

No PPEC definem-se duas tipologias de medidas de eficiência no consumo, tangíveis e intangíveis, sendo os fundos repartidos entre estas duas tipologias. As medidas tangíveis visam a instalação de equipamentos com eficiência energética superior ao standard de mercado, produzindo reduções de consumo ou a gestão de cargas de forma permanente, claramente verificáveis e mensuráveis. As medidas intangíveis, muito embora não tenham impactos directos mensuráveis, devem ser indutoras de comportamentos mais racionais e permitir a tomada de decisão mais consciente pelos visados no que diz respeito à adopção de soluções mais eficientes no consumo de energia eléctrica.

As medidas tangíveis são classificadas por três segmentos de mercado (indústria e agricultura, comércio e serviços e residencial), permitindo a repartição dos recursos financeiros afectos às medidas tangíveis por segmentos de mercado. Os custos do PPEC repercutem-se nas tarifas de energia eléctrica, nomeadamente, na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores de energia eléctrica, pelo que é necessário garantir que todos os consumidores tenham a possibilidade de ser abrangidos pelas medidas financiadas. Os custos do PPEC representam 0,06% no total da factura de energia eléctrica.

## 2. Medidas Candidatas ao PPEC 2007

A procura pela dinamização de acções que contribuam para a promoção da eficiência energética no sector eléctrico, promovida pelo PPEC, foi plenamente conseguida na primeira fase de aprovação das medidas, dado o elevado número de candidaturas. Os custos candidatos ao PPEC das 62 medidas elegíveis excederam os recursos financeiros do PPEC em todas as tipologias e segmentos de mercado (Fig. 1), atingindo o valor de 27 milhões de euros, praticamente o triplo da dotação orçamental definida para 2007, 10 milhões de euros. Este facto garante que as medidas aprovadas foram sujeitas a um concurso competitivo, sendo seleccionadas as medidas com maior potencial de benefícios, dentro de cada tipologia e segmento, tendo-se excluído um conjunto vasto de medidas de menor ordem de mérito.

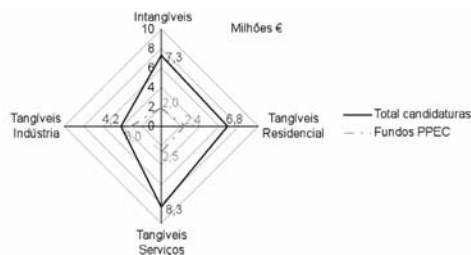


Figura 1 - Candidaturas e orçamento do PPEC 2007 por tipologia e segmento de mercado

Foram recebidas 25 candidaturas de medidas tangíveis de 5 promotores, com custos que são o dobro da dotação orçamental para 2007. Como medidas tangíveis foram propostas medidas de aquisição de equipamento e medidas de substituição de equipamento. As medidas de substituição de equipamento contemplam o abate do mesmo, não tendo sido proposta qualquer medida que promovesse exclusivamente o abate de equipamento. As medidas tangíveis candidatas visavam apoiar tecnologias eficientes na refrigeração, na iluminação, em semáforos LED, na correcção do factor potência, em motores de alto rendimento, em variadores electrónicos de velocidade e no solar térmico (Fig. 2). A iluminação e a refrigeração representam a grande fatia de medidas apre-

sentadas pelos promotores, com cerca de 2/3 dos custos das candidaturas apresentadas.

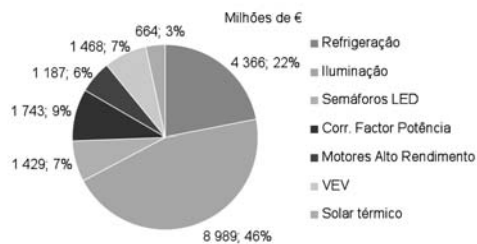


Figura 2 - Distribuição das medidas tangíveis candidatas por tecnologia - PPEC 2007

Foram recebidas 47 candidaturas de medidas intangíveis de 7 promotores, das quais 10 foram consideradas como não elegíveis, por não preencherem todos os requisitos considerados fundamentais [1]. As 37 medidas intangíveis elegíveis apresentam custos candidatos ao PPEC que ultrapassam o triplo da dotação orçamental definida para 2007, tendo sido seleccionadas 16. As medidas intangíveis candidatas ao PPEC 2007 são essencialmente medidas de divulgação de conteúdos e campanhas de informação aos consumidores, de ferramentas de simulação dos consumos de energia eléctrica, de realização de auditorias energéticas, de elaboração de estudos, de divulgação e promoção da eficiência energética através de concursos e de formação (Fig. 3).

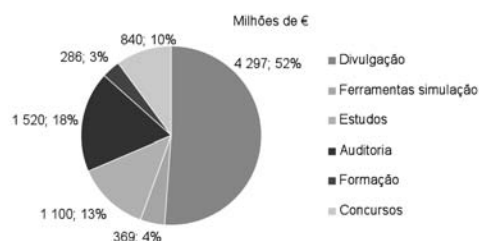


Figura 3 - Distribuição das medidas intangíveis candidatas por tecnologia - PPEC 2007

A selecção das medidas a financiar pelo PPEC foi efectuada por tipologia e segmento de mercado (indústria e agricultura, comércio e serviços e residencial). As medidas consideradas elegíveis<sup>1</sup> para financiamento pelo PPEC, foram hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com critérios de selecção

apresentados em [4]. Na Fig. 4 apresenta-se a distribuição das medidas candidatas e aceites por tecnologia ou classe. As medidas de iluminação a implementar em 2007 apresentam um montante de custos comparticipado pelo PPEC que representa cerca de 49% dos fundos disponíveis para 2007. Efectivamente, é na iluminação que existe a possibilidade de maiores poupanças no consumo de energia eléctrica, conforme se poderá constatar no ponto 3.

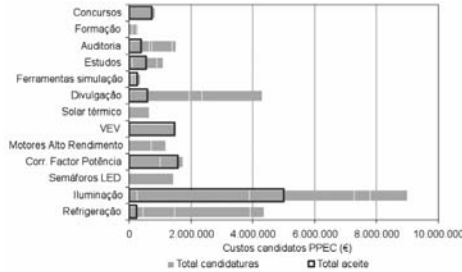


Figura 4 - Distribuição das medidas tangíveis candidatas e aceites por tecnologia ou classe

### 3. Impactes e Benefícios das Medidas

A transformação do mercado de equipamentos e serviços de eficiência energética é difícil de medir, mas os impactes esperados ao nível

dos consumos de energia eléctrica das medidas candidatas e das medidas financiadas pelo PPEC são mais previsíveis, dentro dos pressupostos considerados pela ERSE e/ou promotores. No presente ponto analisam-se os impactes mensuráveis esperados de cada medida tangível.

#### 3.1. Impactes e benefícios das medidas tangíveis candidatas ao PPEC

Os custos e benefícios, por kWh evitado, das medidas tangíveis candidatas ao PPEC são ilustrados na Fig. 5<sup>2</sup>. Verifica-se que os benefícios unitários (benefício ambiental<sup>3</sup> e custo evitado de fornecimento de energia eléctrica) da maioria das medidas tangíveis candidatas ao PPEC são claramente superiores aos custos unitários. Três das medidas apresentam custos superiores aos benefícios que se estima que a medida proporcione, tendo estas medidas sido excluídas da seriação, por apresentarem um VAL negativo. As setas verticais indicam as medidas que foram comparticipadas pelo PPEC em cada um dos segmentos das medidas tangíveis.

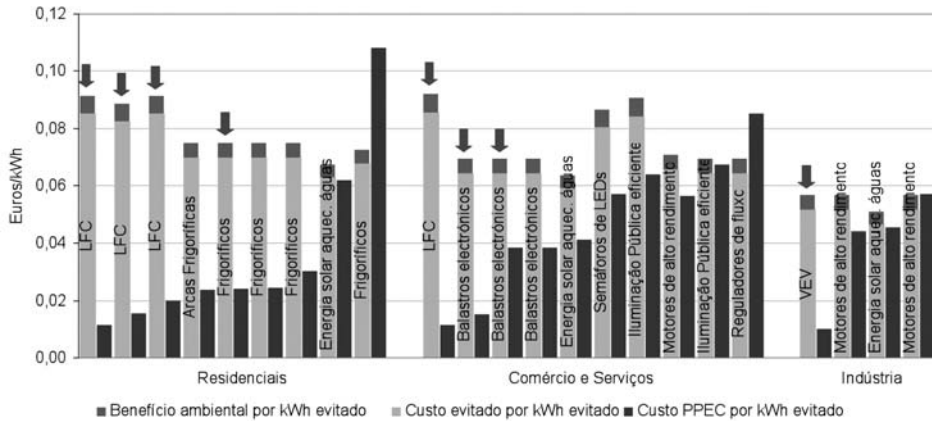


Figura 5 - Custo PPEC, custo evitado e benefício ambiental, por consumo evitado das medidas tangíveis

No segmento residencial todas as medidas de substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas (LFC) foram aceites. Efectivamente, é na iluminação que reside a grande possibilidade de redu-

ção de consumo de energia eléctrica ao mais baixo custo. A Fig. 6, onde se ilustra o rácio benefício-custo das medidas tangíveis, evidencia que as medidas de iluminação apresentam um rácio muito superior ao das restantes me-

<sup>2</sup> No segmento indústria não se apresentam as medidas de correcção do factor potência uma vez que o consumo evitado é em energia reactiva, kvarh.  
<sup>3</sup> O benefício ambiental foi calculado assumindo que as emissões de CO<sub>2</sub> são valorizadas a 20 €/ton. CO<sub>2</sub>, o que resulta num valor de 0,74 cent €/kWh.

didadas neste segmento.

No segmento comércio e serviços, as medidas aceites são também todas de iluminação, nomeadamente, de aquisição de LFC e de substituição de armaduras com balastros ferromagnéticos por armaduras com balastros electrónicos e lâmpadas eficientes.

No segmento indústria e agricultura as medidas de aquisição de baterias de condensadores para correcção do factor de potência e de aquisição de variadores electrónicos de velocidade (VEV) apresentam rácios benefício-custo claramente superiores às restantes medidas.

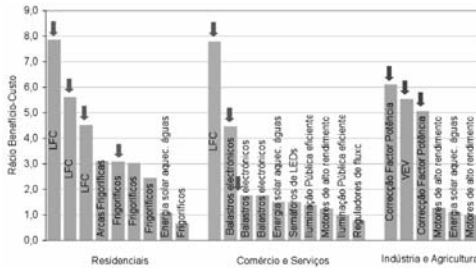


Figura 6 - Rácio benefício custo das medidas tangíveis

As curvas ilustradas na Fig. 7 permitem visualizar o custo marginal do consumo evitado das medidas candidatas ao PPEC. Apresenta-se uma curva para a totalidade das medidas tangíveis, independentemente do segmento de mercado em que se inserem, e uma curva para cada segmento de mercado. A opção por realizar concursos de medidas por segmento de mercado maximizando-se a equidade entre os pagadores e os beneficiários, por segmento de mercado, apresenta um custo do ponto de vista da optimização dos recursos. Com efeito, os custos médio e marginal do PPEC considerando um único concurso seriam inferiores aos que resultam da realização de concursos por segmento. Esta restrição é, contudo, justificável por razões de equidade. Por último, verifica-se que é no sector residencial que globalmente se verificam custos de poupança de energia mais reduzidos.

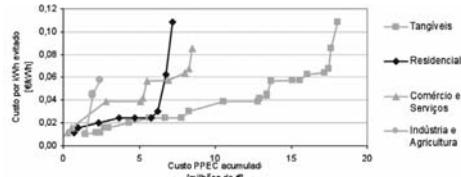


Figura 7 - Custo marginal do consumo evitado das medidas tangíveis

### 3.2 Impactes e benefícios das medidas financiadas pelo PPEC

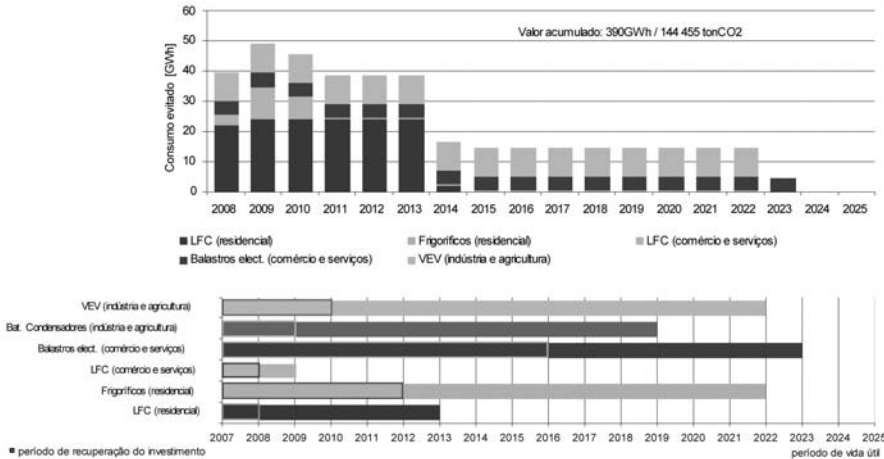
Neste ponto analisam-se os impactes mensuráveis esperados na hipótese de implementação completa das medidas tangíveis aprovadas pelo PPEC e verificação dos pressupostos descritos nos capítulos anteriores. Esta hipótese significa admitir que os promotores vão realizar as medidas junto do número de participantes previsto, o respectivo custo de implementação será o previsto e as reduções de consumo a observar coincidirão com os valores definidos *a priori*.

Praticamente todas as medidas aprovadas serão implementadas em 2007. Existem duas medidas de aquisição de LFC cuja implementação ocorrerá também em 2008. Na Fig. 8 apresenta-se o consumo de energia eléctrica evitado pela implementação das medidas financiadas pelo PPEC, por tecnologia e segmento, em cada ano, e o período de vida útil considerado para cada tecnologia envolvida nas medidas aprovadas. Identifica-se também o período de recuperação do investimento na perspectiva social, isto é, considerando todos os benefícios e todos os custos, quer estes sejam financiados pelo PPEC, pelo promotor ou pelo beneficiário.

As poupanças verificam-se até se esgotar a vida útil do equipamento. À medida que o tempo passa, as medidas de prazo mais curto cessarão os benefícios, permanecendo as restantes. No segmento residencial, em virtude das medidas aprovadas, as maiores poupanças acontecem em poucos anos, enquanto que nos segmentos de serviços e indústria as poupanças se prolongam por um maior período. Os efeitos benéficos resultantes da implementação das

medidas financiadas pelo PPEC 2007 permanecerão até 2023, sendo o valor das poupanças de energia eléctrica acumuladas de 390 GWh (ou 144 mil tonCO<sub>2</sub>). O Programa Nacional

para as Alterações Climáticas (PNAC 2006) apresenta como meta para 2010 a redução de 1020 GWh no consumo de energia eléctrica face a um cenário de referência.



O Quadro I apresenta o valor do custo unitário de redução de consumos, em €/kWh evitado, na perspectiva do PPEC, das medidas aprovadas em cada segmento. Apresenta-se o custo médio de implementação da totalidade das medidas do segmento e o custo marginal (custo associado à medida marginal, ou à medida com custos de redução de consumos mais

elevados), de entre as medidas aprovadas. O custo médio de redução de consumos está entre os 17 €/MWh e os 28 €/MWh, enquanto que o custo marginal não ultrapassa os 44 €/MWh, valor muito inferior ao preço médio da energia em mercados organizados (valor que exclui o pagamento pelo acesso às redes) e ao custo da produção de origem renovável.

**QUADRO 1** Unidades: €/kWh

	Custo do kWh evitado	
	Marginal	Médio
<b>Indústria*</b>	0,0441	0,0212
<b>Serviços</b>	0,0388	0,0281
<b>Residencial</b>	0,0292	0,0168

\* Na medida marginal o consumo evitado de energia activa não tem significado, pelo que se apresenta o custo da primeira medida não aprovada.

Custos unitários médios e marginais das medidas aprovadas

Na Fig. 9 ilustra-se o custo PPEC por consumidor e o benefício social por consumidor das medidas financiadas pelo PPEC em cada segmento. Os benefícios sociais são dados pelos benefícios ambientais (consumo evitado x valorização económica das emissões de CO<sub>2</sub>) e pelos custos evitados de fornecimento de

energia eléctrica (consumo evitado x custos evitados unitários de fornecimento) [2]. A comparação evidencia que os benefícios são muito superiores aos custos, sendo a relação benefício-custo maximizada no segmento residencial, com benefícios cerca de seis vezes superiores aos custos.



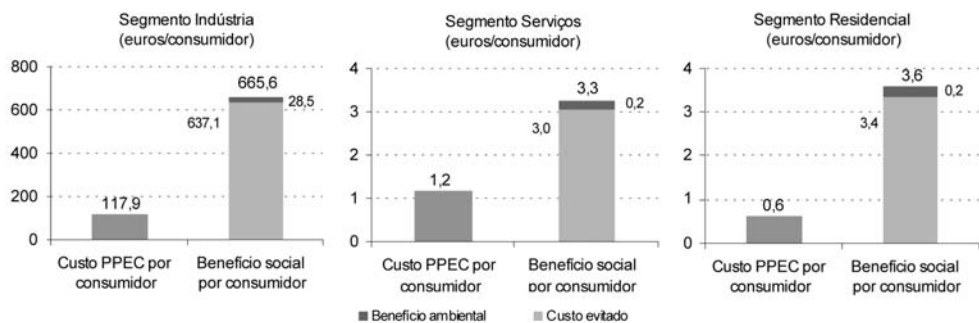


Figura 9 - Custos e benefícios por consumidor das medidas tangíveis no PPEC 2007

No Quadro II apresenta-se um conjunto de indicadores que caracterizam os impactos da implementação das medidas aprovadas no PPEC 2007, a saber: (i) benefício para o sector eléctrico (dado pelo custo evitado de fornecimento de energia eléctrica); (ii) benefício ambiental; (iii) custos financiados pelo PPEC em 2007, isto é, custos que serão repercutidos nas tarifas de energia eléctrica; (iv) custos suportados pelos promotores; (v) custos suportados pelos participantes, isto é, pelos beneficiários directos das medidas; (vi) benefícios dos consumidores participantes, associados à redução da factura; (vii) consumo total de energia eléctrica em cada segmento em 2007; (viii) consumo evitado; (ix) percentagem do consumo evitado no consumo total de cada segmento; (x) número total de clientes em 2007; (xi) número de clientes participantes; e (xii) percentagem de clientes participantes no total de clientes de cada segmento. Demonstra-se que o apoio a medidas de promoção da eficiência no con-

sumo apresenta benefícios para os consumidores, para o sector eléctrico e para a sociedade, claramente superiores aos custos. Salienta-se a relação muito positiva entre os custos financiados pela tarifa de energia eléctrica em medidas tangíveis (8 milhões de euros) e os benefícios obtidos (38 milhões de euros), de acordo com os pressupostos definidos. O benefício na perspectiva dos consumidores participantes é avaliado em 39 milhões de euros. Este valor é calculado considerando o valor dos preços médios de fornecimento das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2006, nomeadamente, da tarifa de médias utilizações de MT (segmento indústria), da tarifa de longas utilizações de BTE (segmento serviços) e da tarifa bi-horária de BTN ≤ 20,7 kVA (segmento residencial).

É importante referir que existem dois efeitos que não estão considerados na contabilização dos benefícios, nomeadamente, o free-riding e o spill over.

QUADRO 2

	Benefício			Custos			Benefício na perspectiva do participante	Consumo			Clientes			
	Sector Eléctrico	Ambiental	Total	PPEC 2007	Promotor	Participante		Total (2007)	Evitado (2007)	Evitado (%)	Total (2007)	Participantes (2007)	Participantes (%)	
	€	€	€	€	€	€	€	MWh	MWh	%			%	
<b>Indústria</b>	16.412.503	733.608	17.146.111	3.037.081	0	149.265	18.088.219	18.759.489	9.551	0,1%	25.760	796	3,1%	
<b>Serviços</b>	6.564.906	510.297	7.075.204	2.534.980	9.000	813.773	7.100.558	14.379.012	7.758	0,1%	2.153.645	57.287	2,7%	
<b>Residencial</b>	12.827.359	939.826	13.767.185	2.425.971	100.000	36.000	14.405.819	13.705.500	22.716	0,2%	3.816.191	320.479	8,4%	
<b>Tangíveis</b>	35.804.768	2.183.732	37.988.500	7.998.032	109.000	999.038	39.594.596	46.844.000	40.025	0,1%	5.995.597	378.562	6,3%	
<b>Intangíveis</b>	-	-	-	1.987.163	3.000	0	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	35.804.768	2.183.732	37.988.500	9.985.195	112.000	999.038	39.594.596	46.844.000	40.025	0,1%	5.995.597	378.562	6,3%	

Resumo de Indicadores Esperados em Resultado da Implementação das Medidas do PPEC 2007

#### 4. Conclusões

A procura pela dinamização de acções que contribuam para a promoção da eficiência energética no sector eléctrico, promovida pelo PPEC, foi plenamente conseguida na primeira fase de aprovação das medidas, dado o elevado número de candidaturas, cujos custos candidatos (27 milhões de euros) ultrapassaram em larga medida a dotação orçamental definida para 2007 (10 milhões de euros). Promove-se desta forma a concorrência entre medidas e promotores, sendo seleccionadas as medidas que promovem as tecnologias que permitem alcançar os maiores benefícios sociais com os menores recursos, dentro de cada tipologia e segmento. A maximização da relação benefício-custo dos fundos do PPEC, promovida pela metodologia de selecção

adoptada, irá, em virtude do seu efeito multiplicador e de transformação do mercado, promover um aproveitamento voluntário das medidas de eficiência no consumo mais custo eficazes. A relação benefício-custo é maximizada no segmento residencial, fruto das medidas seleccionadas neste segmento promoverem a iluminação eficiente, que é onde actualmente se encontra a possibilidade de maiores poupanças no consumo de energia eléctrica ao menor custo.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem à ERSE o apoio e contribuição dados na elaboração do presente trabalho. Os comentários e conclusões apresentados no presente artigo são da inteira responsabilidade dos autores.

#### Referências

- [1] ERSE, Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica para 2007, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)), 2007, Lisboa.
- [2] ERSE, Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo Aprovadas no Âmbito do Regulamento Tarifário, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)), 2006, Lisboa (Desp. 16122-A/2006, D.R.).
- [3] ERSE, Regulamento Tarifário, ERSE ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)), 2005, Lisboa.
- [4] I. Apolinário, C. Correia de Barros, H. Coutinho, N. Felizardo, P. Oliveira, A. Trindade, e P. Verdelho, Métrica de Avaliação de Medidas de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica, X Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica – X CLEEE, 2007, Funchal (em publicação) (Portugal).
- [5] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, e P. Verdelho, Criteria for the Assessment of Demand Side Management Measures in the Context of Electricity Sector Regulation, IEEE Power Engineering Society - General Meeting, 2006, Montréal (Canada).
- [6] I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, J. Vasconcelos e P. Verdelho, Critérios de apreciação de medidas de gestão da procura no contexto da regulação do sector eléctrico, IX Congresso Hispano-Luso de Engenharia Electrotécnica – IX CHLIE, 2005, Marbella (Espanha).





**CAPÍTULO IV**  
**REGULAÇÃO E A CONSTRUÇÃO**  
**DO MERCADO ÚNICO DA ENERGIA**



# TRANSMISSION NETWORK UNBUNDLING EVIDENCE FROM PORTUGAL



**José Braz      Jorge Esteves**



Nota preparada a 17 de Abril de 2007 para discussão na Assembleia-geral do CEER/ERGEG. A versão inicial desta nota foi também incluída como um "case study" no relatório ERGEG preparado em resposta ao pedido da Comissão de comentários às suas propostas do "3º Pacote" de nova legislação para o sector da energia. (disponível em [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_ERGEG\\_PAPERS/2007/Advice/C07-SER-13-06-1-PD\\_3rdLegPackage\\_Unbundling\\_final\\_0.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/2007/Advice/C07-SER-13-06-1-PD_3rdLegPackage_Unbundling_final_0.pdf))



## Abstract

*In the ongoing debate regarding network unbundling, the opinion is often expressed that vertically integrated companies have more complete information, leading to better decision-making regarding investments and ensuring better outcomes on safety and quality indicators. The experience from Portugal suggests otherwise.*

*Comparable data are available for the 13-year period 1994-2006, a period that includes one year of vertical integration, 5 years of legal unbundling and 7 years of full (ownership) unbundling.*

*In 1995, the transmission network of the incumbent EDP was legally separated but maintained within EDP in terms of ownership and only in 2000 was ownership hived off into a separate company, REN. Concurrently, the Portuguese independent regulator of the energy sector was created in 1997 and introduced effective regulation in 1999.*

*This note presents data on the evolution of demand and investment, as well as performance indicators (losses and quality of supply) and prices. The overall conclusion reached is that legal unbundling produced no visible improvement with respect to vertical integration and that only with full ownership unbundling did consumers of electricity benefit from higher levels of investment, in terms of improved quality and lower prices.*

*Keywords — Transmission network, Network investments, Legal unbundling, Ownership unbundling, Power losses, Continuity of supply.*

## Introduction

In the ongoing debate regarding network unbundling, the opinion is often expressed that vertically integrated companies have more complete information, leading to better decision-making regarding investments and ensuring better outcomes on safety and quality indicators. The experience from Portugal suggests otherwise.

In 1995, the transmission network of the incumbent EDP was legally separated but maintained within EDP in terms of ownership and only in 2000 was ownership hived off into a separate company, REN. During this period, other relevant institutional changes were taking place. Recognising the merits of independent regulation, the Portuguese government set up the Portuguese electricity regulator in 1997 and the application of effective independent regulation began in 1999.

While care has been taken in this study to identify specific types of investment (such as market integration and renewables) that responded to factors other than the type of ownership of the transmission infrastructure, some of the improvement in lowering access tariffs and improving quality of service should also be ascribed to better regulation (or at least we, as regulators, would like to believe so). The following sections look briefly at the evolution in investment and in quality and price indicators and propose some conclusions.



**2. Evolution over 13 years**

Comparable data are available for the 13<sup>th</sup> year period 1994-2006, a period that includes one year of vertical integration, 5 years of legal unbundling and 7 years of full (ownership) unbundling.

**2.1 Power demand and network investment**

During the period under review, demand from power sector increased constantly, at an average annual rate of about 6%, as reflected in Figure 1.

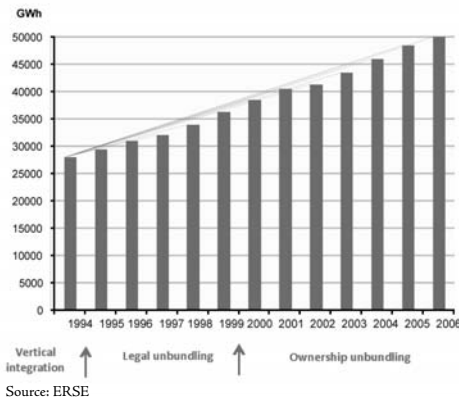


Figure 1 - Total Electricity consumption

Figure 2 shows total investment at constant 2006 prices and Figure 3 shows real investment per energy unit at constant prices and constant demand levels. In order to be more comparable, data at Figure 3 excludes the network investments due to Special Regime Generation interconnections and due to international interconnections developed under the MIBEL (Iberian Electricity Market, comprising Portugal and Spain) framework during the last years.

The data reveal that total investment in the transmission network declined gradually during the vertical integration and legal unbundling stages and increased markedly each year under ownership unbundling. Even after excluding investments related to new requirements such as regional integration (MIBEL) and the incorporation of renewable energy sources, investment in real terms and assum-

ing constant demand roughly tripled in the 7 years (2000-2006) of ownership unbundling (Figure 3).

The trend is clearly one of declining investment levels under vertical integration and legal unbundling and significant increases in investment under ownership unbundling.

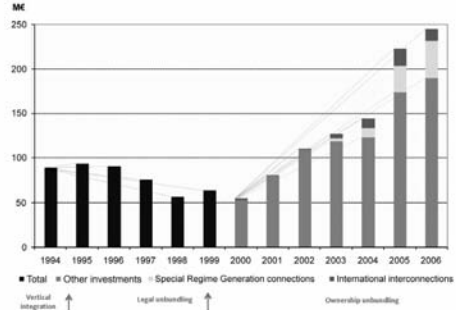


Figure 2 - Transmission network total investment (at constant 2006 prices)

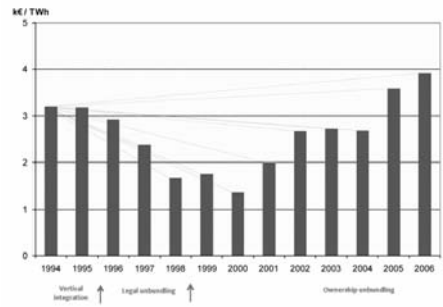


Figure 3 - Transmission network investment per TWh excluding international interconnections and special regime generation connections

**2.2 Performance evolution**

The available data also permits an analysis of the evolution of some operational performance indicators, namely power losses and continuity of supply (quality of service).

Transmission network losses are shown in both absolute and in relative terms in Figure 4, which shows network losses declining gradually over the full time period under review, arriving in 2006 with a relative value that is less than half of that in 1994.

Continuity of supply is measured using as a performance index the average interruption time, AIT, shown in Figure 5 and Figure 6

with and without exceptional events, respectively.

Figure 5 shows the AIT evolution including contributions from events classified as exceptional that occurred in years 2000, 2003, 2004, 2005 and 2006. These events were considered exceptional due to their classification as interruptions due to security reasons or due to the extraordinary characteristics involved. For instance, analysing the events classified as exceptional during 2000 and 2003 (major absolute and relative annual values), we verify that they are related to only one major event per year. Each one of these events represents a preponderant influence for the achieved total annual interruption time.

Figure 6 reinforces the idea of a clear continuity of supply quality improvement, showing the average interruption time evolution during the period under review without considering the events classified as exceptional.

The data show that the evolution of transmission network losses and average interruption time, already positive under vertical integration and legal unbundling, showed even more dramatic improvement under full ownership unbundling.

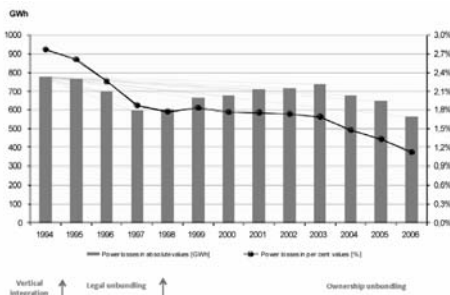


Figure 4 - Transmission network losses

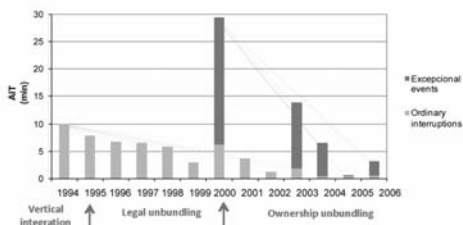


Figure 5 - Average Interruption Time

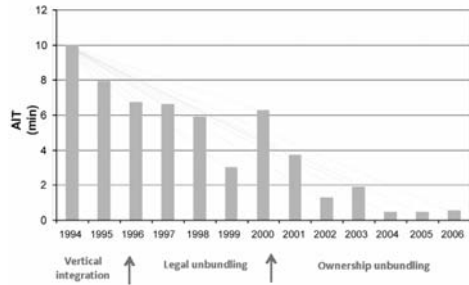


Figure 6 - Average Interruption Time excluding exceptional events

### 2.3 Transmission tariffs evolution

The effective start of regulation in 1999 led to significant declines in prices, both for the general transmission tariff (Figure 7) applied to lower level consumers for their use of the transmission network, and for the Very High Voltage transmission tariff (Figure 8) applied to consumers directly connected to the transmission network.

The process continued after the transition to full ownership unbundling, with an overall reduction of about 26% in the former tariff and about 45% in the latter.

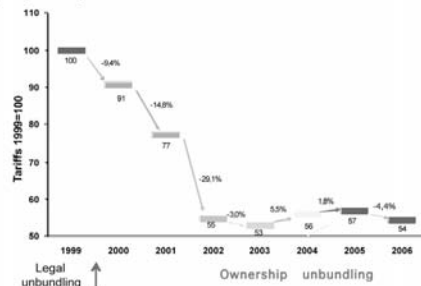


Figure 7 - General Transmission Tariff

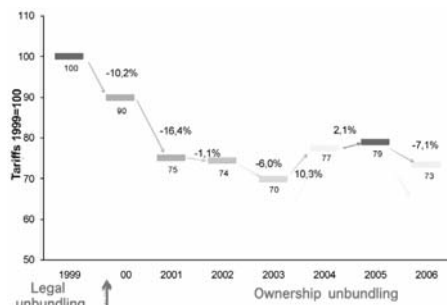


Figure 8 - VHV Transmission Tariff

### 3. Conclusions

Preparation of the 3rd European Union Energy Legislation Package highlighted the importance of discussing how different ownership structures might affect the incentives for investment, as well as indicators of output quality. In some member states, market organisation had evolved in the direction of structural unbundling while in others the incumbent dominant firms remained vertically integrated.

Deriving the full benefits of market integration (and creating a single European energy market) called for market structures in each member state that removed potential conflict of interest between the competitive segments of the market (production and supply) and the natural monopoly (transmission infrastructure) that should be accessible to all other operators. Discussion naturally centred on comparing the potential (or proven) advantages and disadvantages of vertical integration, legal unbundling and ownership unbundling network models.

In this debate regarding network unbundling, the opinion was often expressed that vertically integrated companies have more complete information, leading to better decision-making

regarding investments and ensuring better outcomes on safety and quality indicators. However, the experience from Portugal, briefly outlined in this paper, seems to contradict this opinion.

Even allowing for the important caveat that several factors may have been in play concurrently, the evidence here presented indicates, at very least, that ownership unbundling can coincide with impressive increases in investment levels and improvements in quality indicators. The experience over 7 years in Portugal offers no support whatsoever to the oft-repeated fear that unbundled transmission operators may have difficulty in attracting adequate investment resources.

Another conclusion that can be drawn from the data here presented is that simple legal unbundling produced no noticeable improvement over the vertical integration that preceded it. Clearly the incentive structure only changes effectively when the ownership is transferred. The evidence from Portugal points to the conclusion that only with full ownership unbundling did consumers of electricity benefit from higher levels of investment, in terms of improved quality and lower prices.

### 6. References

- [1]. ERSE, Tarifas Reguladas em 2008, <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasem2008/>
- [2]. ERSE, Relatório de Qualidade de Serviço – 2006, Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal, <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>

# **MECANISMO EUROPEU DE COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDES DE TRANSPORTE POR FLUXOS TRANSFRONTEIRIÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA**



**Jorge Esteves**

.....  
Artigo elaborado no âmbito da apresentação realizada no IST Forum Energia - Outono 06, em 16 de Novembro de 2006



## Resumo

*A criação do mercado interno de energia conduz à necessidade de um mecanismo europeu de compensação entre operadores de redes de transporte pelos fluxos transfronteiriços de energia eléctrica, que todos considerem justo e exequível. Apesar dos seus princípios estarem estabelecidos na legislação comunitária desde 2003, não tem sido possível encontrar uma metodologia aceitável que o implemente, sendo utilizada uma metodologia provisória que merece muitas críticas. Com o volume das trocas físicas internacionais de energia eléctrica a aumentar consideravelmente e com o número de países que pretendem aderir ao mecanismo a crescer, urge encontrar uma metodologia de raiz que resolva o problema em definitivo.*

*Palavras Chave - Transporte de energia eléctrica, gestão de interligações, comércio transfronteiriço de energia eléctrica, mercado interno de energia.*

### 1. Introdução

O aumento da segurança na operação do sistema começou por ser o motivo para a interligação de redes eléctricas vizinhas. Começando por ser uma interligação regional de redes, o salto para a interligação internacional foi sendo dado, permitindo interligar a maior parte das redes eléctricas do continente Europeu.

A interligação das redes permitiu, também, uma utilização mais eficiente das redes envolvidas e contribuiu para a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos que se encontram interligados.

Mais recentemente, as interligações ganharam um novo papel com o desenvolvimento

das trocas comerciais internacionais entre sistemas eléctricos interligados, em que regiões com carência de produção podem ser abastecidas a partir de regiões onde a produção é excedentária face ao consumo.

Com a perspectiva de criação de um mercado interno de energia de âmbito europeu, o papel e a importância das interligações saiu reforçado no contexto do sistema eléctrico europeu.

Diversas barreiras ao desenvolvimento do mercado interno da energia eléctrica foram detectadas, fazendo com que fossem propostas diversas medidas para as ultrapassar.

Um problema existente correspondia ao pagamento acumulado das tarifas de uso das redes de transporte dos países que situados entre o país que produz a energia e o que a consome (“transmission tariff pancaking”), o que do ponto vista técnico não era justificável e tornava não competitiva a comercialização internacional de energia.

Sendo uma preocupação das Entidades Reguladoras desde a criação do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER), em 2000, e do Grupo Europeu de Reguladores de Electricidade e Gás (ERGEG), a forma de ultrapassar esta barreira, a nível europeu, passou pela eliminação da obrigação do pagamento acumulado de tarifas e pela implementação de um mecanismo de compensação entre diversos operadores de redes de transporte por fluxos transfronteiriços de energia eléctrica, que todos considerem justo e exequível e incentive a criação do mercado interno de energia eléctrica.

## 2. Regulamento (CE) N° 1228/2003

Nesse sentido e enquadrado com a Directiva Europeia 2003/54/EC do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa às regras comuns do mercado interno da energia eléctrica, foi publicado o Regulamento (CE) N° 1228/2003, de 26 de Junho de 2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de energia eléctrica [1].

Este Regulamento tem por objectivo estabelecer regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de energia eléctrica, perspectivando:

- + o aumento da concorrência no mercado interno da electricidade, mas tendo em conta as especificidades dos mercados nacionais e regionais;
- + a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de energia eléctrica;
- + o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.

## 3. Mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte

### 3.1 Modelo

Na perspectiva da criação do mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de energia eléctrica, mecanismo ITC (“Inter Transmission System Operators Compensation”), o Regulamento (CE) N° 1228/2003 prevê que os ORT (Operadores de Rede de Transporte) recebam uma compensação pelos custos decorrentes do acolhimento de fluxos transfronteiriços de energia eléctrica nas suas redes. Prevê, também, que essa compensação deva ser paga pelos ORT das redes onde são originados os fluxos transfronteiriços e das redes destinatárias finais.

Deste modo, o modelo pressupõe que os proventos permitidos a cada um dos ORT devem ser cobertos pelas tarifas de uso das redes de transporte pagas pelos consumidores nacionais

mas, também, pelas receitas que advenham das compensações provenientes do mecanismo ITC. Assim, o montante total da remuneração coberta pelas tarifas nacionais pode ser igual aos proventos permitidos aos ORT na sua actividade de Transporte, ou ser menor ou maior, dependendo se as receitas do mecanismo de compensação ITC são positivas ou negativas, Figura 1.



Figura 1 - Proventos permitidos aos ORT, remuneração coberta pelas tarifas nacionais e as receitas do mecanismo ITC.

### 3.2 Mecanismo ITC em Portugal e a utilização das interligações Portugal – Espanha

Os montantes envolvidos no mecanismo ITC em Portugal são apresentados na Figura 2, fazendo-se notar que, apesar de não desprezáveis, os montantes envolvidos representam uma pequena percentagem dos custos associados à actividade de Transporte exercida pelo ORT português, Figura 3.

Com uma primeira fase em que Portugal recebia uma compensação e outra, posterior, em que tem vindo a ser pagador, os montantes envolvidos no mecanismo ITC resultam de uma alteração de regras ocorrida em 2003 e de um aumento da utilização das interligações Portugal – Espanha.

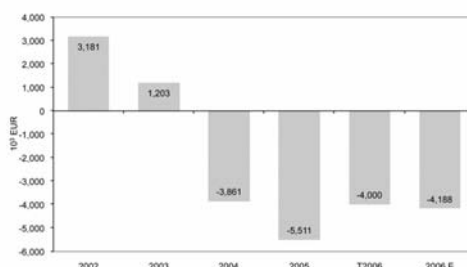


Figura 2 - Montantes do mecanismo ITC relativos a Portugal.

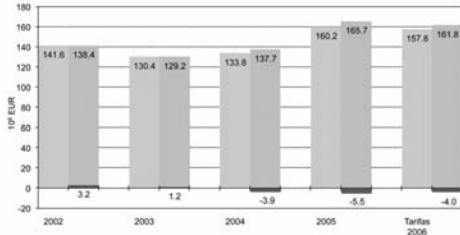


Figura 3 - Montantes relativos ao mecanismo ITC e remuneração da actividade de Transporte em Portugal.

Para o período de 1998 e 2006, na Figura 4 são apresentadas as evoluções dos valores anuais de importação, de exportação, do saldo (exportação menos importação), da utilização (exportação mais importação) de energia eléctrica entre Portugal e Espanha. A evolução dos valores anuais de energia de circulação é também apresentada.

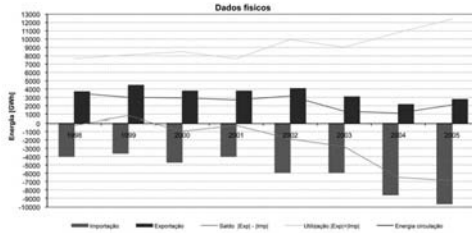


Figura 4 - Utilização das interligações Portugal – Espanha.

Verifica-se uma tendência clara para o aumento da utilização das interligações e para o crescimento das importações de Portugal com origem em Espanha.

Por sua vez, verifica-se que a energia de circulação é da ordem dos 3 TWh anuais. Como existem diversas linhas de interligação entre Portugal e Espanha, a energia de circulação surge associada ao facto de, em cada período horário, poderem existir determinadas linhas em que o trânsito é no sentido Portugal Espanha e outras em que o sentido é o contrário. Um caso típico é o que ocorre nas situações em que Portugal é fortemente importador e, mesmo assim, o sentido de trânsito na linha de interligação da Alqueva / Balboa é no sentido Portugal Espanha. Nessas situações, o que ocorre é que o sistema espanhol utiliza a rede portuguesa para transportar energia da

Galiza para a Estremadura espanhola. Por sua vez, admitindo uma situação em que o norte de Portugal é deficitário no balanço entre a produção e o consumo eléctrico e é a central termoelectrica de Sines que está a assegurar o balanço entre a produção e o consumo nacional, poder-se-ia dizer que o consumo do norte de Portugal está a ser assegurado pelas importações vinda da Galiza e que a central de Sines estaria a exportar para a Estremadura espanhola. Deste modo, esta situação é benéfica para o sistema eléctrico português com uma redução da utilização das suas redes e das perdas eléctricas internas.

### 3.3 Inter intercâmbios físicos de energia eléctrica na UCTE

O Regulamento (CE) N° 1228/2003 prevê também que as quantidades dos fluxos transfronteiriços acolhidos e dos fluxos transfronteiriços designados como tendo origem e/ou destino nas redes de transporte nacionais devem ser determinadas com base nos fluxos físicos de electricidade efectivamente medidos num dado período. Disponibilizada na página da Internet da UCTE (“Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity”), a Figura 5 apresenta as trocas físicas de energia eléctrica ocorrida entre os diversos países europeus durante o ano de 2005.

Por sua vez, a Figura 6 mostra a evolução das trocas físicas de energia na região da UCTE de 1975 a 2005, tornando claro o franco incremento da utilização das interligações internacionais na Europa.

### 3.4 Determinação dos custos envolvidos

Os princípios para a determinação dos custos envolvidos no mecanismo ITC são também estabelecidos no Regulamento (CE) N° 1228/2003.

Assim, tendo em atenção a necessidade de garantir a segurança do abastecimento, o Regulamento estabelece que os custos decorrentes do acolhimento de fluxos transfronteiriços de electricidade devem ser determinados com



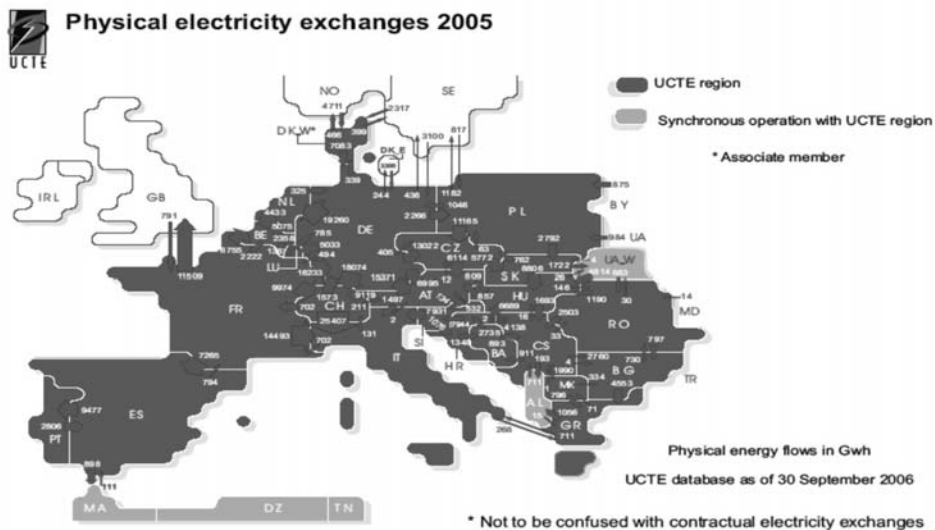


Figura 5 - Trocas físicas de energia eléctrica entre os diversos países europeus durante o ano de 2005 [2].

base:

- + nos custos adicionais médios previstos numa perspectiva de longo prazo (LRAIC);
- + nos custos associados às perdas;
- + no investimento em novas infra-estruturas;
- + numa parte adequada do custo da infra-estrutura existente, na medida em que a infra-estrutura seja utilizada para o transporte de fluxos transfronteiriços.

Para a determinação desses custos é estabelecido que deverão ser utilizadas metodologias normalizadas reconhecidas e os benefícios, que o acolhimento de fluxos transfronteiriços possam acarretar para a rede em causa, devem ser tidos em conta para efeitos de redução da

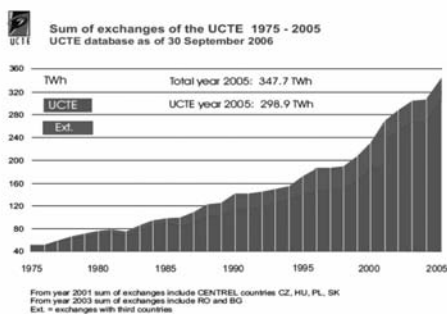


Figura 6 - Evolução das trocas físicas de energia na região da UCTE de 1975 a 2005 [3].

#### 4. Mecanismo ITC provisório

Desde 2002, em virtude de um acordo voluntário entre os ORT no seio da ETSO (“*European Transmission System Operators*”), encontra-se em vigor um mecanismo provisório de compensação por fluxos transfronteiriços de energia eléctrica, [4] e [5].

Com a sua introdução, este mecanismo teve o claro mérito de ter permitido acabar com o pagamento em acumulação de todas as tarifas de uso das redes de transporte dos países situados entre o país que produz a energia e o que a consome (“*transmission tariff pancaking*”), o que representava uma importante barreira ao comércio internacional de energia eléctrica.

##### 4.1 Procedimentos associados

O mecanismo ITC provisório sofreu algumas evoluções desde o início da sua implementação, baseando-se a sua versão actual nos seguintes procedimentos:

- + **Definição da Rede Horizontal:** a rede horizontal (HN) é a parte da rede de transporte que deverá ser remunerada por albergar trânsitos transfronteiriços; a definição da HN

passa pela adopção de um modelo e critérios uniformes utilizados na identificação da rede horizontal de cada parceiro do mecanismo ITC (cada um dos ORT que assinou o acordo relativo ao mecanismo ITC); a definição da HN é realizada por uma metodologia auditável;

• **Partilha dos trânsitos e cálculo dos custos devidos a cada país:** a partilha dos trânsitos na HN é definida utilizando uma chave de partilha; assim, para um determinado período de tempo, definindo se trânsito (T), como sendo o menor dos valores que ocorreram relativos aos fluxos de importação e aos fluxos de exportação, medidos hora a hora, nas interligações entre parceiros do mecanismo ITC, e considerando-se L, como o consumo hora a hora na rede de cada parceiro do mecanismo ITC, a respectiva chave de partilha corresponde a:

$$Key = \frac{\sum T}{\sum T + \sum L}$$

• **Custos da HN:** Os custos da HN são calculados usando os custos regulados acordados com os reguladores respectivos e são de conhecimento público; as perdas induzidas pelos trânsitos são também consideradas;

• **Montante do fundo de compensação ETSO:** O montante do fundo de compensação da ETSO (montante a ser pago pelos ORT para ser redistribuído como compensação pelo uso da sua HN) foi estabelecido em 2006 no valor de 395 M€;

• **Financiamento do fundo de compensação ETSO:**

1.<sup>a</sup> parte - Contribuição dos países periféricos (países que, não fazendo parte do acordo, fazem fronteira com um parceiro do mecanismo ITC); em 2006, o valor era de 1 €/MWh de exportação declarada;

2.<sup>a</sup> parte - Contribuição do “Fluxo líquido” (saldo horário do fluxo no sentido da importação ou da exportação) de cada parceiro do mecanismo ITC; este montante é pago inde-

pendentemente do fluxo ser no sentido da importação ou da exportação;

Assim, tendo como ponto de partida o montante do fundo de compensação ITC provisório estabelecido para o ano em causa e os custos da HN que são suportados por cada parceiro, a chave de partilha é utilizada para definir os montantes que cada parceiro ITC tem direito a receber pela utilização das suas redes pelos trânsitos estimados de terceiros.

Por sua vez, descontada a contribuição dos países ao valor do montante do fundo de compensação ETSO, a partilha de pagamentos entre parceiros está associada ao peso relativo do “Fluxo líquido” de cada um.

Calculado o montante que cada um tem a receber pelo facto da sua HN ter sido utilizada por terceiros e o montante que cada um tem de pagar por ter utilizado outras redes, a diferença entre valores estabelece qual é o montante que cada um tem a pagar ou a receber, tendo em consideração o total do fundo estabelecido.

A metodologia compreende ainda um processo de acerto de contas, começando a contribuição de cada parceiro por ser estimada *ex-ante*, baseada em dados históricos e depois confrontada com valores reais ocorridos efectivamente no ano em causa, sendo ajustada durante o ano seguinte.

#### 4.2 Problemas Detectados

Apesar de ser um processo relativamente simples de implementar e do aspecto positivo que o início da aplicação do método ITC provisório teve em acabar com a obrigação de pagamento do acumulado das tarifas nacionais dos parceiros cujas redes se situem entre o país de origem e o país de consumo, o mecanismo ITC em aplicação apresenta um conjunto de problemas que fazem que tenha sempre sido assumido como provisório.

Um primeiro problema tem a ver com o valor adoptado para o montante do fundo de compensação que deverá ser definido de um modo mais objectivo do que actualmente.

Por outro lado, a chave de partilha é um modo

fácil de determinar a compensação que cada parceiro deve receber. No entanto, está identificada a necessidade de, na sua fundamentação, se dever ter em consideração a configuração actualizada dos fluxos físicos e o impacto das transacções transfronteiriças e dos eventuais “loop flows” na utilização das redes e nas perdas dos diferentes sistemas nacionais. Estes aspectos não se compatibilizam com uma formulação tão simples como a que é utilizada na chave de partição.

Por sua vez, o modo como se calcula o montante que cada parceiro deve pagar (a contribuição) é simples mas depende unicamente dos “fluxos líquidos”, o que se demonstra ser insuficiente.

Uma quarta razão está associada ao facto de o mecanismo ITC provisório não considerar a dimensão do sistema eléctrico de cada parceiro e a extensão da rede (em quilómetros) envolvidas no trânsito. Assim, o mecanismo ITC provisório atribui a mesma compensação nos dois casos que são ilustrados na Figura 7.

Um outro problema surge associado ao facto de, no mecanismo ITC provisório, os parceiros importadores e exportadores contribuirão sempre para o fundo, independentemente de criarem ou não trânsitos transfronteiriços em redes de terceiros e destes serem ou não benéficos.

Finalmente, o mecanismo ITC provisório não trata convenientemente as situações de parceiros que criam “loop-flows” através de ou-

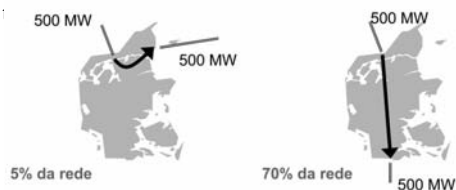


Figura 7 - Um dos problemas detectados no mecanismo ITC provisório: não considera extensão da rede envolvida nos

No caso representado na Figura 8, admitindo que o montante de importação e de exportação assinalado para o parceiro A em cada hora é exactamente igual e que este é o único trânsito

que existe no universo representado, verifica-se que, segundo a metodologia actualmente em vigor, os parceiros B, C e D tem de pagar, quando são claramente utilizados pelo parceiro A para fazer circular energia de um lado pa

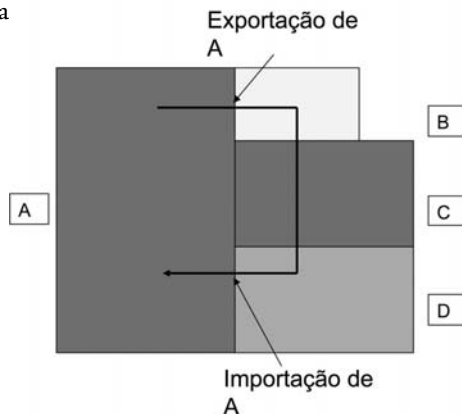


Figura 8 - Compensação incorrecta dos parceiros que criam “loop-flows” através de outras redes.trânsitos, [5].

## 5. Evolução dos participantes no mecanismo ITC provisório

Para além do volume das trocas físicas de energia ter vindo a crescer de modo considerável, Figura 6, a evolução do número de países que aderiu ou pretende aderir ao mecanismo ITC provisório tem vindo a aumentar. Nas Figuras 9, 10 e 11 é apresentada, no mapa do espaço europeu, a evolução dos participantes no mecanismo ITC provisório.

O aumento do número de parceiros do mecanismo e o aumento dos valores totais dos intercâmbios obriga a uma maior precisão do mecanismo e torna uma solução “simplista” cada vez

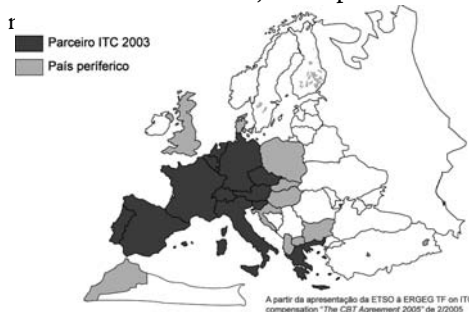


Figura 9 - Participantes no mecanismo ITC provisório em 2003, [5].

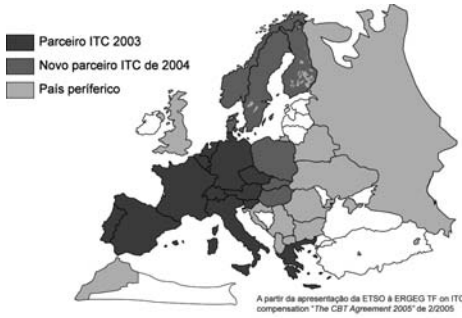


Figura 10 - Participantes no mecanismo ITC provisório entre 2004 e 2006, [5].

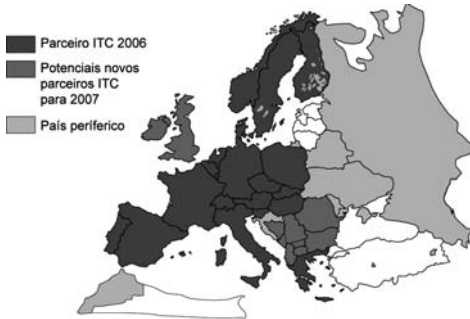


Figura 11 - Potenciais participantes no mecanismo ITC provisório em 2007.

## 6. Evolução pretendida para o mecanismo ITC

### 6.1 Separação dos Aspectos-Chave

A necessidade de encontrar um mecanismo ITC que seja considerado justo e exequível por todos, fez com que a Comissão Europeia tenha solicitado o apoio das entidades reguladoras nacionais, organizadas no CEER/ERGEG, e dos ORT, através da ETSO, para a sua concepção e implementação. Na prática, ao longo dos últimos anos e com o apoio dos melhores peritos europeus, estas entidades têm analisado diversas soluções ([6] - [10]) e identificados diferentes caminhos.

Assim, tendo por base os princípios especificados no Regulamento (CE) N.º 1228/2003, diferentes compromissos terão que ser encontrados na definição do futuro mecanismo ITC que venha a ser adoptado como definitivo, tendo em conta aspectos como rigor versus estabilidade, diferenciação nacional versus não-

nacional ou rigor versus exequibilidade.

Assim, quanto ao binómio precisão versus estabilidade, é de referir que o Regulamento impõe que as compensações tenham por base os fluxos físicos efectivamente ocorridos e medidos. No entanto, a remuneração de activos ao longo de toda a sua vida útil impõe a necessidade de estabilidade e consistência, que não é compatível com situações de grande variabilidade de trânsitos envolvidos.

Por outro lado, a utilização de custos regulados evita a diferenciação entre utilizadores nacionais e não-nacionais de uma determinada rede, o que é claramente uma vantagem. No entanto, uma aproximação do tipo definição de custos-padrão de cada uma das redes nacionais evita que ocorra uma grande diferenciação nos custos unitários que são apresentados por cada parceiro. Um equilíbrio entre estes dois aspectos terá de ser encontrado.

Finalmente, os diferentes métodos de afectação de custos aos diversos parceiros que foram analisados variam muito na maneira como reflectem as realidades do sistema eléctrico. Os mais realistas tendem a ser mais complexos, o que obriga a que se encontre um compromisso entre o rigor e exequibilidade que se pretende com o método em questão.

Tendo todos estes aspectos em mente, a análise do problema permitiu que seja mais ou menos consensual, entre todos os especialistas envolvidos, que o mecanismo ITC definitivo assumirá os seus dois aspectos-chave de um modo separado. Assim, concluiu-se que se poderá realizar em separado:

- A determinação da base de custo para as redes, que deve surgir de uma combinação apropriada de custos regulados, LRAIC e custos com as perdas;
- A opção pela metodologia de afectação dos custos aos diferentes parceiros.

### 6.2 Base de custos a considerar

Os objectivos económicos do mecanismo ITC baseiam-se na eficiência económica e na recuperação de proveitos apropriados e em ta-

rifas “justas” pagas por quem deve. Assim, os valores impostos no processo e a base de custos a ser considerada deve reflectir os custos efectivamente impostos às redes de cada um dos parceiros. No entanto, a dúvida subsiste se deverão ser prioritários os sinais a dar aos participantes directos, de modo a fazer incidir os custos sobre aqueles que criam a necessidade de capacidade, ou se a opção é privilegiar os sinais centrados em novos investimentos, devendo focalizar-se mais no longo prazo.

O Regulamento refere explicitamente a utilização do LRAIC, parecendo querer colocar os custos regulados como complementares.

No entanto, na análise que tem vindo a ser realizada nos diferentes fora que têm aconselhado a Comissão Europeia, foram realçados diversos aspectos complexos na interpretação e aplicação do conceito de LRAIC a uma rede de transporte de energia eléctrica, que tornam subjectiva a escolha de qual a abordagem a considerar na definição do valor do LRAIC.

Por sua vez, assumir um mecanismo ITC baseado na recuperação de custos parecia mais aliciante, parecendo a utilização de um preço relacionado com o valor “unitário” do custo regulado associado ao activo existente mais apropriado do que o uso do LRAIC. Razões para isso resultam dos seguintes factos:

- os custos regulados têm em conta os custos dos activos actualizados, o seu tempo de vida útil e a sua depreciação;

- os activos envolvidos apresentam características idênticas em todas as redes.

Assim, a tendência que parece ser consensual vai no sentido de assumir um mecanismo ITC que considera uma proporção entre os valores dos custos do activo regulado e do LRAIC, em que o primeiro termo é maioritário.

### 6.3 Metodologias de afectação de custos

Pelo menos cinco metodologias de afectação de custos foram consideradas pelos especialistas envolvidos no processo:

- Mecanismo ITC provisório
- “*With-and-Without Transits*” (WWT)

- “*Average participations*” (AP)
- “*Marginal Participations*” (MP)
- IMICA

Verifica-se que as metodologias anteriores diferem na complexidade, no conjunto de hipóteses que as fundamentam, no volume de dados envolvidos e no esforço da sua recolha e validação e as posições assumidas pelos diferentes especialistas parecem não convergir no encontrar de uma solução que represente o óptimo possível.

Analisando as conclusões de cada especialista sobre as vantagens e desvantagens de cada uma das metodologias, fica-se com a impressão que o que está em causa é de natureza bastante mais complexa do que aquilo que seria de esperar num processo que se pretende meramente técnico-científico.

Deste modo, as únicas “balizas” continuam a ser as disposições legais do Regulamento (CE) N.º 1228/2003, que impõem que a metodologia de afectação de custos do futuro mecanismo ITC que venha a ser adoptado como definitivo deve assegurar que se:

- considera a utilização efectiva e as perdas provocadas nas redes;

- encontra uma repartição “justa” da utilização da rede entre os utilizadores nacionais e não-nacionais, quando da determinação dos elementos relevantes da rede, do tratamento dos parceiros ITC que confinam com países periféricos e do tratamento dos efeitos benéficos dos trânsitos.

### 6.4 Resultados de algumas das metodologias de afectação de custos aplicados ao sudoeste da Europa

A dimensão das trocas físicas no espaço europeu, que foi apresentada na Figura 5, e a complexidade das redes e das relações estabelecidas demonstram que o processo em causa é difícil e não tornam fácil arbitrar em relação à “qualidade” das diferentes metodologias em confronto. No entanto, é possível encontrar tendências quando, em vez de querer abarcar tudo de uma só vez, se olha para os resultados associados ao sudoeste da Europa, por exem-

plo. Assim, quando se analisam os resultados, em base anual, das trocas físicas no sudoeste da Europa, algumas das referidas metodologias parecem concluir que, no essencial, todas as importações que Espanha fez de França, serviram para alimentar o “fluxo líquido” importador de Portugal. A Figura 12 apresenta como exemplo os valores totais do ano de 2005 das trocas físicas ocorridas entre os países do sudoeste da Europa.

Deste modo, Portugal e França surgem como provocando trânsitos transfronteiriços em Espanha e, por isso, algumas das metodologias impõem a necessidade de compensarem a Espanha pela utilização que fazem da sua rede de transporte. Se no caso da França, é difícil de identificar isoladamente essa incorrecção, no meio das diferentes fronteiras eléctricas em que este país se encontra envolvido, no caso de Portugal o exemplo surge claramente como incorrecto, já que Portugal se encontra num extremo da rede e só faz fronteira com Espanha.

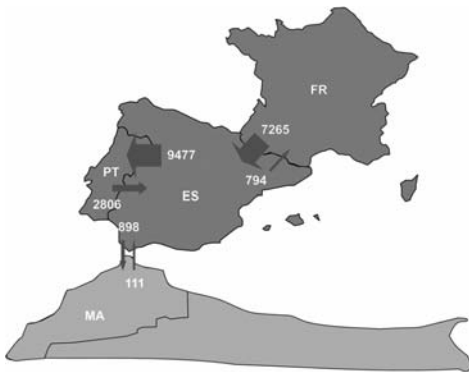


Figura 12 - Trocas físicas no sudoeste da Europa durante 2005

A situação é ainda mais grave para quem conhece as características do sistema espanhol e os congestionamentos internos que nele se verificam. Assim, mesmo que, efectivamente, as importações de energia eléctrica de Portugal tivessem uma proveniência comercial da França, justificava-se questionar se era justo que a Espanha viesse a receber uma compensação equivalente à travessia da totalidade da sua rede por esse “fluxo transfronteiriço”.

As características do parque electroprodutor,

da rede espanhola e a localização dos consumos em Espanha permitem assegurar que, mesmo nessa situação, seria mais justo considerar que tinha havido uma troca interna no interior de Espanha e a energia importada de França tinha sido utilizada no norte de Espanha e a energia produzida no centro/sul de Espanha é que tinha sido importada por Portugal (induzindo, por essa via, uma redução da utilização da rede espanhola por parte dos seus trânsitos internos). Nestas condições, “fluxo transfronteiriço” teria sido positivo para a Espanha não devendo, por isso, ser uma fonte de recebimento.

Um outro aspecto em que algumas das metodologias referidas penalizam a situação portuguesa (e, neste caso, espanhola) deve-se ao facto da existência de uma forte componente de energia de circulação (2 a 3 GWh/ano) na utilização da interligação Portugal Espanha. Não afectando terceiros e sendo benéfico para os dois parceiros envolvidos, não se entende porque deverá ser esta uma razão para que Portugal ou Espanha paguem compensações, no âmbito do mecanismo ITC, por esse fluxo interno aos seus sistemas.

Os exemplos anteriores, por serem de fácil verificação, permitem que sirvam de avaliação da “qualidade” de qualquer metodologia de afectação dos custos aos diferentes parceiros envolvidos na solução que se pretenda adoptar para o mecanismo ITC definitivo. Qualquer solução que venha a ser adoptada deverá ser capaz de detectar estas situações e dar-lhes uma resposta adequada e justa.

## 7. Conclusão

A importância crescente das trocas físicas de energia eléctrica com fins comerciais nas interligações europeias e a importância política que representa a criação do mercado interno de energia, impõe a necessidade de um mecanismo ITC que seja reconhecido por todos como justo e apropriado.

Sendo clara a justeza do princípio de participação de todos os utilizadores (o que inclui os utilizadores não-nacionais) na recuperação

dos proveitos permitidos aos ORT na sua actividade de Transport, alguns passos já foram dados com o Regulamento N.º 1228/2003 ao estabelecer os princípios básicos que devem reger o futuro método ITC definitivo e resultando na necessidade de:

- uma base de custos das redes que seja considerada correcta por todos;
- de novas metodologias de afectação dos custos que sejam consideradas justas e que a sua aplicação seja exequível.

No entanto, o esforço que os diversos especialistas envolvidos têm colocado na procura de uma solução e os resultados sofríveis a que se tem chegado, aliados às dificuldades que apresentam as diferentes alternativas que têm vindo a ser analisadas, demonstram que é necessário romper com as soluções anteriores e procurar novos caminhos para resolver o problema.

Deste modo, é necessária a participação de novos actores no processo que quebrem com o “ciclo vicioso” que está instituído, ganhando

importância uma participação mais activa e forte do meio académico que permita ultrapassar as dificuldades conceptuais que têm vindo a ser encontradas.

### Agradecimentos

Apesar de apenas um autor assinar este artigo, reconhece-se que ele tem por base um trabalho colectivo desenvolvido no seio da equipa da ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, e que diversos colegas actuais e passados foram fundamentais no desenvolvimento das ideias que aqui se apresentam. Na dificuldade de a todos nomear, serve esta referência à importância da sua contribuição. Igual menção é necessária à experiência vivida no seio do CEER/ERGEG, Conselho Europeu de Reguladores de Energia / Grupo Europeu de Reguladores de Electricidade e Gás e dos respectivos grupos de trabalho. A sua importância é crucial para o resultado obtido.

### Referências

- [1] Parlamento Europeu e Conselho Europeu, “Regulamento (CE) n.º 1228/2003”, Junho de 2003, [http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga\\_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=pt&type\\_doc=Regulation&an\\_doc=2003&nu\\_doc=1228](http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=pt&type_doc=Regulation&an_doc=2003&nu_doc=1228)
- [2] UCTE, “Physical electricity exchange of UCTE countries”, [http://www.ucte.org/\\_library/statsexchange/e\\_exchanges\\_2005.pdf](http://www.ucte.org/_library/statsexchange/e_exchanges_2005.pdf)
- [3] UCTE, “Sum of exchanges of the UCTE 1975 - 2005”, [http://www.ucte.org/\\_library/statsexchange/e\\_sum\\_exchanges.pdf](http://www.ucte.org/_library/statsexchange/e_sum_exchanges.pdf)
- [4] ETSO, “The current ETSO ITC Model and possible development”, Junho de 2005, <http://www.etsonet.org/upload/documents/Current%20ITC%20model%2005.pdf>
- [5] ETSO, “The CBT Agreement 2005”, apresentação da ETSO ao “ERGEG TF on ITC compensation”, Fevereiro de 2005.
- [6] ERGEG, “ERGEG Draft Proposal on Guidelines on Inter TSO Compensation”, E06-CBT-09-08, Abril de 2006, [www.ergereg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_PC/ARCHIVE1/ITC\\_Mechanism/E06-CBT-09-08\\_ITCGuidelines\\_0.pdf](http://www.ergereg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_PC/ARCHIVE1/ITC_Mechanism/E06-CBT-09-08_ITCGuidelines_0.pdf)
- [7] ERGEG, “Cover note to ERGEG draft proposal on Guidelines on Inter TSO Compensation”, E06-CBT-09-08a, Abril 2006, [www.ergereg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_PC/ARCHIVE1/ITC\\_Mechanism/E06-CBT-09-08\\_ITCGuidelines\\_0.pdf](http://www.ergereg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_PC/ARCHIVE1/ITC_Mechanism/E06-CBT-09-08_ITCGuidelines_0.pdf)
- [8] I. Pérez-Arriaga, L. Olmos Camacho, F. Rubio Odériz, “Report on Cost components of cross border exchanges of electricity”, Novembro de 2002, [http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/revised\\_ccbt\\_final\\_report\\_v112\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/revised_ccbt_final_report_v112_en.pdf)
- [9] Florence School of Regulation, “A study on the Inter-TSO Compensation Mechanism”, Outubro de 2005, [http://www.iue.it/RSCAS/e-texts/051031-ITCStudy-FinalReportCover\\_000.pdf](http://www.iue.it/RSCAS/e-texts/051031-ITCStudy-FinalReportCover_000.pdf)
- [10] Frontier Economics, Consentec, “Study on further issues relating to the inter-TSO compensation mechanism”, Fevereiro de 2006, [http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/2006\\_03\\_tso\\_compensation\\_mechanism.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/2006_03_tso_compensation_mechanism.pdf)

# **O INCIDENTE EUROPEU DE 4 DE NOVEMBRO DE 2006 E O COMPORTAMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÊS**

**Jorge Esteves José Capelo Maria José Clara**

Documento preparado na sequência do relatório nacional enviado para preparação do "ERGEG Final Report on lessons to be learned from the large disturbance in European power system on 4 November 2006", de 7 de Fevereiro de 2007





## Resumo

No dia 4 de Novembro de 2006 ocorreu na rede eléctrica europeia um grande incidente que afectou quinze milhões de consumidores europeus e envolveu o deslastre de 16 GWh de cargas na zona Oeste da Europa. Com origem no norte da Alemanha, este incidente relevou o elevado grau de interligação que, do ponto de vista físico, hoje existe nas redes eléctricas europeias e as fragilidades existentes na harmonização de procedimentos de coordenação e cooperação entre operadores de rede de transporte. Face à importância do incidente, foram tornadas públicas diversas posições, entre as quais a assumida pelo ERGEG, Grupo Europeu de Reguladores de Energia que, reflectindo a posição da ERSE, apresenta um conjunto de recomendações consideradas fundamentais para que um incidente equivalente não possa voltar a ocorrer na Europa.

Palavras Chave - Operação de redes, Grandes Incidentes, Critérios de Segurança, Deslastre Frequencimétrico.

### 1. Introdução

No dia 4 de Novembro de 2006, sábado, a rede eléctrica interligada europeia, associada na área síncrona da UCTE (União para a Coordenação do Transporte de Electricidade), foi afectada por um grave incidente, cuja origem ocorreu na rede de transporte do norte da Alemanha. A perturbação de origem alemã propagou-se pela rede síncrona da UCTE afectando grande parte dos países europeus. Depois do desligar de diversas linhas, a rede da UCTE acabou por ficar dividida em três áreas de operação síncrona (Oeste, Nordeste e Sudeste).

A dimensão das consequências deste incidente, que afectou quinze milhões de europeus durante quase duas horas, justificou que o ERGEG, Grupo Europeu de Reguladores de Energia, tenha criado, a 7 de Novembro de 2006, um Grupo Ad Hoc para fazer uma análise detalhada deste incidente. O trabalho deste Grupo resultou na publicação do relatório “ERGEG Final Report on lessons to be learned from the large disturbance in European power system on 4 November 2006” [1].

Não tendo havido uma participação directa neste Grupo Ad Hoc do ERGEG, a ERSE contribuiu para o referido Relatório Final europeu através da preparação e envio do Relatório Nacional, que corresponde ao Anexo 1 deste documento, e pela participação activa dos seus colaboradores no ERGEG Electricity Focus Group, na ERGEG System Operation Task Force durante 2006 e nas ERGEG Transmission Network Task Force e ERGEG Electricity Markets Task Force durante 2007, das quais fizeram parte os autores.

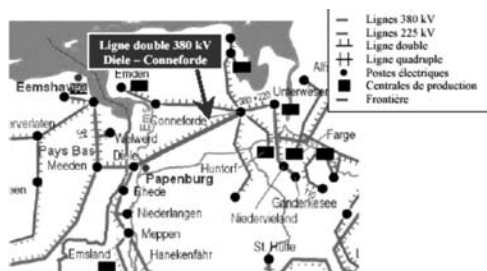
### 2. Resumo do incidente

#### 2.1 Enquadramento prévio

Diversos relatórios (por exemplo [1] a [3]) detalham os factos técnicos ocorridos durante o incidente do dia 4 de Novembro de 2006.

Na noite desse dia, o operador da rede de transporte do Norte da Alemanha, E.ON Netz, colocou fora de serviço uma linha eléctrica dupla de muito alta tensão (380 kV) entre Diele e Conneforde, Figura 1, para permitir a passagem em segurança no rio Ems de um paquete, o “Norwegian Pearl”, Figura 2, que,

vindos dos estaleiros navais alemães Meyers, localizados em Papenburg, deveria seguir para o porto holandês de Eemshaven no Mar do Norte.



Fonte: [3]  
Figura 1 - Mapa da rede de transporte na região de Papenburg



Fonte: [3]  
Figura 2 - O "Norwegian Pearl"

O desligar desta linha é um procedimento considerado normal na região (desde 1995, a E.ON Netz já realizou esta operação outras catorze vezes para permitir a passagem de outros tantos navios), já que a distância das chaminés do navio às linhas não é suficiente para garantir a ausência de risco de uma descarga eléctrica.

Esta manobra estava programada na sequência de solicitação escrita dos estaleiros navais no dia 18 de Setembro, em que foi pedida a abertura da linha para a 1:00 do dia 5 de Novembro. A 27 de Outubro, após realizar um estudo de simulação, a partir dos dados previsionais na altura disponíveis, no qual não surge qualquer violação do critério de segurança N-1 (ver ponto 4.2 – Critério de segurança N-1), a E.ON Netz emitiu uma autorização provisória, para essa solicitação. A E.ON Netz esclareceu, após o incidente, que os restantes operadores de rede de transporte (ORT) vizi-

nhos foram consultados e deram a sua autorização prévia para a realização da manobra.

No dia 3 de Novembro, os estaleiros Meyer solicitam por telefone a antecipação da operação para o dia 4 de Novembro às 22:00. Dadas as condições de utilização da rede mais favoráveis a essa hora, a E.ON Netz aceitou este pedido sem realizar qualquer outro estudo de simulação.

Por outro lado, estando inicialmente prevista uma redução da capacidade disponível para fins comerciais na interligação entre a Alemanha e a Holanda para o dia 5 de Novembro, entre as 0:00 e as 5:00, nenhuma medida similar foi tomada para a noite de 4 de Novembro após a decisão de alterar a hora da manobra programada.

Todos os relatórios conhecidos apontam os dois aspectos anteriores como críticos na sequência de acontecimentos que vieram a ocorrer. O estudo de simulação prévio poderia ter permitido aos técnicos do despacho da E.ON Netz ficarem conscientes de que o critério de segurança N-1 poderia não estar garantido. Por outro lado, a coordenação com os operadores de rede vizinhos foi limitada já que a E.ON Netz só notificou tardiamente a sua decisão de alterar a hora da manobra.

## 2.2 Desencadear do incidente

Às 21:29 do dia 4 de Novembro, o despacho da E.ON Netz correu uma simulação com dados actualizados onde a abertura da linha dupla de 380 kV entre Diele e Conneforde não apresentava qualquer restrição à operação, não tendo testado as consequências relativas ao critério de segurança N-1. Por contacto telefónico, a E.ON Netz obteve o acordo da RWE, o operador da rede de transporte alemã contígua, do lado Oeste, e da TenneT, o operador da rede holandesa, para o desligar da linha.

Às 21:38, a E.ON Netz procede à abertura da linha. Como esperado, os fluxos de energia redistribuem-se pelas restantes linhas disponíveis com uma maior intensidade nas linhas situadas mais a Sul. Devido à capacidade de

suportarem temporariamente sobrecargas (até 25% do valor nominal durante uma hora), os operadores não consideraram necessário recorrer, de imediato, a qualquer medida correctiva.

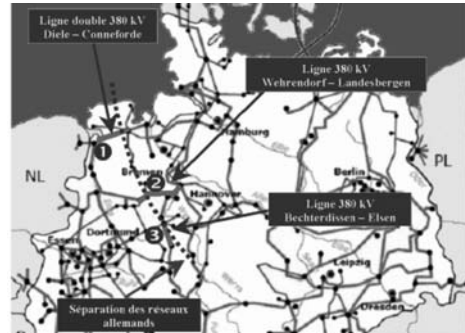
Às 21:41, os operadores da RWE chamam à atenção da E.ON Netz sobre o aproximar dos valores máximos admissíveis na linha de 380 kV Landesbergen (E.ON) – Wehrendorf (RWE), que interliga as redes dos dois operadores alemães. Com um valor medido de 1780 A, o valor a partir do qual os alarmes das protecções de sobrecarga disparavam era de 1795 A. Pouco tempo depois, a RWE e a E.ON Netz constataam que outras linhas estão também próximas dos limites.

Às 22:00 dá-se a alteração dos programas de produção em toda a Europa, tal como ocorre em todas as passagens de hora. As alterações na zona foram de pouca monta e a linha próxima de sobrecarga até teve uma diminuição de fluxo.

A partir das 22:05, o despacho da E.ON Netz constata que o fluxo de energia evoluiu de uma forma imprevisível e às 22:06 a linha Landesbergen – Wehrendorf atinge os 1900 A acima dos seus limites de alarme por sobrecarga.

Às 22:07 a RWE e a E.ON Netz acordam sobre as medidas correctivas imediatas necessárias que permitiriam o retorno a valores aceitáveis do trânsito na linha anterior. A manobra acordada é efectuada pela E.ON Netz às 22:10:11.

Às 22:10:13, contrariamente às expectativas dos operadores, a protecção contra sobrecargas da linha de 380 kV Landesbergen – Wehrendorf dispara. Este disparo provoca uma sobrecarga na linha de 220 kV Bielfeld – Ost Gutersloh, da rede da RWE, que dispara às 22:10:15. Às 22:10:19, é a vez de disparar a linha de 380 kV Bechterdissen – Elsen, Figura 3. A partir daí, desencadeia-se o disparo em cascata para Sul, que conduziu à separação, às 22:10:28, da rede da UCTE em três zonas síncronas electricamente separadas.



Fonte: [3]  
Figura 3 - Linhas que desencadearam o incidente

### 2.3 Separação da rede da UCTE em três zonas

A rede da UCTE separou-se nas três zonas síncronas que estão representadas na Figura 4.



Fonte: [2]  
Figura 4 - Zonas em que a rede da UCTE ficou separada

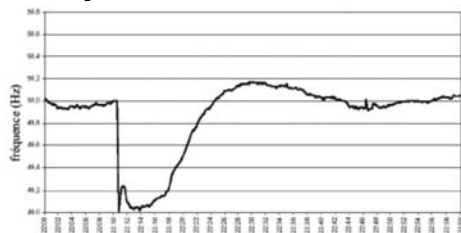
Esta separação da rede interligada provocou um desequilíbrio instantâneo entre a produção e o consumo em cada uma das três zonas. Conforme a produção estivesse acima ou abaixo do consumo naquele instante, o valor da frequência tendeu, respectivamente, a aumentar ou diminuir instantaneamente.

Numa situação deste tipo, a regulação automática de frequência/potência activa (ver ponto 4.4) entra em acção e passados poucos segundos, deveria compensar os desequilíbrios existentes.

O que ocorreu em cada um das zonas é apresentado de seguida.

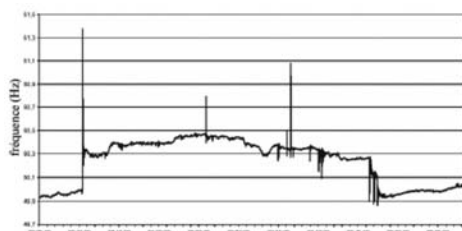
Na zona Oeste, a produção era inferior em 9000 MW ao valor do consumo. A frequência caiu imediatamente para os 49 Hz, Figura 5, e como o défice de produção era superior aos valores das reservas, entrou em acção o plano de deslastre automático de consumos. A interligação entre a Espanha e Marro-

cos foi cortada para salvaguardar o sistema marroquino e as medidas tomadas permitiram estabilizar o sistema por volta das 22:40.



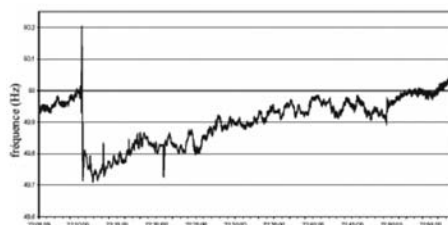
Fonte: [2]  
Figura 5 - Evolução da frequência na zona Oeste

Por sua vez, na zona Nordeste a produção era superior ao consumo em 10 000 MW, o que provocou um aumento da frequência que atingiu os 51,4 Hz, Figura 6. A acção da regulação de frequência e o deslastre automático de um número significativo de centrais de produção descentralizada permitiu que, rapidamente, a frequência retornasse aos 50,3 Hz. Segundo os operadores, foram desligados 6 200 MW de produção eólica. A religação automática e intempestiva deste tipo de produção, que ocorreu alguns minutos depois, provocou um novo aumento de frequência, obrigando os operadores de rede a intervir, solicitando a redução da produção a algumas centrais e o aumento do consumo por arranque da bombagem em outras.



Fonte: [2]  
Figura 6 - Evolução da frequência na zona Nordeste

Finalmente, na zona Sudeste existiu também uma carência de produção, mais pequena, da ordem dos 770 MW. A frequência diminuiu e atingiu os 49,7 Hz mas a regulação de frequência actuou e os ajustamentos na produção permitiram repor o valor da frequência em valores normais em poucos minutos, Figura 7.



Fonte: [2]  
Figura 7 - Evolução da frequência na zona Sudeste

#### 2.4. Deslastre frequencimétrico de cargas na zona Oeste

Entre as medidas previstas para responder às grandes perturbações que possam ocorrer na rede existe, como último recurso, o deslastre frequencimétrico de cargas.

Com a variação do valor da frequência ocorrida na zona Oeste, que se criou na sequência da separação da rede síncrona da UCTE no dia 4 de Novembro de 2006, os sistemas automáticos de deslastre de cargas entraram em acção.

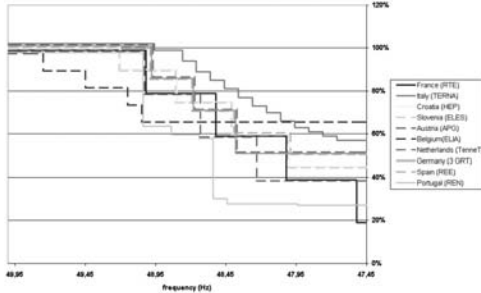
A Tabela 1 apresenta os valores de carga que foram deslastrados por cada operador de rede de transporte da zona Oeste, onde se situa Portugal, que se criou na rede interligada da UCTE no âmbito do incidente de 4 de Novembro de 2006.

País (ORT)	Carga deslastrada	% do consumo (incl. bombagem mobilizada)
Áustria	127 MW	5,4 % (18 %)
Bélgica (ELIA)	700 MW	8 %
Croácia (HEP)	199 MW	14 %
França (RTE)	6 260 MW	11 %
Alemanha (EnBW TNG)	158 MW	2 % (8 %)
Alemanha (E.ON Netz)	400 MW	8,75 % (14 %)
Alemanha (RWE Transportnetz Strom)	2 000 MW	13 %
Itália (Terna)	2 350 MW (auto) 700-800 MW (manual)	6,6 %
Luxemburgo (Sotel operada pela ELIA)	120 MW	
Países Baixos (TenneT)	190 MW	1,9 %
Portugal (REN)	1 101 MW	19 %
Eslovénia (ELES)	113 MW	8 %
Espanha (REE)	2 100 MW	7,64 % (10 %)
Suiça (ETRANS)	7 MW	0,1 %
<b>Total</b>	<b>15 825 MW</b>	<b>8,26%</b>

Fonte: [1] e [2]

Tab. 1 - Carga deslastrada na zona Oeste da rede interligada da UCTE, a 4 de Novembro de 2006

Para além dos valores totais de carga deslastrada com que cada sistema nacional contribuiu para resolver a perturbação do dia 4 de Novembro, é relevante esclarecer que a contribuição de cada um dos operadores não correu de uma forma síncrona no tempo. A Figura 8 apresenta um gráfico que permite encontrar, em função do valor de frequência atingido, a percentagem de deslastre de carga que é accionada por cada operador de rede transporte.



Fonte: [1]

Figura 8 - Deslastre de carga em função do valor de frequência atingido especificado por cada ORT

Para além da diversidade de opções a que cada um dos ORT recorre, verifica-se que Portugal corresponde ao país em que, a partir dos 49 Hz, o deslastre frequencimétrico de cargas se realiza mais cedo.

Este cenário de coexistência de planos de deslastre de cargas muito diferentes numa rede tão fortemente interligada, como a da UCTE, corresponde a um dos aspectos que se julga deverem ser harmonizados a nível europeu.

#### 2.5. Retorno progressivo do fornecimento do consumo na zona Oeste

Após a actuação do deslastre de cargas, o equilíbrio entre a produção e o consumo na zona Oeste, que se criou na rede da UCTE durante o incidente de 4 de Novembro de 2006, os ORT começaram a dar ordens de aumento da produção disponível, essencialmente de origem hidráulica, tendo em vista repor a frequência no valor de referência de 50 Hz e restabelecer, progressivamente, o fornecimento do consumo deslastrado. A Tabela 2 apresenta o aumento de potência que foi necessário mo-

bilizar por cada ORT da zona Oeste.

De realçar o forte contributo do sistema eléctrico português para o restabelecimento do sistema, tanto em relação ao volume de carga deslastrada (em percentagem do consumo instantâneo) como do volume de produção que foi mobilizada.

País (ORT)	Produção mobilizada [MW]
Áustria (Oeste)	650
Bélgica (ELIA)	320
Croácia (HEP)	77
França (RTE)	5 305
Alemanha (EnBW TNG)	1 058
Alemanha (E.ON Netz)	418
Alemanha (RWE Transportnetz Strom)	760
Itália (Terna)	2 800
Países Baixos (TenneT)	140
Portugal (REN)	1 015
Eslovénia (ELES)	90
Espanha (REE)	3 696
Suíça (ETRANS)	50
<b>Total</b>	<b>16 094</b>

Fonte: [1]

Tab. 2 - Aumento de produção mobilizada pelos ORT da zona Oeste para repor a situação normal de operação

#### 2.6. Comportamento da produção

O deslastre de alguma produção, com especial incidência na produção descentralizada, que se caracteriza como não despachável, foi um dos aspectos que se revelou necessário alterar na sequência da experiência vivida durante o incidente de 4 de Novembro de 2006.

A ideia, estabelecida nos primórdios da instalação deste tipo de centrais, de que era fundamental assegurar o seu desligar da rede sempre que existisse uma variação anormal do valor da frequência revelou-se, neste incidente, errada e sem qualquer justificação. Se os equipamentos que eram utilizados no início do desenvolvimento das centrais de produção descentralizada poderiam ser sensíveis à variação da frequência, os equipamentos actuais já não o são, razão pela qual se justifica alterar os níveis de actuação das protecções que lhes estão associadas.

### 3. Recomendações do ERGEG

Após a análise realizada aos factos ocorridos durante o incidente de 4 de Novembro e compilados no documento “ERGEG Final Report on lessons to be learned from the large disturbance in European power system on 4 November 2006” [1], os reguladores europeus centraram as suas recomendações em dois aspectos mais relevantes, realçando a necessidade de:

- Melhorar o quadro legal e regulatório de forma a minimizar o risco de interrupções futuras como aquela que ocorreu no dia 4 de Novembro de 2006.

- Medidas a serem tomadas pelos próprios ORT para assegurarem a efectiva coordenação e cooperação entre todos que se mostrou ser necessária.

Para além disso, foi possível identificar diversos aspectos concretos onde as melhorias podem ser possíveis de imediato. Assim, será necessário assegurar uma maior:

- Coordenação entre os operadores de rede transporte, na sua função de gestores dos diferentes sistemas eléctricos, em relação à previsão dos trânsitos de energia nas diferentes redes, à gestão desses trânsitos em tempo real, à mobilização das reservas de operação disponíveis e à aplicação dos procedimentos de urgência, tais como o deslastre e a religação.

- Precisão nas regras de exploração, nomeadamente em relação aos critérios de segurança, à organização dos deslastes e ao plano de restabelecimento do fornecimento de consumos deslastrados.

- Atenção aos procedimentos de protecção associados às instalações de produção descentralizada, nomeadamente em relação a variações da frequência da rede.

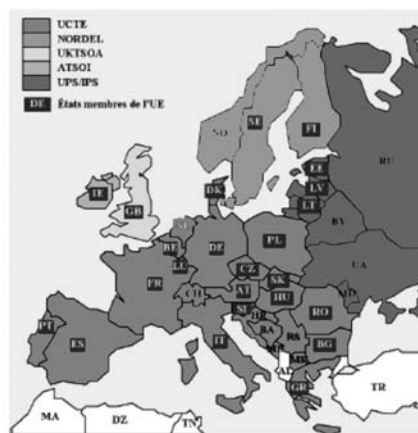
- Troca de informação em tempo real entre os ORT sobre os seus procedimentos de operação.

### 4. Aspectos Complementares

#### 4.1 Organização do Sistema Eléctrico Europeu

A Europa conta com diversos sistemas eléctricos interligados electricamente (Figura 9):

- Rede da UCTE, que inclui a rede eléctrica portuguesa.
- Rede da NORDEL, que agrupa os países escandinavos e uma parte da Dinamarca.
- Rede da Grã-Bretanha (UKTSOA).
- Rede da Irlanda (ATSO).
- Rede dos países Bálticos, que estão integrados no sistema eléctrico da ex-URSS (IPS/UPS).



Fonte: [3]  
Figura 9 - Organização do sistema eléctrico europeu

#### 4.2 Critério de segurança N-1

As regras da UCTE impõem que qualquer incidente que possa levar à perda de disponibilidade de qualquer um dos elementos da rede não pode pôr em causa a segurança de funcionamento do sistema eléctrico. Em particular, um incidente deste tipo não poderá provocar uma cadeia de disparos em série ou um corte alargado de consumos. Os restantes elementos de rede que se mantiverem operacionais deverão ser capazes de suportar a sobrecarga suplementar, as variações de tensão e os regimes transitórios que advenham da perda de qualquer um outro elemento de rede.

Apesar de aplicada em toda a rede da UCTE, os elementos de rede que são considerados pe-

los diferentes operadores não são idênticos em todos os países.

Se uma perda simultânea de diversos elementos de rede está assegurada, os operadores de rede tendem a generalizar este critério de segurança, chamando-o de “N-k”, em que “k” corresponde ao número de elementos considerados como podendo ser perdidos em simultâneo.

#### 4.3. Protecção contra sobrecargas

As linhas aéreas e os cabos das redes eléctricas europeias são equipados, em cada uma das suas extremidades, com um sistema de protecção conhecido como “contra sobrecargas” que, caso detecte, durante um intervalo de tempo contínuo, a circulação de uma corrente eléctrica excessiva, procede automaticamente ao seu desligamento.

A circulação de corrente numa linha eléctrica provoca o seu aquecimento devido às perdas por efeito de Joule. Para além de provocar o alongamento da linha, o aquecimento excessivo das linhas pode alterar irremediavelmente as características mecânicas dos condutores. Por esta razão, de modo a preservar o investimento realizado nas instalações eléctricas, as referidas protecções são usadas de modo a conseguir limitar a corrente que circula nos condutores eléctricos.

#### 4.4 Regulação de frequência/potência activa

Pelo facto de não ser possível armazenar energia eléctrica no sistema, é fundamental manter o equilíbrio entre a energia eléctrica que é produzida e a energia que é consumida em cada instante, conhecido como o balanço do sistema.

A evolução da frequência do sistema eléctrico é utilizada como um bom indicador de como está a ser garantido o equilíbrio instantâneo entre a produção e o consumo. A regulação da frequência em torno do valor estipulado é pois a solução a que os responsáveis da operação da rede recorrem para garantir o balanço do sistema.

Tendo em consideração a dificuldade em prever a evolução do consumo e os diversos imprevistos que são possíveis de ocorrer na situação normal de operação do sistema eléctrico (perdas de grupos de produção ou de consumos, evolução das condições climáticas, disparos intempestivos de elementos de rede, etc.), o sistema prevê a disponibilização de um conjunto de três níveis de reservas de produção que podem ser mobilizadas pela operação do sistema para assegurar o equilíbrio entre a produção e consumo.

Para adaptar o nível de produção ao consumo, o sistema dispõe de reservas de potência activa que são mobilizadas automaticamente (regulação primária e secundária) ou manualmente (terciária). Para além das reservas primárias, secundárias e terciárias, a variação do volume de troca nas interligações internacionais é também uma ferramenta para assegurar o balanço instantâneo do sistema.

#### 4.5 Deslastre frequencimétrico de cargas

Sempre que todas as outras alternativas não são suficientes para resolver as perturbações que possam ocorrer, o deslastre frequencimétrico de cargas é utilizado como último recurso. Corresponde a um sistema automático de corte selectivo de consumos (deslastre de cargas), previamente estabelecido pelo operador da rede de transporte, baseado num critério ligado à ultrapassagem de determinados patamares de frequência.

### 5. Conclusões

Na sequência do relatório “EREGEG Final Report on lessons to be learned from the large disturbance in European power system on 4 November 2006”, fica claro a gravidade da perturbação que afectou a Europa no dia 4 de Novembro de 2006 e a necessidade de serem tomadas medidas imediatas que assegurem que uma situação idêntica não volte a acontecer.

Para além de alguns aspectos concretos que foram identificados, dois conjuntos de medidas surgem como absolutamente indispensáveis:



• Melhorar o quadro legal e regulatório de forma a minimizar o risco de interrupções futuras como aquela que ocorreu no dia 4 de Novembro de 2006.

• Medidas a serem tomadas pelos próprios ORT para assegurar a efectiva coordenação e cooperação entre todos os ORT que se mostrou ser necessária.

Apesar do sistema português ter contribuído

fortemente para a resolução do incidente do dia 4 de Novembro de 2006, justifica-se equacionar a aplicação de todas as recomendações identificadas ao contexto nacional e iniciar a resolução das falhas que foram detectadas. O diálogo e a cooperação entre todos os intervenientes no processo é fundamental para que incidentes, como o que ocorreu, se evitem ou tenham cada vez menos impacto.

### Referências

[1] ERGEG, ERGEG Final Report “Lessons to be learned from the large disturbance in European power system on 4 November 2006”, [www.ergereg.org](http://www.ergereg.org), Fevereiro de 2007.

[2] UCTE, Final Report “System Disturbance on 4 November 2006”, [www.ucte.org](http://www.ucte.org), Fevereiro de 2007.

[3] CRE, Rapport d’Enquête de la Commission de Régulation de l’Energie sur la Panne d’Electricité du Samedi 4 Novembre 2006, [www.cre.fr](http://www.cre.fr), Fevereiro de 2007.

## **ANNEX 1**

### **National Report in the under-frequency region regarding disturbance in the UCTE network on November 4, 2006 – Events occurred in Portugal**

#### **A1. Portuguese Power System Situation before the Event**

##### A1.1. Operating Planning at TSO

Day-ahead operational planning includes detailed preparation and cross-checking of expected network operation as well as resource planning. Also the forecast of total system demand is made for every 15 minutes, based on historical data of the TSO<sup>1</sup>, and on weather forecast received from national meteorological service. Schedules are collected also with 15 minutes time resolution, detailed according to consumption, generation and cross-border exchange.

Difference between TSO forecast and scheduled load may modify reserve requirements for the next day. Intraday changes of schedules are possible, during the afternoon for the next day and in the morning for the afternoon of the same day.

Model calculations (including N-1 checking) are performed for the most critical time(s) of the planned day using the scheduled load and generation data.

##### A1.2. Reserves at the Portuguese Power System

Reserve requirements are based on the prescriptions of the UCTE Operation Handbook.

Primary reserves are mandatory for all generation units with an installed capacity bigger than 10 MVA connected to the national transmission grid. No payment for this service. Secondary and tertiary reserves are contracted by PPA<sup>2</sup>.

For the primary reserve, the results of the operation planning targeted for the time of the event presented a required value of 57 MW, calculated hourly and day ahead, was fully available just before the event and not having any problem with provision of the required

amount of primary reserve.

For the secondary reserve, the results of the operation planning targeted for the time of the event presented a required value of 50 MW, calculated by the UCTE rules, being fully available just before the event and having enough secondary control reserve available during the whole time period of the event.

For the tertiary reserve, is programmed to cover the capacity of the major group in service plus 2% of the forecasted demand, calculated hourly.

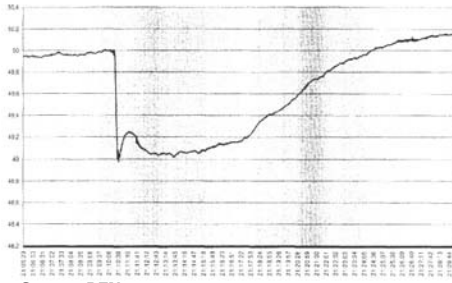
From another point of view, no congestions were found for the time of the disturbance during the operation planning phase. The network situation was N-1 secure and the planned disconnections did not cause any violation of the network security.

#### **A2. Power system situation during the event – real time operation of the system**

Sequence of subjects and available data presented in this preliminary report were obtained from a report sent by the Portuguese TSO, REN, to ERSE on November 17, 2006.

##### A2.1. Frequency evolution during the event

The Portuguese system was included in Area 1, where a deficit of energy generation occurred, reason for an abruptly decreasing in the frequency value that reached a 49 Hz value. According to UCTE rules, a first level of load shedding must be activated when the system reaches this frequency value. Figure 1 presents the frequency evolution during the event. An abrupt fall of the frequency until the 49 Hz occurs at 21:10 followed by a 0,2 Hz recovery of the frequency (due to the load shedding and response of the primary reserve) and new fast fall in frequency (possibly due to the disconnection of some generation plants). After the mobilization of the secondary and tertiary reserves, the final recovery on the frequency values is attained at 21:48.



Source: REN

Figura A1 - Frequency evolution during the event

## A2.2. Load Shedding in the Portuguese System

The event from November, 4, gave rise to a first programmed step of load shedding in the Portuguese system when the frequency value reached a 49 Hz value (a previous step is possible at the 49,5 Hz value, related to the shedding of hydraulic pumps in service, but at the event hour no pumps were in service).

The automatic outage of 23 (from the 60 available) transmission grid lines connected to the 60 kV distribution grid occurred. Also, some of the lines equipped with frequency shedding at the distribution level were tripped out automatically. A first estimate of 1100 MW of load shedding was made by the Portuguese DSO<sup>1</sup>, EDP Distribuição (EDIS). Table A1 presents the load shedding that was programmed and the one that effectively occurred during the event from November, 4, at the transmission grid level.

It is possible to conclude that during the event from November, 4, the load shedding occurred as expected in almost all cases. An identification of the locations where programmed load shedding did not occur as programmed has been done and it was decided to implement solutions for solving the problem.

### A2.3. Generation Plants Behaviour

The behaviour of the Portuguese generation plants must be analysed in two ways:

- Ordinary generators connected directly to the transmission grid, classified by the Portuguese TSO as having a global positive behaviour.

Instalação	Nº Painel	Nome do painel	REN		
			EDIS	Freq. (Hz)	Temp.(s)
SBL Bataíha	614	Maceira/S.Jorge	C	49	0,15
SBL Bataíha	616	Azola 1	C	49	0,15
SBL Bataíha	613	S. Jorge	C	49	0,15
SBL Bataíha	618	Azola 2	C	49	0,15
SCN Cardeais	625	M. Paredão 1	N	49,0	0,15
SCN Cardeais	626	M. Paredão 2	N	49,0	0,15
SEJ Estarreja	606	Avanca 2	N	49	0,15
SEJ Estarreja	609	Avanca 1	N	49	0,15
SET Estói	611	Dilhão	S	49,0	0,15
SET Estói	601	Tavira	S	49,0	0,15
SMC Mourisca	612	Esgueira 1	C	49	0,15
SMC Mourisca	611	Esgueira 2	C	49	0,15
SOR Oleiros	613	Penide	N	49,0	0,15
SOR Oleiros	617	Lamaçães	N	49,0	0,15
SPR Penitros	640	Algar	C	49	0,15
SPR Penitros	640	Algar	C	49	0,15
SPR Penitros	638	Sta.Clara 3	C	49	0,15
SRM Rio Maior	604	Sancheira1	C	49	0,15
SRM Rio Maior	605	Sancheira2/Sto Onofre	C	49	0,15
SSB Setúbal	630	Algaruz 1	S	49	0,15
SSB Setúbal	633	Algaruz 2	S	49	0,15
SSB Setúbal	627	Sado	S	49	0,15
SSV Sacavém	238	Mozambique 1	S	49	0,5
SSV Sacavém	242	Mozambique 2	S	49	0,5
SSV Sacavém	233	Mozambique 3	S	49	0,5
SVC Vila Chã	610	Vila 1	C	49	0,15
SVC Vila Chã	609	Tendal/Neiva	C	49	0,15
SVI Vila Fria	614	S.M.Portuzelo 1	N	49	0,15
SVI Vila Fria	616	S.M.Portuzelo 2	N	49	0,15
SZR Zêzere	623	Entroncamento 1	S	49	0,15
SZR Zêzere	625	Entroncamento 2	S	49	0,15
SBA Badosa		Gomes		49	
SRR Recarei		Rebordosa			

Source: REN

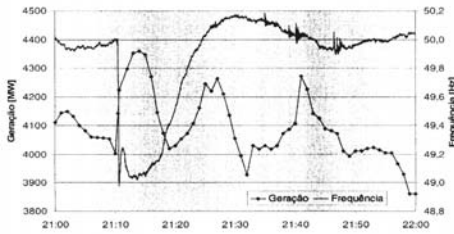
Tab. A1 - Load shedding programmed and occurred during the event from November, 4 at the Portuguese transmission grid level

- Special regime generators (basically renewable sources or co-generators plants) connected to the transmission grid and generators (ordinary or special regime) connected to the distribution grid, where the Portuguese TSO identifies an urgent need of clear changes on requirements and implemented procedures.

### A2.3.1. Ordinary Generators Connected Directly to the Transmission Grid

The behaviour of the ordinary generators connected directly to the transmission grid was basically positive, excepted for Group 4 of CMD (hydro power plant of Miranda) and Group 2 of CBT (hydro power plant of Bemposta), that tripped out due to minimum frequency relays activation. The other groups keep connected to the grid, helping to solve the problem with an increasing of power injected during the minute that followed the event start, 140 MW (the generation shedding affected 219 MW), see figure A2.

At the event moment, the only thermal groups in the grid were coal groups at Pego and Sines power plants. The Portuguese TSO considered the behaviour of the Pego power



Source: REN

Figura A2 - Ordinary generation behaviour during the during the event from November, 4

station as extremely correct. At Sines power plant, the Group 3 tripped at 21:32, and some load was lost.

The Portuguese TSO recommends that some corrective actions must be implemented in order to assure that maximum and minimum frequency protections will be activated only at the values defined by the Transport Grid Code (47,5 Hz and 51,5 Hz, respectively). Also recommendations for a more deep study must be done at the Sines power plant allowing to know what really happened during the event of November, 4, and what are the measures needed to be taken to solve the detected problems.

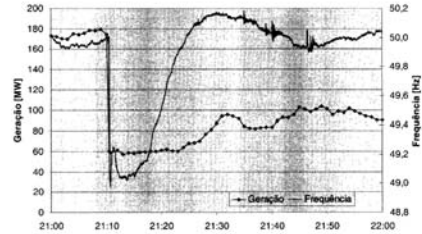
#### A2.3.2 Special Regime Generators Connected Directly to the Transmission Grid

At the moment, seven eolic plants are directly connected to the Portuguese transmission grid. During the event of November, 4, only two of them kept connected to the grid, having the correct behaviour imposed by the Transport Grid Code. Another issue that must be analysed is related to the reconnection behaviour of these plants. One of them was only connected during the day ahead and the others were reconnected, respectively, 25, 46 and 63 minutes after the event start, see figure A3.

The Portuguese TSO recommended a special attention for these generation plants in order to find the solution allowing overpass the detected problem assuring a positive contribution of these generation plants when identical events occurs in the future.

#### A2.3.3 Generators Connected Directly to the Distribution Grid

The Portuguese TSO estimates that, related to generators connected directly to the distribution grid, 1128 MW of generation was lost, corresponding to 75% of the generation connected to the distribution grid when the event began. Table 2 presents the power lost by the different categories of generators connected directly to the distribution grid.



Source: REN

Figura A3 - Behaviour of the special regime generators connected directly to the transmission grid during the event from November, 4

	Power generation connected to the distribution grid	Power generation lost during the event	% of power lost during the event
Ordinary generation	315 MW	187 MW	40 %
Aeolian special regime generation	389 MW	6 MW	99 %
Co-generation in special regime	600 MW	215 MW	64 %
Mini-hydraulics generation in special regime	252 MW	20 MW	92 %

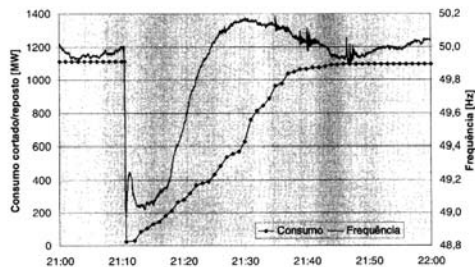
Tab. A2 - Power lost at generators connected directly to the distribution grid

This behaviour justifies that the Portuguese TSO recommends changes to the Distribution Grid Code related to the generators connected to the distribution grid. The TSO recommends that it must be imposed for these generators requirements that are equivalent to the ones found in the Transmission Grid Code.

#### A2.4 Recovery of the Shedded Loads

The recovery of the shedded loads began instantaneously, see figure 4, and when frequency returned to 50 Hz, more than 400 MW were already recovered. At 21:48, when the paral-

level between Area 1 and Area 2 was attained, almost all the loads have been recovered. The only exception was the 16 MW load connected to SCH (220/60 kV power station of Carriche), that could only be recovered by 22:20.

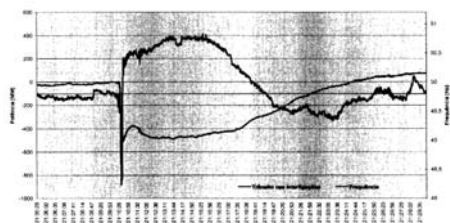


Source: REN

Figura A4 - Recovery of the shedded loads during the event from November, 4

#### A2.5. Global Contribution from the Portuguese System

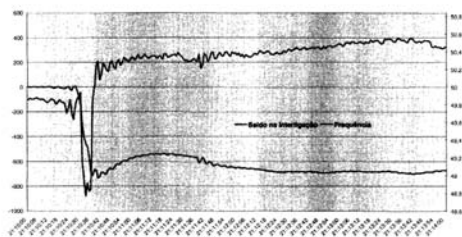
A first look to the interconnections transits between Portugal e Spain allows to conclude that the contribution of the Portuguese system began with an export amount of 250 MW, incremented successively by the secondary and tertiary reserves mobilisation arriving to a maximum of 500 MW attained 3 minutes after the event start, see figure A5. It must be referred that it was programmed an import transit of 138 MW from Spain to Portugal between 21:00 and 22:00 of that day.



Source: REN

Figura A5 - Interconnections transits between Portugal and Spain during the event from November, 4

An analysis of the first 4 minutes after the event start, figure 6, allows to conclude that an importing net flow from Spain to Portugal occurred at the very first seconds after the event, due to the disconnection of the generation connected to the distribution grid. After the frequency value reached a value of 49 Hz (10 seconds after the event), the Portuguese system began to export an amount of 200 MW to Spain (a contribution of more than 300 MW due to the fact that it was programmed an importing of 138 MW during that hour). After these initial moments, the secondary and tertiary reserves helped to increment exports till 400 MW, contributing to the European network global balance.



Source: REN

Figura A6 - Interconnections transits between Portugal and Spain at the first moment of the event from November, 4.

#### A2.6 Energy Not Supplied

The Portuguese TSO estimates that the energy not supplied to the Portuguese consumers during the event of November, 4 corresponds to an amount of 327 MW.

# V

## CAPÍTULO

### ESTUDOS E METODOLOGIA APLICADAS À REGULAÇÃO





# **CUSTOS OCIOSOS NO SECTOR ELÉCTRICO**

**Vítor Marques**

Este foi um trabalho realizado em Maio de 2002 e teve como objectivo apresentar o conceito de custo ocioso no contexto da liberalização dos sectores eléctricos





## Resumo

*Este trabalho teve como objectivo apresentar o conceito de custo ocioso no contexto da liberalização dos sectores eléctricos. Após um enquadramento teórico, o trabalho apresenta a forma como as entidades públicas lidam com a existência de custos ociosos, desenvolvendo em mais detalhe o caso espanhol.*

Palavras-chave – Sector eléctrico, custos ociosos, liberalização do sector eléctrico espanhol

### 1 Breve Enquadramento Teórico

#### 1.1 Enquadramento genérico

Segundo o economista Edward Kahn (1998), os custos ociosos (*stranded costs*) dizem respeito a custos afundados ou irreversíveis (*sunk costs*) remunerados no âmbito de um mercado regulado, mas que não podem ser recuperáveis por o mercado ter sido aberto à concorrência. Antes de se desenvolver a problemática relativa aos custos ociosos no sector eléctrico, esclarecem-se de seguida alguns dos conceitos referidos na definição de E. Kahn.

##### 1.1.1 Custos afundados

Os custos afundados decorrem de investimentos que não podem ter outro fim para além daquele a que estavam inicialmente destinados. Assim, os postes de alta tensão utilizados no transporte de electricidade depois de instalados têm um valor de investimento quase nulo se forem aplicados em qualquer actividade diferente para qual foi inicialmente destinada.

Os custos afundados ou irreversíveis assemelham-se aos custos fixos por não dependerem do volume de produção, mas diferenciam-se destes ao não se subordinarem ao período de

produção. Retomando o exemplo dado pela instalação de postos de alta tensão, este é um custo afundado por ser independente do número de anos de utilização e da quantidade de energia transportada. A diferença entre custos fixos e afundados é mais uma questão de horizonte temporal do que de natureza: no curto prazo, os custos fixos também são custos irreversíveis.

Pela sua natureza, os custos afundados restringem a concorrência ao criarem barreiras à entrada e à saída. Perante a presença de custos afundados, uma empresa já instalada está mais motivada em dificultar a entrada no mercado de potenciais concorrentes. A não utilização em pleno dos investimentos realizados, que poderá decorrer da abertura do mercado à concorrência, implicará um acréscimo de custos à empresa já instalada. Por outro lado, os custos afundados também restringem a saída das empresas já instaladas ou seja, criam barreiras à saída. Este facto é saliente em indústrias que exigem avultados investimentos iniciais, como a produção de electricidade, que têm custos fixos muito elevados e que, por isso, necessitam de manter a produção a um nível muito elevado mesmo quando a procura baixa e os preços também. É patente a inter-relação existente entre as barreiras à saída e as barreiras à entrada.

Os entraves à concorrência, resultado dos custos afundados, concretizam-se de duas maneiras: directamente pela intervenção dos próprios agentes económicos no mercado ou ainda pela intervenção do regulador.

### 1.1.2 Desregulação e custos ociosos

A regulação dos mercados com importantes custos afundados deve preocupar-se em garantir que a remuneração das empresas cubra estes custos. Contudo, estes mercados podem ser abertos à concorrência tal como os outros quando se pretende, entre outras coisas, diminuir o preço dos bens transaccionados no mercado, melhorar a qualidade de serviço ou ainda, aumentar o leque de opções de escolha dos consumidores. Mudanças nas condicionantes do mercado, nomeadamente tecnológicas, conjugadas com uma forte vontade política são os principais motores da abertura do mercado à concorrência.

Quando a recuperação dos custos afundados já não é garantida pela abertura do mercado à concorrência verifica-se a existência de custos ociosos. Para além de relacionados com avultados investimentos efectuados, muitas vezes baseados em tecnologias antiquadas, os custos ociosos também estão relacionados com obrigações contratuais ou legais a que estão sujeitas as empresas e que condicionam a sua actividade.

O ressarcimento das empresas pelos custos ociosos é polémico. Têm surgido vários argumentos a favor ou contra as empresas serem compensadas pelos custos ociosos. De uma forma genérica, destacam-se os seguintes argumentos a favor:

O valor dos investimentos efectuados pelas empresas muda repentinamente com a mudança das regras de jogo.

O custo de capital do investimento que estava subjacente à decisão de investir por parte dos accionistas não contemplava o risco decorrente da abertura do mercado.

Os custos ociosos podem ser cobertos eficientemente, através de uma tarifa de acesso ou de qualquer outro modo, que permita aos concorrentes competirem com base nos seus custos incrementais (ou marginais).

Os principais argumentos contra a compensação dos custos ociosos são:

A sociedade não tem que compensar as em-

presas que fizeram piores opções, nomeadamente em termos tecnológicos.

Muitas “ex-empresas reguladas” têm um valor de mercado superior ao seu valor contabilístico, o que poderá indicar que os accionistas já foram compensados pela sua actual situação.

Os custos ociosos podem ser recuperados pelas empresas tornando-se mais eficientes de forma a diminuir os seus custos operacionais.

A compensação dos custos ociosos afecta a distribuição do bem estar social, conduzindo a uma perda da eficiência na alocação dos recursos.

Todavia, a remuneração permitida às empresas reguladas geralmente não compensa as empresas pelo risco associado à abertura de mercado. Por conseguinte, é geralmente aceite que as empresas devam ser compensadas pelos custos ociosos<sup>2</sup>, desde que não se crie barreiras à entrada e que o processo seja o mais curto e transparente possível de modo a não se pagar mais do que os custos ociosos.

Não se pode deixar de salientar que a desregulamentação dos mercados não só possibilita a criação de custos ociosos, como também de proveitos ociosos (*stranded benefits*). Estes são conceptualmente idênticos aos custos ociosos, mas proporcionam um fluxo financeiro em sentido inverso, ou seja quando os proveitos num mercado concorrencial excedem os custos totais.

### 1.1.3 Enquadramento no sector eléctrico

As características do sector eléctrico propiciam o surgimento de custos ociosos. É um sector de capital intensivo onde as amortizações do investimento em activos fixos representam uma parcela significativa dos custos e onde o Estado intervém, tradicionalmente, das mais diversas formas.

Nos últimos anos os sectores eléctricos têm sido liberalizados em diferentes países movidos pelos seguintes motivos:

- Instabilidade dos mercados energéticos.
- Desenvolvimento tecnológico das centrais de ciclo combinado a gás natural.
- Disponibilidade dos investidores privados para entrarem no mercado da electricidade, devido à diminuição do tamanho mínimo eficiente para a produção de energia eléctrica.
- Perda de interesse pela energia nuclear.

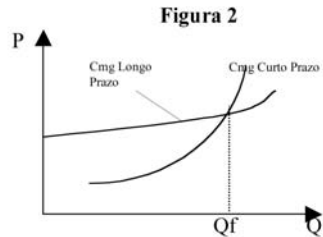
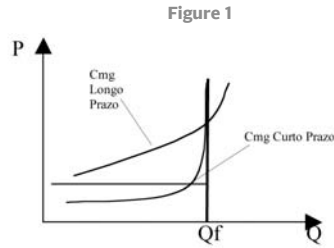
Em termos de custos ociosos, globalmente, a liberalização do sector eléctrico não afecta as actividades de monopólio natural como o transporte e a distribuição de energia eléctrica, sendo principalmente ao nível da produção de energia eléctrica que os custos ociosos surgem.

Salvo em situações em que o mercado considere explicitamente os custos marginais de capacidade, os centros electroprodutores com investimentos vultuosos não poderão remunerar a globalidade dos seus investimentos num mercado concorrencial, porque neste tipo de mercado a energia eléctrica deverá ser vendida ao custo marginal de curto prazo.

M. Boiteux em 1949<sup>3</sup> demonstra que quando existe rigidez na ampliação da capacidade produtiva os custos marginais de curto prazo não igualam aos custos marginais de longo prazo, como seria de esperar numa situação de óptimo económico.

Deste modo, perante a existência de rigidez na expansão da capacidade produtiva, Boiteux afirma: “O princípio da venda o custo marginal é aplicável às centrais existentes, mas por si, não pode conduzir a política de investimentos”. Este facto deve-se a que cada serviço, quando remunerado com base no seu custo marginal de curto prazo, pague os seus próprios custos, todavia a globalidade dos serviços fornecidos não consegue pagar o desenvolvimento da unidade produtiva e, por conseguinte, não consegue pagar a globalidade dos custos da unidade produtiva.

Este ponto de vista é ilustrado nas duas figuras que se seguem, apoiadas em figuras semelhantes apresentadas por Boiteux no seu artigo:



A Figura 2 mostra uma situação sem rigidez de capacidade. Nesta situação, o custo marginal de longo prazo e de curto prazo igualam-se ao nível da capacidade produtiva eficiente. A Figura 1 ilustra uma situação de rigidez da capacidade produtiva ao nível  $Q_f$ . O custo marginal de curto prazo cresce infinitamente em  $Q_f$ , não podendo aplicar-se a igualdade entre preço e custo marginal de curto prazo.

Os custos ociosos na produção de energia eléctrica podem ser sub-divididos em dois grupos: custos decorrentes da não remuneração de investimentos efectuados (em centrais com investimentos amortizáveis a longo prazo - centrais nucleares, aproveitamentos hidroeléctricos, centrais a carvão - e investimentos fora da actividade “normal” da empresa) e custos decorrentes de obrigações legais, nomeadamente ambientais, ou obrigações contratuais (por exemplo na aquisição de combustíveis), a que estão sujeitas as empresas.

## 2 Tratamento dado aos Custos Ociosos no Sector Eléctrico

### 2.1 Comunidade Europeia

#### 2.1.1 Normas

A abertura à concorrência dos sectores eléctricos da maioria dos países pertencentes à Comunidade Europeia foi impulsionada pela Directiva 96/92/CE. O artigo 24º desta di-

<sup>3</sup> Marcel Boiteux, “La tarification des demandes en pointe; application de la théorie de la vente au coût marginal” in Revue Générale d’Electricité, Agosto 1949, p321-340.

rectiva permite aos Estados-membros aplicar um regime de transição à liberalização do sector eléctrico no que diz respeito à quatro pontos:

- + Exploração da rede de transporte (capítulo IV).
- + Exploração da rede de distribuição (capítulo V).
- + Especificação e transparência da contabilidade (capítulo VI).
- + Organização do acesso às redes (capítulo VII).

Numa comunicação publicada a 25 de Julho de 2001, a Comissão considera que o artigo 24º não contempla os pagamentos pelos Estados-membros a empresas produtoras de energia eléctrica, que tenham por fim “compensar os custos de compromissos ou de garantias que pudessem não ser honrados na sequência da aplicação da Directiva 96/92/CE”<sup>4</sup>, ou seja que queiram ressarcir as empresas dos custos ociosos do sector eléctrico<sup>5</sup>.

Sendo assim, é no âmbito do Tratado de Roma que a comissão analisa o pagamento dos custos ociosos.

O artigo 87º do Tratado de Roma determina que as ajudas do Estado às empresas são proibidas, salvo em algumas excepções. Para a Comunidade Europeia, os custos ociosos fazem parte destas excepções, estando no âmbito da alínea c) do nº 3 do artigo 87º. Ou seja, são tidos como “auxílios destinados a facilitar o desenvolvimento de certas actividades ou regiões económicas, quando não alteram as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum”.

A comunicação da Comissão apresenta doze critérios para que “compromissos ou garantias de funcionamento” possam ser elegíveis como custos ociosos. Da análise destes critérios, salientam-se os seguintes pontos:

- + Devem ser anteriores a 19 de Fevereiro de 1997, data de entrada em vigor da Directiva 96/92/CE.
- + Devem criar entraves à competitividade

ou viabilidade das empresas, sendo este factor analisado ao nível das empresas consolidadas.

- + A avaliação da perda de competitividade ou viabilidade das empresas deverá ser feita tendo em conta as descidas de preços da electricidade (a sua evolução efectiva) ou a perda de quotas de mercado decorrentes da liberalização do mercado.

- + Devem ser irrevogáveis.
- + Os compromissos ou garantias que ligam empresas do mesmo grupo não podem, em princípio, constituir custos ociosos.

- + Os custos ociosos devem corresponder à realidade dos montantes investidos, pagos ou a pagar por força dos compromissos garantias de que resultam, devendo ser avaliados após dedução de qualquer auxílio a que se referem. Os custos ociosos deverão ser calculados tomando em conta a solução mais económica.

- + Os custos suportados por estas empresas para além de 18 de Fevereiro de 2006 não poderão, em princípio, ser considerados custos ociosos elegíveis. Esta disposição não se aplica aos Estados-Membros que decidiram abrir os seus mercados mais rapidamente do que o imposto pela Directiva.

## 2.1.2 Tomadas de Posição

No seguimento da publicação da Directiva 96/92/CE, vários países apresentaram à Comissão pedidos de derrogação desta Directiva alegando, entre outras causas, o aparecimento de custos ociosos.

A 8 de Julho de 1999, a Comissão rejeitou todos os pedidos de derrogação no âmbito do artigo 24º da Directiva 96/92/CE que dissessem respeito a custos ociosos na produção de energia eléctrica, remetendo para a alínea c) do nº 3 do artigo 87º do Tratado de Roma a análise posterior destes custos.

A tabela que se segue apresenta, por país de origem, os pedidos de ressarcimento de custos ociosos na produção apresentados à Comissão<sup>6</sup>.

<sup>4</sup>Comissão Europeia, “Comunicação da Comissão Relativa à Metodologia de Análise dos Auxílios Estadais Ligados a Custos Ociosos”, Julho 2001.

<sup>5</sup>Os contratos de compra ou venda de energia eléctrica a longo prazo, os investimentos efectuados com uma garantia de resultados, assim como os investimentos fora da actividade normal são alguns exemplos do que a comunicação da Comissão considera “compromissos ou garantias de funcionamento das empresas”.<sup>6</sup>Outros pedidos de derrogação houve que não se encontravam neste âmbito.

QUADRO 1

País	Objecto de pedido de ressarcimento dos custos ociosos
Áustria	Três aproveitamentos hidroeléctricos. Contrato de aquisição de carvão austríaco para fornecimento de uma central termoeléctrica
Dinamarca	Contratos de "Take or Pay" de fornecimento de gás natural. Fecho de algumas centrais por motivos ambientais. Obrigações de pagamentos de pensões de reformas a trabalhadores de centrais.
Espanha	Perdas dos produtores de energia eléctrica decorrentes da abertura do mercado à concorrência. Situação específica dos sistemas eléctricos das ilhas e de fora da Península.
França	Contratos de compra de energia eléctrica com produtores de ponta. Obrigações ligadas ao reactor nuclear "Super-Phénix".
Países Baixos	Obrigações contratuais de longo prazo de fornecimento de serviço de "District Heating". Investimento num centro de gaseificação de carvão.
Reino Unido (Irlanda do Norte)	Obrigações contratuais de compra aos produtores de energia eléctrica.

Pedido de ressarcimento dos custos ociosos

A 25 de Julho de 2001, a Comissão autoriza o ressarcimento destes custos à Espanha, à Áustria e aos Países baixos. Estas autorizações estão enquadradas pelo referido na comunicação sobre metodologia a aplicar às ajudas estatais ligadas aos custos ociosos, referida no ponto anterior, e também publicada a 25 de Julho de 2001.

No que diz respeito à Áustria, o pagamento dos custos ociosos corresponde a 456 milhões de euros para os investimentos nos aproveitamentos hidroeléctricos e a 132 milhões de euros para o investimento numa central térmica a lignite, perfazendo no total 588 milhões de euros. Estes pagamentos serão financiados com a contribuição dos consumidores que historicamente consumiram electricidade proveniente destes centros electroprodutores (como o operador da rede da região onde se encontra estes centros electroprodutores). As compensações serão pagas anualmente até à data limi-

te de 31/12/2009.

No que concerne à Holanda, o pagamento dos custos ociosos corresponde a 600 milhões de euros, relativos aos contratos de longo prazo de "District Heating" e à fábrica de gaseificação de carvão. O limite para o pagamento dos custos ociosos é de 10 anos. À data de comunicação da Comissão o Estado holandês ainda não tinha decidido a forma como os custos ociosos seriam financiados.

No caso espanhol, o pagamento dos custos ociosos (conhecidos como CTC) corresponde a 10 438 milhões de euros, a pagar às empresas produtoras de energia eléctrica até ao dia 31 de Dezembro de 2010. Este pagamento desagrega-se em 1 774 milhões de euros, com o intuito de compensar a produção com carvão espanhol, e em 8 664 milhões de euros, para compensar as perdas decorrentes da supressão do mecanismo de fixação de tarifas (o "Marco Legal Esable") em vigor até à liberalização do mercado. Esta última parcela é conhecida como CTC tecnológicos. A Comissão aceita o pagamento dos CTC tecnológicos como ressarcimento dos custos ociosos, por considerar que as empresas produtoras de energia eléctrica viram os seus investimentos em centros electroprodutores tornarem-se não económicos após a liberalização do sector eléctrico espanhol. No entanto, a Comissão estipula que a compensação à produção com recurso ao carvão espanhol não pode ser aceite como ajudas estatais ligadas aos custos ociosos. Este órgão da Comunidade remeteu estes apoios para uma posterior análise no âmbito do artigo 86º do Tratado de Roma e dos artigos 3º e 4º da Directiva 96/92/CE.

Recentemente, a 27 de Fevereiro de 2002, a Comissão apresentou um comunicado de imprensa relativo à compensação de custos ociosos à NIE (Irlanda do Norte) pelo Reino Unido. Estes custos ociosos não têm um valor pré-determinado, estando compreendidos entre 0 e 50 milhões de GBP. Estes custos são relativos aos contratos de fornecimento de energia eléctrica a longo prazo celebrados entre a

<sup>3</sup> Marcel Boiteux, "La tarification des demandes en pointe; application de la théorie de la vente au coût marginal" in Revue Générale d'Electricité, Agosto 1949, p321-340.

NIE e quatro produtores da Irlanda do Norte. Nesta comunicação, a Comissão não considera ajuda estatal estas compensações, não sendo sequer analisadas no âmbito do artigo 87º como nos restantes casos. Deste modo, a Comissão permite o ressarcimento dos custos ociosos através de taxas cobradas aos consumidores pelos distribuidores e pelo operador da rede de transporte, não referindo quaisquer objecções ou condicionantes à esta cobrança.

## 2.2 Espanha

Entre 1988 e 1998 o sector eléctrico espanhol esteve enquadrado pelo Marco Legal Estable (MLE). O MLE procurava remunerar os investimentos “correctamente”, assim como criar incentivos à sua gestão eficiente. Através dos Decretos Reais 1538/1987 e 40/1994, os centros electroprodutores espanhóis tinham garantido a cobertura de todos os seus custos pela tarifa de electricidade, calculada para cada centro com métodos normalizados de determinação dos custos.

A Espanha transpôs a Directiva 96/92/CE através da Ley 54/1997 de 27 de Novembro, que entrou em vigor no dia 1 de Janeiro de 1998. No seguimento desta lei, todos os produtores cuja potência instalada ultrapasse 50 MW e que não sejam produtores em regime especial, deverão apresentar as suas ofertas num mercado spot, podendo vender a sua electricidade com base em contratos bilaterais. Deste modo, os centros electroprodutores espanhóis já não têm garantida a remuneração dos seus investimentos, como permitia o MLE. De forma a ultrapassar esta situação, a nova lei estabelece na “Disposición Transitória Sexta” um regime transitório chamado de *Costes de Transición a la Competencia* (CTC), em virtude do qual as empresas titulares de centros electroprodutores, que em 31/12/97 estiveram abrangidas pelo Real Decreto 1583/1987, recebem uma compensação parcial sobre a perda de rendimentos durante um período máximo de 10 anos (até 31/12/2007). Esta compensação provém da diferença entre a tarifa de

electricidade garantida anteriormente e os preços esperados para o mercado liberalizado. O preço de mercado que serviu de referência ao cálculo dos CTC é de 6 ESP/kWh, valor que representava o custo de uma nova entrada no mercado eléctrico espanhol, ou seja o custo marginal de longo prazo. O preço de mercado da energia eléctrica vendida incorpora uma parcela fixa de 1,3 PTE/kWh, que remunera a garantia de abastecimento.

Após a publicação desta lei, a remuneração dos CTC sofreu várias modificações. Serão então desenvolvidas separadamente as várias abordagens efectuadas à remuneração dos CTC desde a publicação da Ley 54/1997, completada pelo Real Decreto 2017/1997. Este diploma teve por fim, entre outras coisas, organizar e regular o modo de pagamento dos CTC.

### 2.2.1 LEY 54/1997 de 27 de Novembro e Real Decreto 2017/1997 de 26 de Dezembro

#### DETERMINAÇÃO DOS VALORES BASE DAS COMPENSAÇÕES

A Ley 54/1997, na sua disposição transitória sexta, decompõe as compensações aos CTC em duas parcelas: uma respeitante às compensações tecnológicas (CTC tecnológicos), outra respeitante a compensações para a produção a partir de carvão espanhol. A compensação máxima, calculada ex-ante, considerada por este decreto é de 1 988 mil milhões de pesetas a preços de 31 de Dezembro de 1997.

#### CTC TECNOLÓGICOS

As compensações tecnológicas são calculadas com base nos custos de produção de cada central, incluindo os investimentos que serviram de base à definição das tarifas durante o MLE. É de salientar que a determinação destes custos resulta de negociações entre as empresas e o governo espanhol no âmbito do Protocolo (acordo entre o governo e as empresas que sustentou a liberalização do mercado), sendo estes valores considerados, por vezes, algo “aleatórios”<sup>7</sup>. Utilizando-se estes custos de produção, determinou-se numa segunda fase o tem-

po médio anual de exploração por tecnologia. Finalmente, as compensações tecnológicas são calculadas pela diferença, actualizada a uma taxa de 5%, entre os custos estandardizados e o preço de mercado de referência, 6 ESP/kWh<sup>8</sup>. A metodologia empregue no cálculo dos CTC tecnológicos é a do tempo médio actualizado de exploração (“Average lifetime levelised electricity generation”).

O valor resultante destes cálculos é de 2 508 mil milhões de pesetas. A este montante foram retirados 815 mil milhões de pesetas, ou seja 32,5%, devidos a ganhos previstos de produtividade. Resulta destes cálculos um montante máximo previsto de 1 693 mil milhões de pesetas destinados aos CTC tecnológicos. O artigo 13º do Real Decreto 2017/1997 desagraja estas compensações em compensações específicas e em compensações gerais. Cerca de 1 354,6 mil milhões de pesetas foram afectas às compensações gerais e 338,6 mil milhões de pesetas foram afectas à compensações específicas. A repartição destas compensações efectua-se pelas diferentes empresas produtoras de electricidade tendo por base percentagens pré-estabelecidas, referidas no Anexo III do Real Decreto 2017/1997. O quadro que se segue apresenta a repartição destas compensações pelas diferentes empresas produtoras de electricidade.

QUADRO 2

ENDESA	31,03%
IBERDROLA, S.A.	27,10%
Unión Eléctrica Fenosa, S.A.	12,90%
Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.	10,00%
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	5,70%
Compañía Sevillana de Electricidad, S.A.	5,40%
Elcogás, S.A.	3,10%
E.N. Hidroeléctrica del Ribagorza, S.A.	1,68%
Electra de Viesgo, S.A.	1,66%
Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.	0,77%
Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.	0,66%

Compensações por empresas

Salienta-se que as compensações específicas poderão ser repartidas de forma diferente desde que digam respeito a planos de financia-

mento extraordinários aprovados pelo Ministério da Indústria e Energia.

Em termos tecnológicos, cerca de 50% do conjunto das compensações tecnológicas vão para as centrais nucleares, 31% para as instalações térmicas clássicas e 19% para os aproveitamentos hidroeléctricos.

## COMPENSAÇÕES À PRODUÇÃO COM CARVÃO ESPANHOL

Às compensações tecnológicas acrescentam-se 295 mil milhões de pesetas relativos à compensação pela produção com carvão espanhol, perfazendo 1 988 mil milhões de pesetas, ou seja, a compensação máxima calculada ex-ante para os CTC. As compensações à produção com carvão espanhol decompõem-se da seguinte forma: 40,9 mil milhões de pesetas para o stock de carvão e 254,4 mil milhões de pesetas para o consumo de carvão. O sobre-custo do armazenamento do carvão autónomo em cada central é determinado pela diferença na respectiva central entre o preço do carvão nacional armazenado e o do carvão importado armazenado. O valor máximo da compensação ao stock de carvão varia consoante a evolução dos preços do carvão armazenado. A compensação ao consumo de carvão espanhol materializa-se através de um subsídio máximo de 1 ESP/kWh pago aos grupos que produziram com recurso a este combustível.

## PAGAMENTO DAS COMPENSAÇÕES

O pagamento dos 1 988 mil milhões de pesetas de compensação máxima é efectuado através de amortizações anuais. Cada ano, a compensação máxima é deduzida dos valores recebidos no ano transacto afectos à compensação dos CTC, sendo este valor actualizado pela taxa de juro MIBOR a três meses ou por outra taxa equivalente.

No que diz respeito à componente geral dos CTC tecnológicos (que corresponde a 1 356 mil milhões de pesetas), outros factores são tidos em conta na determinação da compensação máxima para além dos pagamentos já efectivados e da evolução das taxas de juro. As-

<sup>8</sup>Decisão da Comissão Europeia 1999/797/CE de 8 de Julho de 1999, relativa ao pedido de regime transitório introduzido pelo Governo espanhol.



sim, a compensação máxima é calculada para cada empresa com base na evolução real dos preços no mercado spot. Se o preço médio do mercado for superior aos 6 ESP/kWh de referência, os pagamentos compensatórios serão reduzidos, se o preço do mercado for inferior à 6 ESP/kWh, a compensação anual será acrescida, mantendo-se a compensação total. Ou seja, neste caso o período de transição terminará antes dos 10 anos estipulados.

A remuneração dos CTC é suportada por todos os consumidores de energia eléctrica como custos permanentes do sistema. Os consumidores não elegíveis suportarão estes custos através das tarifas finais de energia eléctrica cobradas pelas empresas de distribuição, enquanto que os consumidores elegíveis suportarão estes custos através de taxas (peajes) de acesso às redes cobradas pelos concessionários das redes. Os montantes obtidos através destas duas formas de cobranças são somados para se poder pagar a globalidade dos CTC. É de salientar que o ressarcimento dos CTC tecnológicos deverá ser efectuado após o ressarcimento do carvão nacional.

Os montantes obtidos através da tarifa de venda a clientes finais resultam dos resultados das empresas que aplicam as tarifas, líquidos de todos os seus custos<sup>9</sup>. No ponto 2.2.4 é explicitada a forma como são cobrados os montantes relativos aos CTC pelas tarifas de venda a clientes finais. No que diz respeito às taxas de acesso às redes, para efeitos de CTC, o Real Decreto 2017/1997 não é muito claro quanto à aplicação destas taxas. Perante este facto, não é de surpreender que as tarifas para 1998 não refiram quaisquer taxas sobre acesso às redes para efeitos de CTC, implicando que, no apuramento dos CTC a pagar, se tenha juntado os proveitos das tarifas de acesso às redes e as de venda à clientes finais. Deste modo, os clientes elegíveis não contribuíram de uma forma directa para o ressarcimento dos CTC.

A cobrança dos CTC é efectuada pelas empresas de transporte e de distribuição de energia eléctrica, que depositam os montantes ob-

tidos anualmente numa conta aberta em nome da entidade reguladora do sector eléctrico espanhol, actualmente, Comisión Nacional de Energia (CNE).

O valor máximo anual de remuneração dos CTC é estabelecido aquando da fixação das tarifas para o ano seguinte. O artigo 10º do Real Decreto 2017/1997 determina que, no caso da remuneração verificada no ano ser superior ao estipulado para efeito tarifário, o excedente servirá para diminuir a compensação máxima calculada ex-ante. Contudo este diploma não explicita os procedimentos a aplicar no caso das remunerações verificadas no ano serem inferiores ao estipulado nas tarifas para a compensação dos CTC.

#### 2.2.2 Ley 50/1998 de 30 de Dezembro

A Ley 50/1998 trouxe várias modificações à Ley 54/1997 e ao Real Decreto 2017/1997, que regulamentaram a abertura à concorrência do mercado espanhol de energia eléctrica.

Restringindo-nos aos CTC, a principal modificação introduzida corresponde à criação de um elemento fixo de 4,5% nas tarifas de energia eléctrica, destinado a financiar 80% do montante afecto à compensação tecnológica. A introdução deste elemento fixo não tem qualquer justificação económica que o acompanhe.

Não se verificaram modificações à compensação pela produção de energia eléctrica com carvão espanhol, assim como aos 20 % restantes da compensação tecnológica. Estas duas parcelas equivalem a cerca de 615 mil milhões de pesetas (295+320 mil milhões de pesetas).

Aos 80% do montante afecto à compensação tecnológica é retirado 20%, o remanescente é compensado através de uma percentagem de 4,5% sobre as tarifas de venda ao cliente final. Esta parcela será mantida até à satisfação integral deste montante, que corresponde a cerca de 1 000 milhões de pesetas. O factor segurança que introduz esta modificação é a principal justificação para a diminuição do montante afecto à compensação tecnológica, que ascende a 250 milhões de pesetas<sup>10</sup>. Salienta-se que a

<sup>9</sup>Custos que dizem respeito à aquisição, ao transporte e à distribuição de energia eléctrica, aos quais têm de ser acrescentados o pagamento de outros subsídios, como os pagamentos aos produtores em regime especial e a "moratória nuclear".

<sup>10</sup>Decisão da Comissão europeia 1999/797/CE de 8 de Julho de 1999, relativa ao pedido de regime transitório introduzido pelo governo espanhol.

compensação tecnológica remunerada através desta percentagem é considerada compensação específica, sendo, por conseguinte, indiferente à variação dos preços do mercado.

Um dos aspectos mais polémicos deste diploma é o facto dele permitir aos detentores dos direitos de ressarcimento dos CTC de que, na parte correspondente à taxa de 4,5% sobre as tarifas de venda a clientes finais, os possa transmitir a terceiros através de um fundo de capitalização, como se de um título se tratasse.

Não se pode deixar de referir que este diploma não faz qualquer referência ao contributo dos consumidores elegíveis para a compensação dos CTC. Contudo, o Real Decreto 2821/1998 de 23 de Dezembro, que estabelece as tarifas de energia eléctrica para 1999, atribui uma taxa de 11,738% aplicada à tarifa de acesso às redes com o intuito de pagar a componente específica da compensação tecnológica, sendo deste modo equivalente à taxa de 4,5% aplicada à tarifa de venda à clientes finais<sup>11</sup>. Referia-se que, os clientes elegíveis não contribuíram para as restantes parcelas dos CTC.

### 2.2.3 Ley 9/2001 de 4 de Junho

A Ley 9/2001, precedida pelo Real Decreto-ley 2/2001 de 2 de Fevereiro, alterou novamente o modo de tratamento dados aos CTC, repondo, nas sua principais linhas, o estabelecido na

Ley 54/1997 e no Real Decreto 2017/1997, nomeadamente quanto à relação entre o pagamento dos CTC tecnológicos e a evolução do preço de mercado face a um preço de referência de 6 ESP/kWh.

A Ley 9/2001 retoma assim os princípios orientadores da Ley 54/1997, mas altera alguns pontos da disposição transitória sexta, que cria e regula os CTC.

Em primeiro lugar, o montante máximo dos CTC é diminuído, passando de 1 988 mil milhões de pesetas para 1 737 mil milhões de pesetas, a preços de 31/12/1997. O montante máximo é repartido entre 1 441,5 mil milhões de pesetas para os CTC tecnológicos e 295

mil milhões de pesetas para o carvão nacional<sup>12</sup>. Deste modo, mantém-se a diminuição dos CTC tecnológicos de cerca de 250 mil milhões de pesetas introduzida em 1999 com a publicação da Lei 50/1998. O valor global destinado ao carvão espanhol mantém-se, tendo-se contudo introduzido outra parcela para a remuneração da tecnologia “GICC” de mais de 49 mil milhões de pesetas.

Por outro lado, o prazo de ressarcimento dos CTC foi ampliado para 31/12/2010. Esta medida poderá ter sido influenciada pelo facto das tarifas publicadas até à data nem sempre permitirem o pagamento previsto dos CTC.

Outra notória diferença introduzida por este diploma prende-se com o facto das importações de energia eléctrica de países da União Europeia não terem que prestar qualquer contributo para pagamento dos CTC. Esta alteração conduz a uma diminuição da tarifa de acesso às redes na parte correspondente aos CTC, que beneficia o agente económico que adquirir energia eléctrica a fornecedores da União Europeia. O valor dos CTC pagos até 2001 relativo a importações de energia eléctrica de países da União Europeia, que se estima tenha de ser devolvido, ascende a 14,5 mil milhões de pesetas.

Este diploma também permite que o direito de ressarcimento de CTC se transmite a qualquer agente económico que adquira um centro electroprodutor, que anteriormente beneficiasse desse direito.

No que diz respeito ao modo como se processa os pagamentos e as cobranças dos CTC, este diploma remete para o estabelecido no Real Decreto 2017/1997 de 26 de Dezembro.

A Lei 9/2001 é pouco clara quanto ao tratamento a dar aos consumidores elegíveis, nomeadamente se se deve ou não aplicar uma taxa de acesso às redes referente ao contributo dos consumidores elegíveis para o pagamento dos CTC. Na opinião da CNE, este facto implica um aumento da margem dos distribuidores e favorece os consumidores elegíveis em detrimento dos restantes. Para o órgão regulador

<sup>11</sup>Nas tarifas de 2000 esta taxa foi aumentada para 12,474% e nas tarifas de 2001 para 13,002%.

<sup>12</sup>A 27/07/2001 a Comissão Europeia só aceitou parte dos subsídios que dizem respeito ao consumo de carvão espanhol. Todos os montantes que foram pagos e que incidem sobre consumos que ultrapassem 15% do total da energia primária consumida na produção de energia eléctrica em Espanha terão que ser devolvidos. Em finais de 2001, o excedente a devolver ascendia a 2 902 milhões de pesetas.

dever-se-iam publicar taxas sobre o acesso às redes, que dissessem respeito aos CTC tecnológicos assim como ao carvão nacional.

Sublinha-se que as modificações introduzidas por este diploma antecipam o deferimento dado pela Comunidade Europeia, em Julho de 2001, ao pedido das autoridades espanholas de se aceitar o pagamento dos CTC como ressarcimento de custos ociosos.

#### 2.2.4 Pagamentos dos CTC

As tarifas de electricidade em Espanha nem sempre garantiram da melhor forma o ressarcimento dos CTC. Uma análise mais aprofundada ao Real Decreto 2017/1997 poderá ajudar a explicitar as razões para que isso se tenha verificado.

A cobrança dos CTC através da tarifa de venda a clientes finais segundo o Real Decreto 2017/1997 efectua-se em quatro fases:

1. Determinam-se os proveitos das empresas de distribuição e de transporte de energia eléctrica provenientes, nomeadamente, da venda de energia eléctrica, do acesso às redes e da leitura de contadores.

2. Aos proveitos estabelecidos no ponto anterior deduzem-se os custos relacionados com a gestão do sistema, como sejam, nomeadamente, os custos com o operador do sistema, com a entidade reguladora, com a “moratória nuclear”, com os sobrecustos decorrentes dos fornecimentos de energia eléctrica às ilhas e aos territórios extra-peninsulares, etc...

3. Aos montantes resultantes da operação efectuada no ponto anterior deduzem-se os custos com a aquisição de energia eléctrica e com os produtores em regime especial.

4. Finalmente, os montantes a pagar para efeitos de CTC são os que resultam depois de se retirar aos valores apurados anteriormente, os custos relacionados com o transporte de energia eléctrica e com a distribuição de energia eléctrica, aceites para efeitos tarifários.

Sendo os CTC a última parcela que as tarifas pagam, não é difícil de perceber, que uma má previsão por parte do governo da evolução dos

custos e dos proveitos das empresas reguladas durante o período tarifário dificulte fortemente o pagamento do montante afecto a CTC estipulado a 31 de Dezembro do ano anterior, aquando da definição das tarifas.

A introdução pela Ley 50/1998 da parcela fixa de 4,5% e das taxas de acesso às redes para efeitos de pagamento dos CTC tecnológicos diminuiu a insegurança quanto ao pagamento dos CTC. Contudo o reverso da medalha, prende-se com o facto desta parcela permitir o aparecimento de déficits nos resultados das actividades reguladas, ou seja, conduziu a que os resultados não cobrissem os proveitos estabelecidos para as actividades reguladas. Em 2000, quando o preço no mercado spot da energia eléctrica atingiu 6,91 ESP/kWh, houve um déficit nos resultados das actividades reguladas.

O governo espanhol publicou um diploma para fazer face a esta situação (Orden de 20/11 de 2000), estabelecendo que os déficits serão pagos pelas empresas que receberam CTC. Os montantes a pagar são repartidos pelas empresas tendo em conta, grosso modo, a proporção de CTC que as empresas têm de receber através do Real Decreto 2017/1997, os CTC que já lhe foram pagos e o peso dos CTC que têm de receber comparativamente com o montante global dos CTC. Realça-se que o diploma que estabelece a repartição dos déficits reparte-os de modo diferente do estipulado no Real Decreto 2017/1997 quanto à repartição dos CTC pelas empresas.

O não pagamento de CTC conduziu, muito provavelmente, ao prolongamento do prazo para reaver estes custos. Contudo, os produtores têm outra forma de reaver os custos de transição para a concorrência. O exercício concertado do poder de mercado permite-lhes aumentar o preço da energia eléctrica no mercado spot para além dos 6 ESP/kWh de referência.

Para a CNE, nem sempre é claro como o governo espanhol decide remunerar os CTC. Assim, para 2002 a CNE é de opinião que, relativamente às previsões do Governo espanhol,

os custos serão maiores do que o previsto e os resultados serão inferiores. Por isso, o regulador espanhol acha pouco verosímil, que as tarifas de energia eléctrica para 2002 permitam que se pague cerca de 59 838 milhões de pesetas para os CTC tecnológicos (após se ter garantido o pagamento dos CTC para o carvão nacional). A CNE defende que, com o nível tarifário proposto pelo governo, os montantes afectos ao pagamento dos CTC tecnológicos serão negativos! Este facto exemplifica muito bem a dificuldade que tem havido em Espanha em, directamente, se pagar os CTC aos produtores de energia eléctrica.

De forma a ilustrar o referido acerca dos CTC, o quadro seguinte apresenta a evolução do preço de mercado spot da energia eléctrica desde 1998, assim como os valores estabelecidos nas tarifas para o ressarcimento dos CTC.

#### Referências

- [1] Edward Kahn, 1998, *Deregulation of Electric Utilities, Introducing competition to the electricity industry in SPAIN: The role of initial condition*, Kluwer Academic Publishers
- [2] Marcel Boiteux, Agosto 1949, "La tarification des demandes en pointe; application de la théorie de la vente au coût marginal" *Revue Générale d' Electricité*, p321-340.
- [3] *The Utilities Journal*, November 2001, "Stranded Costs and State Aid", Oxera press, p26-27.
- [4] Arrow, K.J., 1965, "The theory of risk bearing", *Aspects of Theory of Risk Bearing*, Helsinki: Yrjö Janssonin Säätiö Foundation.

QUADRO 3

	Preço médio do mercado SPOT ESP/kWh	Montante afecto à CTCs implícito nas tarifas Mil milhões de ESP
1998	5,87	141,30 c)
1999	6,14	146,39
2000	6,91	139,21
2001	6,47 (a)	116,36
2004	6,15 (b)	80,83

Fonte: CNE

Notas:

a) Média de Janeiro a Novembro.

b) Considerado pelo governo na definição das tarifas.

c) Líquido de 65.577 de compensações a empresas extra-peninsulares referentes a 1996 e a 1997.

CTCs a pagar e preços de mercado



# **PODER DE MERCADO E REGULAÇÃO NAS INDÚSTRIAS DE REDE**

**Vítor Marques**

Este texto é uma breve síntese do livro "Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede" publicado em Abril de 2003 no âmbito da colecção Temas de Economia do Gepe, tendo este livro origem na dissertação de Mestrado "Poder de Mercado e Regulação na Indústria Eléctrica", apresentada em Julho de 2002 no Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica de Lisboa



## Resumo

*Este texto é uma breve síntese do livro “Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede” publicado em Abril de 2003. Um melhor entendimento das razões pelas quais, actualmente, existe uma necessidade do Estado intervir em certos sectores económicos tomando por modelo as regras de mercado, isto é, recorrendo à regulação económica independente, orientou os objectivos deste trabalho. Assim, a crescente importância que a regulação económica tem vindo a adquirir é uma das várias consequências das alterações que as economias modernas têm assistido e que na produção e distribuição de bens e serviços públicos, em especial as denominadas “utilitês”, se reflectem na inovação e na privatização das actividades que lhe estão associadas. No quadro de um contexto teórico em que se defende que a estrutura do mercado interage com o comportamento dos seus agentes, foram apresentados e analisados três conceitos: eficiência, poder de mercado e regulação sectorial. Esta análise pretendeu evidenciar a inter-relação que caracteriza estes conceitos, tendo sido ilustrada com o caso particular do sector eléctrico.*

Palavras-chave – eficiência económica, poder de mercado e regulação económica

## Síntese da Publicação

Sem a percepção das razões que elevam os mercados concorrenciais ao grau de envolvente ideal para a melhor utilização dos recursos, i. e., que permitem a eficiência económica, também não se pode entender a importância do poder de mercado como factor impeditivo do aparecimento de eficiência económica. Eficiência e

concorrência (ou ausência de poder de mercado) estão ligados. Salienta-se que o enfoque dado à problemática da eficiência, tem como principal vantagem relativamente a outras problemáticas, como a equidade, ser menos sujeita a reinterpretações subjectivas.

Em situação concorrencial, os produtores e os consumidores seguirão os seus interesses pessoais da melhor forma, porque o custo dum bem para a sociedade igualará o valor que lhe é atribuído pelos consumidores. Contudo, esta situação requer a verificação no mercado de um conjunto de pré-condições, tais como a total liberdade de entrada e de saída de empresas no mercado, a divulgação da informação acerca do poder de mercado e a existência de um grande número de empresas com quota de mercado, de tal modo pequena, que não possam, por si, influenciar a curva da oferta.

O poder de mercado exercido sob a forma de monopólio ou de conluio visa desvincular o preço de mercado do custo de produção em benefício do vendedor e em prejuízo do comprador. As estratégias seguidas pelas empresas com vista a obterem um determinado nível de poder de mercado podem, por exemplo, incidir sobre os preços (estratégia preferida pelos conluios) ou ainda, focalizar-se na diferenciação do produto. Noutros casos, as estratégias poderão incidir sobre a determinação de uma capacidade produtiva excedentária, mesmo, se para isso, as empresas tenham que laborar a uma escala superior ao do seu tamanho mínimo eficiente, aumentando consequentemente os seus custos médios de produção. Muitas destas estratégias



resultam na criação de barreiras à entrada de novos concorrentes no mercado.

Salienta-se que a concorrência tanto incentiva o relacionamento eficiente entre os diferentes agentes económicos, como proporciona o melhor funcionamento no seio das empresas, permitindo-lhes uma melhor utilização de todos os factores produtivos, i. e., incrementa a eficiência técnica. Vários estudos demonstram que o não aproveitamento dos factores propulsores da eficiência técnica causa prejuízos, que no caso dos Estados Unidos, um dos países mais produtivos do mundo (tendo em conta o conjunto dos factores produtivos) representam cerca de 10% do PIB. O conceito de eficiência técnica é muito mais abrangente do que o da produtividade do trabalho, ultimamente muito associado à problemática da competitividade da economia nacional, porque não diz apenas respeito a um factor produtivo.

Todavia, a envolvente que a concorrência proporciona, quando “pura”, não só é ideal por ser exemplar, como ainda o é por ser rara. A raridade da concorrência “pura” tanto pode decorrer das acções dos agentes económicos, como pode dever-se à própria natureza de alguns mercados, que dificulta o desenvolvimento do processo concorrencial. Nesses casos, o poder de mercado é inevitável e as suas consequências negativas são mitigadas. A diferenciação dos produtos, a inovação e o aproveitamento de rendimentos crescentes à escala são exemplos de benefícios para a economia que não podem fornecer os processos concorrenciais mais “puros”. Assim, a necessidade de obtenção de economias de escala, em alguns mercados de pequenos países como Portugal, poderá justificar o exercício do poder de mercado.

A concorrência também pode ser auto-destrutiva. O esforço que o processo concorrencial exige às empresas é, muitas vezes, suficientemente ameaçador para fomentar o entendimento entre empresas, de modo a aplicarem práticas anti-concorrenciais. A constatação deste facto conduziu Abreu a afirmar que a promo-

ção da concorrência, num primeiro momento, incentiva, num segundo momento, a criação de conluios. Muitos são os mercados nos quais a abertura à concorrência, inicialmente acompanhada de uma descida de preços, vê posteriormente esta tendência inverter-se se não houver uma atempada intervenção das autoridades públicas. A propensão do processo concorrencial à auto-detruição é agravada, quando certas condições se verificarem, como sejam a presença de grandes economias de escala do lado da oferta e a existência de elasticidades reduzidas do lado da procura.

Resta acrescentar outro conceito, totalmente dependente dos conceitos de poder de mercado e de eficiência, ao ponto de geralmente ser por eles legitimado: a regulação sectorial. Os monopólios naturais oferecem o espaço de actuação privilegiado para a concretização desta relação. Este facto decorre dos monopólios naturais serem paradigmáticos de indústrias em que o poder de mercado é inevitável. Nestas situações, o processo concorrencial apenas poderá ser simulado de forma a obter-se o nível de eficiência económica possível. Esta simulação é originada pela regulação sectorial exercida pelo Estado.

Os monopólios naturais existem em indústrias em que se verificam rendimentos crescentes à escala no curto e no longo prazo, nomeadamente nas indústrias de rede, como os transporte ferroviários, o abastecimento de água canalizada, o fornecimento de gás, as telecomunicações e a distribuição de electricidade.

Este trabalho focalizou-se no sector eléctrico, por este ser um sector exemplar da importância da regulação económica sectorial. A intervenção do Estado no sector eléctrico tem sido justificada, tanto pela importância da energia eléctrica em termos sociais e económicos, por exemplo presente na obrigatoriedade de fornecimento, como pelas suas características tecnológicas que conduzem à concentração empresarial e à existência de monopólios naturais em certos segmentos desta indústria. A neces-

sidade de intervir por parte das autoridades públicas também poderá surgir noutras actividades do sector eléctrico, consideradas mais propícias ao aparecimento da concorrência, como a produção de energia eléctrica. O facto desta actividade ser de capital intensivo, de se basear em processos tecnológicos estandardizados e do preço das suas matérias primas ser divulgado, conduz ao conhecimento por parte das empresas da função de produção dos seus concorrentes, favorecendo, por conseguinte, práticas anti-concorrenciais concertadas.

O Estado intervém de uma forma mais ou menos directa, consoante se verifique ou não abertura deste sector ao capital privado.

Nos últimos anos, em muitos países ocidentais, tem-se assistido a um afastamento do Estado do processo produtivo. Este processo acelerou-se na União Europeia, em 1999, com a entrada em vigor da directiva 96/92/CE. 1998 é, então, um ano charneira no sistema eléctrico europeu, por se observarem estruturas produtivas muito diferentes nos mercados eléctricos nacionais. Estas diferenças decorrem de vários factores, tais como o grau de concentração dos mercados, o grau de abertura destes (em termos potenciais e reais) e a intervenção do Estado.

No último capítulo do livro, pretendeu-se destacar as principais características dos mercados europeus de electricidade e analisar os seus efeitos em diferentes indicadores de desempenho das empresas, que se consideraram minimamente representativos da eficiência técnica e da eficiência na afectação dos recursos, de forma a ilustrar o referido ao longo deste trabalho no quadro do paradigma estruturalista. No entanto, o sector eléctrico tem características bastante peculiares. Assim, o grau de concentração do mercado, tão importante para este paradigma, não pode ser encarado da mesma forma do que noutros mercados, porque a estrutura monopolística é “natural” em vários segmentos desta indústria.

A presença regulatória do Estado é necessária no sector eléctrico para alcançar alguns dos

efeitos positivos possibilitados pelo processo concorrencial. Neste contexto, a análise dos resultados das empresas, consoante se enquadrem num mercado, mais ou menos aberto à concorrência sob a iniciativa do Estado, ou ainda, consoante este intervenha de forma mais ou menos directa no mercado, reveste-se de grande interesse.

Na análise empírica, que recorreu à análise factorial, não se conseguiu confirmar qualquer relação entre o grau de liberalização do mercado e os indicadores de desempenho das empresas. Conseguiu-se sim, destacar a existência de relação entre alguns indicadores de rentabilidade e as características do mercado. Esta relação vai para além da simples intervenção do Estado e da abertura do mercado, vistos numa óptica estática. O critério “Mercados Geográficos” reagrupou as empresas consoante as semelhanças organizacionais, políticas e sociais dos seus respectivos mercados. Este facto fornece à análise um carácter dinâmico ao agrupar empresas que partilham de uma multitude de condicionantes forjadas ao longo do tempo, como o comprova o facto das empresas dos grupos “Países de Leste” e “Nordpool” terem tido margens operacionais muito próximas. Estas empresas operam em ambientes económicos, sociais e políticos totalmente diferentes que, no quadro de um processo dinâmico, poderão provocar resultados muito semelhantes quando observados num determinado momento. As opções tecnológicas historicamente tomadas, as condicionantes sociais e políticas e a forma de abertura de mercados escolhida conjugam-se e interrelacionam-se.

Um estudo comparativo dos sectores eléctricos dinamarqueses e franceses desenvolvido por Constantine Hadjilambrinos<sup>3</sup> realça esta ideia. Este estudo foi realizado atendendo os desafios que se levantam, hoje em dia, aos diferentes sectores eléctricos e que resultam, por um lado da liberalização do mercado com o intuito de obter melhor eficiência económica, e, por outro lado, das condicionantes ambientais. Com base na comparação efectuada a estes

<sup>3</sup>Constantine Hadjilambrinos, “Understanding technology choice in electricity industries: a comparative study of France & Denmark”, Energy Policy, Elsevier Dec. 2000 p1111-1126

dois sectores, enquadrada em termos políticos, sociais e históricos, este autor sustenta que as diferentes opções tecnológicas assumidas pelas indústrias do sector eléctrico são influenciadas por factores socio-políticos. Assim, Constantine Hadjilambrinos argumenta que a opção pelo livre mercado também está condicionada por estes factores. Esta visão está muito próxima da de Coase, que sustenta que o Estado é um agente activo do processo concorrencial.

Não se pode deixar de referir que se comprovou a existência de uma forte relação entre a estrutura produtiva das empresas e os indicadores de produtividade, sem que se tenha, contudo, provado qualquer relação entre a estrutura produtiva das empresas e os indicadores de rendibilidade. Os resultados apresentados confirmam as fortes diferenças tecnológicas existentes entre os diferentes níveis de negócio, como também mostram que o Estado está demasiado presente neste sector, para que se possa falar em termos de exercício de poder de mercado, em áreas de negócio monopolistas, como o transporte e a distribuição de electricidade, já que este exercício estará demasiado dependente das opções políticas e económicas seguidas. Comprova-o o facto da problemática referente ao exercício do poder de mercado no sector eléctrico ter-se levantado ultimamente em alguns mercados mais desregulados, como o mercado californiano, conduzindo alguns autores a interrogarem-se sobre o papel da regulação nesta situação<sup>4</sup>.

J.D. Reitzes, R. L. Earle e Phillip Q Hanser afirmam : "If they do not exercise sufficient caution, regulation will remain a thing of the

future as well as the past"<sup>5</sup>. Eles mostram desta forma que os processos de liberalização dos mercados, cujas virtudes não são postas em causa, obrigam a que sejam acompanhados de um quadro regulatório maleável que permita a adaptação da regulação a um universo complexo e dinâmico e de difícil análise ex-ante.

A figura que se segue ilustra o referido, ao salientar a inter-relação existente entre a intervenção do Estado e as restantes variáveis às empresas.

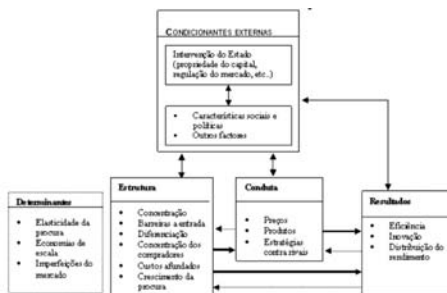


Figura 1 - Inter-relações entre a Estrutura, a Conduta e os Resultados - Visão completa

Sublinham-se de seguida as principais ilações, que de uma forma sintética podem ser retiradas do presente trabalho:

- + O exercício do poder de mercado tem importantes consequências na eficiência das economias;
- + As características dos mercados do sector eléctrico e a rendibilidade das empresas estão relacionadas;
- + As opções regulatórias deverão ser tomadas no quadro das condições tecnológicas, sociais e políticas dos mercados e deverão ser adaptáveis à dinâmica do mercado.

**Bibliografia**

[1] Abreu D., 1986, "External Equilibria of Oligopolistic Supergames", Journal of Economic Theory  
 [2] Ames, Iowa, 2000, C-12, C-14, 24-26  
 [3] Asch P., Seneca J.J., 1976, "Is Collusion Profitable?", Review of Economics and Statistics, Vol. LVIII, p. 1-12  
 [4] Baumol W.J., 1986, Blinder W.M., Scarth L'Économique Principes et Politiques, Micro-économie, éditions Études Vivantes Montréal  
 [5] Baumol W.J., Bradford D.F, 1970, "Optimal Departures from Marginal Cost Pricing", American Economic Review, LX, p265-283,  
 [6] Baumol W.J., Panzar, Willig, 1982, Contestable Markets ang the Theory of Industry Srutcture,

<sup>4</sup>Um artigo publicado por J.Grobman e J. Carey aponta de uma forma clara para a existência de uma inter-relação entre opções regulatórias e estrutura de mercado. Assim, com base num modelo dinâmico, este artigo demonstra que o price cap aplicado à produção terá a longo prazo efeitos negativos no investimento em produção de electricidade numa situação de maximização do bem estar e que numa situação de monopólio terá efeitos negativos ou positivos, consoante o nível de price cap adoptado'. J.Grobman, J. Carey, "Price caps and investment-long-run effects in the electric generation industry", Energy Policy 29 (2001) p545-552

New York: Harcourt Brace Jovanovich

[7] Baron D.P, Myerson R B July 1982, "Regulating a monopolist with unknown costs", *econometrica*, 50 (4), 911-930,

[8] Beesley M., Littlechild S., 1983, "Privatization. Principles, Problems and Priorities", Lloyds Bank Review, Pinter, London

[9] Bishop M. Green M., 1995 "Privatization and Recession - The Miracle Tested, Centre for the Study of Regulated Industries", london: Chartered Institute of Public Finance And accountancy

[10] Boiteux M., 1949, "La tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal", *Revue générale de l'électricité*, Section économique et financière, p321-340

[11] Boiteux M., 1951, "Le revenue distribuable et les pertes écomiques", *Econometrica*, p112-133, 19

[12] Bradley I, 1999, "Can Regulation Mimic Competition?", *The Utilities Journal* , Oxera press, p32-33

[13] Braeutigam R., Panzar J, 1983, "Effects of the change from rate-of-return to price-cap regulation", *American Economic Review*

[14] Cabral L., 1994, "Economia Industrial", Mc Graw Hill Portugal,

[15] Campos Guimarães R., 1997, "Estatística", McGraw-Hill De Portugal Lda, Lisboa,

[16] Caves R., Barton D., 1991, "Efficiency in U.S. Manufacturing Industries", The MIT Press – Cambridge,

[17] Caves R., 1992, *American Industry structure, conduct, performance*, Prentice-Hall 7<sup>a</sup> ed.

[18] Coase R.H., 1988, "The Firm, The Market, and The Law", The University of Chicago Press

[19] Comanor W.S., 1975, Smiley R H, "Monopoly & the Distribution of Wealth", *Quarterly Journal of Economic* 89, p177-194

[20] Costello K., Rose K., 1998, "Some Fundamental Questions on Market Power: No Easy Answers for State Utility Regulators", *Electricity Journal*, p71-79

[21] Cowling K., 1978, Mueller D., "The social costs of monopoly power", *Economic Journal* 88, p 727-48,

[22] Donald S., Sappington D., 1985, "Explaining the Choice Among Regulatory Plans in the U.S. Telecommunication Industry", *Journal of Economics and Management Strategy* (4) p 237-265,

[23] Dte, 1999, "Price cap regulation in the electricity sector", disponível online, 19 Julho,

[24] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, 1999, *Caracterização do Sector Eléctrico Portugal Continental*

[25] Escofier B; Pagès, J. 1992, "Análisis factoriales simples y multiples: objetivos, métodos e interpretación", Ed. Universidad Del Pais Vasco, Bilbao

[26] Farrell M.J., 1957, "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Association Series A (CXX)*, p253-281

[27] Finsinger J., Vogelsang I., 1979, "Regulatory adjustment process for optimal Pricing by Multi-product Monopoly Firms", *Bell Journal of economics* 10(1), p157-171

[28] Gaffard Jean-Luc, 1990, *Economie Industrielle et de L'Innovation*, Dalloz

[29] Galal A., Jones L., Tandon P., Vogelsang I., 1994, *Welfare consequences of selling public enterprise*, N.Y. Oxford University Press

[30] Gilbert, Vives, 1986, "Entry deterrence and the free rider problem", *Review of Economic Studies* 53: 71-83

[31] Green R., Rodriguez P. M., 1999, *Resetting price controls for privatized utilities, A manual for regulators*, EDI development studies, The World Bank

[32] Grobman J., Carey J., 2001, *Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry*, *Energy Policy* 29, p545-552

[33] Guimarães R.A., 1998, *Política Industrial e Tecnológica e Sistemas de Inovação*, Celta Editora,

.....  
<sup>5</sup>Assim J.D. Reitzes, R. L. Earle e Phillip Q Hanser, "Deregulation and Monitoring of Electric power Markets", *The Electricity Journal*, October 2000, p11-25

- [34] Hadjilambrinos C., 2000, *Understanding technology choice in electricity industries: a comparative study of France & Denmark*, Energy Policy, Elsevier p1111-1126
- [35] Harberger A. C., 1954, "Monopoly and Resource Allocation, American Economic" Review, p771-787,
- [36] Jamison M., 2000, "Methods of Incentive Regulation: using rate of return tools", Public Utility Research Center, University of Florida , International Training program on Utility Regulation & strategy
- [37] Joskow P.L., 1979, Klevorick A.K., "A Framework for Analysing Predatory Pricing Policy", Yale Law Journal 89, pp. 213-270
- [38] Joskow P.L., 1989, "Regulatory Failure, Regulatory Reform, and structural Change in the electrical Power industry", Bookings papers on economic Activity, p125-199
- [39] Joskow P.L., 2000, *Economic Regulation*, edited by Paul. L. Joskow, Elgar Reference Collection
- [40] Jovanovic A., 1982, "Selection and the Evolution of The Industry", *Econometrica*, (50), p649-670,
- [41] Kahn A. E. 1995, "The Economics of The Regulation, Principles and Institutions", 6<sup>a</sup> ed,
- [42] Kendrick J. W., 1961, "Productivity Trends in the United States", Princeton Univ. Press
- [43] Kendrick J.W., 1968, "Productivity Trends in the US Private Economy and in the Public Utilities", 1948-1966 Public Utility Valuation and the Rate Making Process Conference, Conference proceedings,
- [44] Klepper, Graddy, "1990, The Evolution of New Industries and The Determinates of Markets Structure", *Rand Journal of Economics*, vol. 21, (1), spring p27-44,
- [45] Kolbe A.L., Read A.J. Jr, Hall G.R., 1986, "The cost of capital", The Mit press Cambridge, Masschuset,
- [46] Kridel D., Sappington D., Weisman D., 1996, "The Effects of Incentive Regulation in the telecommunication Industry: A Survey" *Journal of Regulatory Economics* (22), p 271
- [47] Laffont J.J., Tirole J., 1986, "Using Costs Observation to Regulate Firms", *Journal of Political Economy*, 94, Part I, p614-641
- [48] Laffont J.J., Tirole J., 1996, "Creating Competition Through Interconnection: theory and Practice", *Journal of regulatory economics*, 10 83), p 227-256
- [49] Lancaster K., Lipsey R.G., 1956, *The General Theory of Second Best*, ver. Ec. STUDIES, XXIV: p11-32
- [50] Leibstein H., 1966, "Allocative efficiency vs. "X-efficiency"", *The American Economic Review*, p392-414
- [51] Makhholm J.M, Quinn M.J., Herrera AC., 2000, "Incentive Regulation Meets Electricity Transmission on a Grand Scale: FERC Order N° 2000 and PBR", *The Electricity Journal*, Elsevier Science,
- [52] Moen J., "How to Select the Proper Regulatory Framework publicado pelo regulador do sector eléctrico norueguês, NVE em 20/11/96
- [53] Morris D., 1999, "Future for Regulation?", *The Utilities Journal*, Oxera press, p28-29
- [54] OCDE, 1997, *The OECD Report on Regulatory Reform, Volume I: Sectorial studies.*
- [55] O'Neill R.P., 1999, "The Revolution in Us Enegy Regulation", *The Utilities Journal* , Oxera press, May p38-39
- [56] Peltzman S., Stigler G., 1993, *Contribution to the economic Analysis of Regulation*, *Journal of Political Economy*, 101 (5), 818-832,
- [57] Price C. P., 1999, "Efficiency and Productivity in Incentive Regulation of UK Utilities", 6th European Workshop on Efficiency and Productivity Analysis.
- [58] Rainelli M., 199, *Économie Industrielle*, 3 édition,
- [59] Ramsey F., 1927, "A contribution to the theory of Taxation", *The Economic Journal*
- [60] Reis E; 1997, *Estatística Descritiva Multivariada Aplicada*, Edições Sílabo, Lisboa Novembro

- [61] Reitzes J.D., Earle P. Q, Hanser R. L., 1997, “Deregulation and Monitoring of Electric power Markets”, *The Electricity Journal*, p11-25
- [62] Robinson B, 1999, “The Perils of Regulation?”, *The Utilities Journal*, Oxera press, p34-35
- [63] Samuelson P. A., 1988, *Economia*, 12ª Edição, McGraw-Hill de Portugal
- [64] Santos A, Gonçalves M, Marques M, 1991, *Direito económico*, Livraria Almedina Coimbra
- [65] Sappington D., 1980, “Strategic Firm Behavior under a Dynamic Regulatory Adjustment Process”, *Bell Journal of Economics*, 11 p360-372
- [66] Sappington D., 2000, “Issues in the Design and implementenion of Hybrids Systems”, Public Utility Research Center, University of Florida , International Training Program on Utility Regulation & strategy
- [67] Schleifer A., 1985, “A Theory of Yardstick Competition”, *Rand Journal of Economics*, 16, p 319-327,
- [68] Shepherd W.G., 1997, *The Economics of Industrial Organization*, 4ª edição, Prentice-Hall International, Inc,
- [69] Scherer F., 1980, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, second edition, Chicago Rand –Mc Nally,
- [70] Scherer F., D Ross, 1990, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, 3rd ed. Boston
- [71] Schumpeter J.A., 1942, *Capitalism, Socialism, and Democracy*, 3rd ed., New York: Harper
- [72] Smith A. , *Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, Vol. 1 The Glasgow Edition of the Works and Correspondance of Adam Smith, ed. R.H. Campbell and A S. Skinner, texto ed. W. B. Todd, Oxford
- [73] Stigler G., 1947, “The Kinky Oligopoly Demand Curve and Rigid Prices”, *Journal of Economics and Law*
- [74] Stigler G., 1971, “The Theory of economic Regulation”, *Bell Journal of economics*, vol. 2, p. 3-211]
- [75] Tirole J., 1988, “The Theory of Industrial Organization”, MIT press
- [76] Train K., 1991, “Optimal Regulation: the economic theory of natural monopoly”, MIT
- [77] Tribunal of New South Wales, 1999, “Independent pricing & regulatory, Efficiency & Benchmarking of NSW Electricity Distributors”
- [78] Vários, 1995, *Regulacion e Competencia en la Economia Española*, Ed. Civitas, 1ª ed.
- [79] Vickers J., Yarrow G., 1998, “Privatisation: an economic analysis”, MIT press, Cambridge Masasuchets
- [80] Viscusi W.K., Vernon J.E, Harrington J. E. Jr, 1995, “Economics of Regulation and Antitrust”, The MIT Press,
- [81] Willig C.R., 1979, “The theory of Networks Access Pricing In issues in public Utility Regulation”, H.M.
- [82] Winston C.M., *Economic Deregulation: Days of Reckoning for Microeconomics*, *journal of Economic Literature*, vol. XXXI, págs.1263-1289



# **COMPETITION AND MARKET POWER IN EUROPE: WARNINGS FROM THE ELECTRICITY AND GAS MARKETS**



**Maria Isabel Soares Vitor Marques**

.....  
Este artigo foi apresentado na 3ª conferência "European Congress Economics and Management of Energy in Industry",  
realizada no Estoril em Abril de 2004





## Abstract

*The main purpose of this paper is to discuss the consistency and the viability of the competition-based models for electricity and natural gas promoted by the European institutions and by national governments. Both the improvement effects and the performance levels of new electricity and gas markets are still not clear, regardless all the regulatory changes in the last years. This is particularly true for the electricity market and quite worrying for natural gas, the fastest growing fuel source in European Union. As far as electricity is concerned the European internal market is neither unified nor uniform, seven years after the adoption of Directive 96/92. On the other hand, the Gas Directive 98/30/CE has been also allowing new opportunities to corporate strategies. In fact, we are now dealing with a particularly complex horizontal and vertical re-integration wave which demands a dynamic and integrated regulatory framework at least for the two entwined energy markets. The authors present modeling propositions and issues, as well as data analysis that help to understand business and institutional strategies in the European oligopolistic energy market.*

*Palavras-chave – electricity, gas, competition, regulation, strategy*

## 1. Introduction

The aim of this paper is to provide an analysis of the consistency and viability of the European liberalisation model. Our methodology consists in a presentation of the results of research carried out and published in the last

five years and to discuss it.

While the electricity market has been a widely discussed subject since the early 90's presenting a rich evidence of real problems concerning the functioning of competitive models, the gas market has just started a period of actual change. New markets and new players are emerging from power producers or from large consumers as new buyers to traders and multi-energy suppliers. In fact, since the 98/30 Directive in 1998, successive European Directives and structural changes have been affecting company strategies and performances.

Europe is strongly dependent of n.g. imports, most of them from distant, politically unstable countries. This may have been the most important explanation for State-members being so reluctant to liberalise their n.g. markets. Doing that, would mean a decrease of their bargaining capacity in long-term contracts and eventually an increase of risk. Then, 98/30 Directive intended to be just a compromise on minimal rules, neither uniform nor precise, namely in which concerns non-discriminatory access to pipe-lines and the opening of (final consumption) market. The United Kingdom being clearly apart, this framework explains the present diversity of industrial organisation and competitive rules for network and storage access, balancing rules and opening stage. However, either for major and mature n.g. markets or for younger ones, both markets have something in common: most of their future growth will be linked to electricity generation.

The growth potential of n.g. use in electricity production has strongly increased in the

last years due to environmental policies and to the deregulation of electricity markets. Gas units are less capital intensive, more flexible and suitable to decentralised production and co-generation, which becomes an important strategic tool to multi-energy companies.

However, in our mind, a credible opening of national markets to foreign competitors is the most effective way (if not the only) to endow national regulatory bodies with real power over the cluster of oligopolistic energy companies, namely electricity firms. As a matter of fact, the Electricity European Market is neither unified nor uniform, after all these years!

Electricity and n.g. markets are not only closely connected but together, they present a huge challenge to regulatory bodies, due to their impact on some core questions, such as: sustainability, services of general economic interest, foreign policy and environment.

The liberal conception of free access to the market and the competition freedom also have led to the adoption of economic regulation policies which are intended to moderate offensive competition practices without changing the core principles of liberal capitalism. Competition policies fall essentially upon prevention, impediment or persuasion concerning deviation from free competition, instead of directly promoting it. The core reason behind this seems obvious: the efficient impediment of deviations turns to be dissuasive enough, then stimulating competition.

The existence of different policy goals leads to the desaggregation of competition policy into different levels with potential anti-competitive effects: for instance, restrictive and cartelising practices. All these positions are either close to monopoly or oligopoly dominating the market, or mergers and acquisitions, which have a negative impact on market competition.

However, policy goals cannot be dissociated from other issues: net well-being, consumer protection, and other economic agents. We are talking about current practices of using competition policy as a tool to achieve non-

competitive goals. So, competition may have several meanings, each one translating a relationship between economic actors competing among them, often having conflicting interests. This also means interests and strategic rivalries at different levels, depending on the market structure and upon the goods/services own features.

## 2. Regional Markets: A Stage or a Barrier to full Integration?

The role played by energy (namely electricity) regional markets must be taken seriously. These regional markets are based upon/partly explained by: poor interconnections between State-members and the adoption of common regulatory rules in some regions, like the Nordic Market and the Iberian Market (MIBEL) starting this year.

However, a delicate question is becoming increasingly important<sup>3</sup>: at this stage of the process, what kind of barrier to the creation of an effective internal market, may these regional markets become?

At a first glance, this question may seem paradoxical. However, corporate strategies and national economic interests are two very important issues that must not be ignored when network industries are analysed.

Let us start with the E.C. 2<sup>nd</sup> Benchmarking Report, which considers certain problems as serious constraints to the implementation of the electricity and n.g. internal markets.

This scenario becoming even more complicated when we extend the analysis to the EC candidate countries. Table 1 presents quantitative and qualitative data concerning the implementation of Electricity and N.G. Directives by State-members and by Candidate Countries.

<sup>3</sup> See:

- Soares, M.I. and A. Faiña (2003): "Liberalisation and Public Service: Credible Liberalisation in the European Electricity Markets", EUNIP 2003 Conference Proceedings, Edit. Univ. Porto.

- Soares, M.I. (2003): "The Iberian Electricity Market: Towards a Common Market", in J.M. Glachant and D. Finon Edit.: Competition in European Electricity

TABLE 1

	Electricity						Gas					
	Market opening	size of open market TWh	eligibility threshold	100% in/ly	unbundling transmission	Network access	Market opening	size of open market bcm	eligibility threshold	100% in/ly	unbundling transmission	Network access
Austria	100%	52	-	2001	Legal	Reg	100%	17.0	-	2003	Legal	Reg
Belgium <sup>7</sup>	52%	40	1/10 GWh	2003/7	Legal	Reg	59%	8.5	5 mcm	2003/6	Legal	Reg
Denmark	100%	32	-	2003	Legal	Reg	35%	1.7	25 mcm	2004	Legal	Reg
Finland	100%	75	-	1997	Ownership	Reg	Derogation <sup>8</sup>					
France	30%	131	7 GWh	2007	Management	Reg	20%	17.5	25 mcm	2007	Accounts	Reg
Germany	100%	483	-	1999	Legal <sup>9</sup>	Neg	100%	77.0	-	2000	Accounts	Neg
Greece	34%	15	1 KV	2007	Legal/Mgmt	Reg	Derogation					
Ireland	56%	8	0.1 GWh	2005	Legal/Mgmt	Reg	82%	3.0	2 mcm	2005	Management	Reg
Italy	70%	191	0.1 GWh	2007	Own/Reg	Legal	100%	62.1	-	2003	Legal	Reg
Luxembourg	57%	3	20 GWh	2007	Management	Reg	72%	0.5	15 mcm	2007	Accounts	Reg
Netherlands	63%	62	3*80 A	2003	Ownership	Reg	60%	22.3	1 mcm	2003	Management	Hybrid
Portugal	45%	17	1 KV	2004	Legal	Reg	Derogation					
Spain	100%	188	-	2003	Ownership	Reg	100%	12.9	-	2003	Ownership <sup>10</sup>	Reg
Sweden	100%	129	-	1998	Ownership	Reg	47%	0.4	35 mcm	2006	Accounts	Reg
UK	100% <sup>11</sup>	330	-	1998	Ownership	Reg	100%	93.8	-	1998	Ownership	Reg
<b>Candidate Countries</b>												
Estonia	10%	1	40 GWh		Management	Reg	80%	0.7	"industry"		Accounts	Reg
Latvia	11%	1	40 GWh		Legal	Reg	0%	0.0	-		Accounts	Neg
Lithuania	26%	1	20 GWh		Legal	Reg	80%	2.1	15 mcm		Accounts	Reg
Poland <sup>12</sup>	51%	71	10 GWh		Legal	Reg	34%	4.1	25 mcm		None	Reg
Czech R	30%	20	40 GWh		Legal	Reg	0%	0.0	-		Accounts	Hybrid
Slovakia	41%	11	40 GWh		Legal	Reg	33%	2.5	25 mcm		Accounts	Reg <sup>13</sup>
Hungary	30-35%	13	6.5 GWh		Accounts	Reg	0%	0.0	-		Management	Reg
Slovenia	64%	7	41 KV		Legal	Reg	50%	0.5	25 mcm		Accounts	Neg
Romania	33%	15	40 GWh		Legal	Reg	25%	4.0	5 mcm		Legal	Reg
Bulgaria <sup>14</sup>	15%	6	100 GWh		Accounts	Reg	73%	2.3	80 mcm		Accounts	Reg
Turkey	23%	23	9 GWh		Legal	Reg	80%	12.4	1 mcm		Accounts	Reg
Cyprus	-	0			Management	Reg						
Malta	-	0			Derogation	S. Buyer						

Measures adopted by State-members and Candidate Countries to implement Electricity and Gas Directives.

In short, among the E.C. Members, the most problematic barriers to competition seem to be the following:

i) Different rates of market opening which reduce competition benefits and allows competition distortion.

ii) Disparities in access tariffs between operators explained by insufficient unbundling and inefficient regulation.

iii) The high level of market power of some production companies (incumbents). In some cases, there is only a company dominating the market either at national and European level: it is the case of Portugal, France, Greece and Ireland.

iv) Generally speaking, insufficient interconnection infrastructure remains a very impor-

tant barrier to market integration.

Beyond recent liberalisation developments, significant differences between national gas industries reflect specific features of regulatory culture, the legacy of previous structures, the contribution of gas resources and the level of market maturity. The variety of situations in Europe explain specificities of competition on national gas markets, which is conditioned by the presence of vertically integrated incumbents and the accessibility to wholesale and retail markets for national and foreign producers, suppliers and traders<sup>4</sup>).

Then, transeuropean Networks for Electricity and N.G. are priority measures to be implemented and supported by European Union in order to achieve the Energy Internal Market.

<sup>4</sup>Finon, Dominique (2001): "European Gas Markets: Nascent Competition in Diversity of Models", Reform Group, WP, July

However, two issues must be seriously evaluated in such a scenario:

- First, the existence of a large company – EDF –which would still have a market share close to 1/5 of the European electricity market! This fact turns to be preoccupying also by its relationship with problems connected to firm dominant position and acquisitions policy in a period of restructuring.

- Notwithstanding, the integration of national markets is generally associated to a decrease of large companies market share!

In order to have an insight of questions involved, Section 3 will assume a more systematic approach to present a short analysis of companies' performance in the European economic and institutional framework. We have taken the example of the electricity industry.

### 3. European Union Regulatory Trends

As far as the new European norms are concerned, 2003 was prolific: Directive 2003/54/EC, concerning the internal market for electricity, and Directive 2003/55/EC, concerning the internal market for natural gas replaced Directives 96/92/EC and 98/30/EC, respectively. Moreover, the European Parliament and the Council issued Regulation n.º 1228/2003 on the conditions for access to the network for electricity cross-border exchanges.

Directive 2003/54/EC provides that Member-states shall open their electricity market to all non-household customer until the 1st July 2004 and from the 1st July 2007, all customers shall be considered as eligible customers. It also stipulates that Member-states shall ensure the implementation of a system for third party access (TPA) to the transmission and distribution systems based on published tariffs or methodologies underlying their calculation. These tariffs must be approved by a regulatory authority. Regulatory authorities shall be independent of the electricity industry interests. These authorities are responsible for ensuring non-discriminatory effective competition, as well as the efficient functioning of the

market, monitoring the allocation of interconnection and the level of both transparency and competition. However, the Directive allows Member-states to limit regulatory authorities' autonomy by submitting their proposals for tariffs and methodologies to a relevant body, which may approve or reject it.

The Directive 2003/54/EC is completed by the Regulation n.º 1228/2003. This regulation establishes rules for charging access to network, namely:

- Producers and consumers may be charged for access to network, providing an efficient horizontal signal;

- Charges applied by network operators for network access shall be transparent;

- Charges shall not be related to distance.

This Regulation also allows for new interconnectors to be exempted from requirements set for the third party access to transmission and distribution system, as long as the investment enhances competition in the electricity sector.

The electricity market liberalisation aimed by Directive 2003/54/EC does not mean the complete withdrawal of the Regulatory State from the European electrical markets. On the contrary. This Directive repeatedly refers to the obligation of public service and compels Member-states to ensure that all household customers and small enterprises "... enjoy universal service, that is, the right to be supplied with electricity of a specific quality... at reasonable (...) and transparent prices". However, this Directive<sup>5</sup>) also emphasizes the fact that Member-states shall ensure the monitoring of security of supply issues. This task can be delegate to the regulatory authorities by the Member-states.

Such as its electricity market counterpart, the Directive 2003/55/EC provides that Member-states shall open their natural gas market to all non-household customer until 1st July 2004, and from 1st July 2007, all customers shall be considered as eligible customers. The

<sup>5</sup>Recall that the Directive was published in a period when electrical systems demonstrated some instability, unusual in the European context.

Directive establishes other rules that guarantee the opening of the market, namely:

- ♦ Natural gas utilities shall keep separate accounts for each of their transmission, distribution, liquefied natural gas (LNG) and storage activities.

- ♦ Member-states shall implement a framework for third party access to the transmission and distribution system and LNG facilities.

- ♦ Member-states shall designate regulatory authorities independently of the natural gas industry own interests. Regulatory authorities in the natural gas market have a similar role to that of their electricity sector counterparts. Like in the 2003/54/EC Directive, Member-states can limit regulatory authorities' autonomy.

However, the n.g. Directive embodies various guidelines which limit the opening of the market, when compared to Directive 2003/54/EC. Generally speaking, situations (or concepts?) such as "isolated or emergency market" allow Member-states to derogate from opening the market.

The 2003/55/EC Directive, however, enables derogations in some other situations, namely:

- ♦ Whenever it exists take-or-pay commitments.

- ♦ Public service obligation could be hindered.

- ♦ And new significant interconnection investments are carried out (like in the Directive 2003/54/EC).

In short, there is room for a lot of business and political movements.

Notwithstanding the economic efficiency gains from the European energy liberalisation process, actually we are facing a new challenge. Important supply disruptions caused serious troubles in the European electricity system, mainly in Italy and Northern Europe countries. Frequently, liberalisation has been accused of being directly or indirectly responsible for this problem, since the market would not be able to assure reliability without a centralised structure. The current trend of merg-

ers and vertical reintegration of many utilities stands as an argument for opposers to the liberalisation process.

Another perspective is that the problem may be not the liberalisation, per se. On the contrary, the problem is related to the fact that sometimes liberalisation is not founded on the current organisational and technical procedures. For instance, it seems that incentives must be mainly given for investment on generation capacity, namely in peak load reserve. However, this is not the real issue, since interconnection with another system is clearly a substitute to generation in a particular system, namely in the internal energy market context. As a result, Transmission System Operators have a major role to promote investment in transmission capacity as well as to establish rules to prevent incidents. These missions should not be implemented without co-ordination among TSOs and should be done under a regulatory framework. Therefore, the independence of the TSOs and the regulatory authorities of all market agents remain crucial.

Late 10th December 2003, the Commission proposed a legislative package trying to conciliate these points of view. This proposed Directive mainly aimed to guarantee security of supply. Besides the promotion of energy efficiency policies to constrain growth in demand, the proposed Directive requires Member-states to assume a proactive attitude on insuring investment in new transmission and on promoting construction of new generation facilities.

A major role is given to TSOs, which have to submit a multi annual investment strategy to national regulators. The co-operation between TSOs is also recommended. However, countries such as Germany, Netherlands and United Kingdom are adverse to the implementation of this proposed Directive, arguing that it would slowdown the market liberalisation.

Once more, European partners seem divided upon the functioning of an essential infrastructure.

**4. The Importance of the Technical, Social and Political Features: an overview**

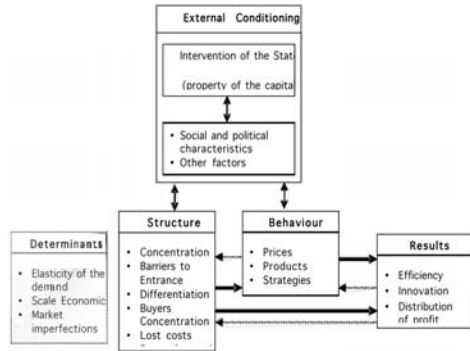
Having in mind the structuralist paradigm, it is particularly pertinent to analyse the effect of the European electric power markets main features in the companies' performance.

According to an empirical analysis<sup>6</sup> carried out for European companies in the electric power sector (using 1998 data), it was not possible to confirm any relationship between the degree of market liberalization and the usual indicators of the companies performance. In fact, what was achieved, concerned the existence of a relationship between some profit indicators and the organizational, political and social characteristics of the market. This goes beyond the simple intervention of the State and the opening of the market, seen through a static perspective. This fact gave the analysis a dynamic character by grouping companies that share a multitude of conditionings forged through time. It is attested by the fact that those companies operating in totally different economic, social and political environment have shown quite similar economic results when observed at a given moment. Technological options, social and political conditions and the chosen way to open markets were founded to be conjugated and interrelated. A comparative study of the Danish and French electric power sectors developed by Constantine Hadjilambrinos<sup>7</sup>, emphasizes this idea. Based on a comparison that was carried out for these two sectors, the author sustains that the technological choices taken by the industries of the electric power sector were influenced by socio-political factors. Thus, Constantine Hadjilambrinos argues that the option for the open market is also conditioned by such factors. This perspective is very close to that of Coase<sup>8</sup> who sustains that the State is an active agent of the competitive process.

We cannot forget to refer that the empirical analysis proved the existence of a strong link between the productive structure of the companies and the productivity indicators,

however, without any relation between the companies' production structure and the profits indicators. The results presented confirm the strong technological differences between the different levels of business, as they also show that the State was still too much present (either directly or indirectly) in this sector. Meanwhile, problems referring to the exercise of market power in the electricity sector have been raised in some more deregulated markets, like California, leading some authors to question themselves about the regulation role in this kind of situation<sup>9</sup>).

Figure 1 highlights the importance of the external conditions for the behaviour and performance of firms.



Source: Marques, V. (2003).

Figura 1 - Interrelations between the Structure, the Behaviour and the Results.

**5. The Strategic Dimension: A Dynamic Analysis at European Level**

Since deregulation, we would not expect the dynamic path to show a functional adaptation in the framework of a larger trade exposure. However, at first sight, the European experience seems to be rather contradictory. Let us see why.

On a static basis, the European market presents few specialists, both sectorally and functionally, which can be eventually explained by some of the following factors: imperfect markets, transaction costs, production costs, learning synergies, strategic positioning.

Since deregulation, the European dynamics

<sup>6</sup>Vitor Marques (2002): "Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede", Dissertação Mestrado, ISEG, UTL.

<sup>7</sup>Constantine Hadjilambrinos, "Compreensão da opção tecnológica nas indústrias eléctricas: estudo comparativo da França e da Dinamarca", Política Energética, Elsevier Daz, 2000, p. 1111-1126.

<sup>8</sup>Coase, R.H. (1988): "The Firm, the Market, and the Law", University of Chicago Press.

can be taken as a contradiction, as two opposed movements can be observed: while companies have been moving towards verticalisation, others have de-verticalised. However, a certain pattern seems to emerge :

- ♦ Companies like Nat Power, Electrabel, Hidrocarbónico, Eon, Atel, Birka and NESAs (these two belonging to the Nordic market), which are de-verticalising, typically start from highly integrating positions. Moreover, de-verticalisation is often combined with diversification, which may reflect selling out of vertical assets (to move horizontally), either forced by competition regulation or by commercial reasons.

- ♦ Other verticalised companies – Enron, Hafslund, Syse – have moved from low to medium levels (of verticalisation), while others have moved from medium to high levels of verticalisation (Union Fenosa, GDF/Distrigas, Wintershall, Scottish Power, Fortum).

From the point of view of diversification, the process dynamics shows two contradictory movements: while there are examples of extensive vertical integration without much change in horizontal positioning (Hafslund and Enron, for instance), others – like Scottish Power – have moved from medium & high horizontal towards a monosectoral position. And, there are also companies which combine vertical integration with diversification.

The two contradictory movements can be understood as signs of strategic movements towards some middle ground in vertical integration, for different reasons: either by functional reasons – costs, production synergies, market power – or as a reaction to regulatory intervention (or just transitory tendencies).

Even so, it is possible to recognise companies which have shown little movements in any one of the above directions, such as British Gas and British Energy.

Anyway, global conclusions on (electricity and gas) company strategies have to be extremely cautious. There are considerable differences between industries, both in struc-

ture and performance. This is a consequence of inherent dissimilarities in configurational strategies and in commercial effects of a given strategy between sectors.

An independent (from the findings quoted before) research work carried out for the period 1996-2001 at European level, concerning the structure and performance of energy industry, through the correlation of size, diversification, horizontal integration, internationalisation and assets with:

- ♦ Return on Assets (ROA);
- ♦ Return on Wquity (ROE);
- ♦ R/C (Returns/Costs);
- ♦ Labour Productivity;
- ♦ Price Earning Ratio (PER);

allowed us to confirm highly varying effects of structural variables on performance across industry, while size and internationalisation correlate highly positively with PER for gas/oil in a static perspective, a dynamic analysis shows a quite different scenario.

For the European electricity industry, vertical integration matters both in absolute and relative terms: there is a moderate correlation with ROA, ROE and PER, in absolute values, and in relative value terms, the correlation becomes stronger with ROE while T/C and labour productivity turn negative. Then, vertical integration seems to increase profitability but negative labour productivity for the period under analysis. Also in relative terms, size has only effects through assets and not turnover. This variable positively affects static efficiency (R/C) but not PER. Diversification/horizontal integration seems to have a small impact: in a static analysis, there is a negative effect on labour productivity. However, when we dynamise our approach, this effect disappears. Size always becomes a critical variable when we study firm performance: in this case, its impact can only be seen through assets, affecting positively static efficiency, but neither turnover nor PER!

Gas industry appears to be much more difficult to analyse. We have found highly different

♦ J. Grobman and J. Carey (2001) point out, in a clear way, the existence of an interrelation between regulation options and the structure of the market. Thus, based on a dynamic model, this article demonstrates that the price cap applied to the production will have in the long run, negative effects relating to the investment in electric power production in a situation of maximization of the well-being, and that in a situation of monopoly, it will have either negative or positive effects, depending on the "level of price cap adopted". J. Grobman, J. Carey, "Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry", Energy Policy 29, 2001, p. 545-552.



effects of structural variables on performance across this industry. Furthermore, industry is going through a very complex change and restructuring process, which rises quite a lot of problems in the correct interpretation of empirical data. This is the fundamental reason why we prefer, for the moment, not to present further results.

## 6. Conclusions

Then, what kind of conclusions can we take from what we have been seeing? We are forced to recognise that both industries are just engaging in a very complex strategy when the trend has clearly become the strengthening of the structural and financial links.

First of all, applied research points out that in a first stage, industry matters: European electricity and gas industries differ significantly in their distribution on structural variables. Gas industry is mainly concentrated in the vertically integrated specialist space. Electricity, on the other hand, is considerably more spread out along both dimensions. We also find broader energy engagements and conglomerates. Large differences between the two industries in terms of size and internationalisation are also evident: gas industry is considerably larger than electricity; there is a more significant correlation between size and internationalisation in gas; finally, electricity companies are primarily expansive along the international dimension and gas companies are primarily expansive in size.

However, business reasons, gas-fired/generation units and synergies justify the coming together of electricity and gas firms. We shall see if opposite effects in each industry will level out at the general level. And also, if diversifica-

tion may be a way for electricity companies to improve performance.

Recent dynamics<sup>13</sup> of (the European) energy sector has enabled us to recognise that (beyond European Directives):

- German firms move towards further conglomeratisation and de-verticalisation.
- Benelux firms mainly deverticalise with moderate diversification.
- Nordic firms also deverticalise, but also specialise in some way.
- Swiss firms verticalise.
- UK (and US) firms also verticalise. As far as profitability is concerned, a large variation can be observed: from the high profitability of Swiss and even UK firms to the remaining cases. Finally, which arguments could we present in favour of a “de facto” vertically integrated multisectoral company? Mainly three:

- Production Cost Assumptions, which mean that extensive synergies from co-production both in vertically integrated systems within sectors and from horizontal integration across sectors.

- Transaction Cost Assumptions, which can be translated by high transaction cost in coupling different economic functions vertically, both within sectoral value-chains and across energy sectors.

- Capability and Learning Assumptions, which means that competencies and learning needs may be enhanced by both vertical and horizontal integration.

The above arguments seem evident from empirical findings presented above, although differences in national and regional institutions generate dissimilar structures and operations of both firms and markets.

## REFERENCES

- [1] Coase, R.H., 1988: “The Firm, the Market, and the Law”, University of Chicago Press.
- [2] Constantine Hadjilambros, 2000, “Compreensão da opção tecnológica nas indústrias eléctricas: estudo comparativo da França e da Dinamarca”, *Política Energética*, Elsevier Daz, p. 1111-1126.
- [3] Ferreira P, M.I. Soares and M. Araújo, 2003: “A Strategic Analysis of the National Gas Market in Portugal”, in *Proceedings of the XIII Jornadas Hispano-Lusas de Gestão-Científica*, Edit. Univ. de Santiago de Compostela;

- [4] Ferreira, P. and M.I. Soares, 2003: "A VAR Analysis of Energy Prices in a Liberalised Market", in *New Challenges for Energy Decision Markets*, IAEE;
- [5] Finon, Dominique, 2001: "European Gas Markets: Nascent Competition in Diversity of Models", Reform Group, WP, July.
- [6] J. Grobman, J. Carey, 2001, "Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry", *Energy Policy* 29, p. 545-552.
- [7] J.D. Reitzes, R.L. Earle and Philip Q. Hanser, 2000: "Deregulation and monitoring of electric power markets", *The Electricity Journal*, October, p. 11-25.
- [8] Marques, V., 2003: "Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede", Col. Temas de Economia, Edit. GEPE/Ministério da Economia
- [9] Middtun, A., A.R. Micola and T. Omland, 2001: "The General Strategic Organisation Argument: Empirical Findings", Reform Group, Presentation on Energy Business Strategies, July.
- [10] Middtun, A., A.R. Micola and T. Omland, 2001, "Reform group working paper", Nationality, Structure or Industry.
- [11] J.D. Reitzes, R.L. Earle and Philip Q. Hanser, 2000: "Deregulation and monitoring of electric power markets", *The Electricity Journal*, October, p. 11-25.
- [12] Soares, M.I., 2003: "The Iberian Electricity Market: Towards a Common Market?", in J.M. Glachant and D. Finon (Edit.): *Competition in European Electricity Markets – across-country Comparison*, Edward Elgar, UK, p. 327-350;
- [13] Soares, M.I. and E. Fernandes, 2001: "Liberalisation and Environment: First Research Data for the Portuguese Electricity Sector", Proceedings of the International Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment", Edit. University of Porto.
- [14] Soares, M.I. and A. Faiña, 2003: "Liberalisation and Public Service: Credible Liberalisation in the European Electricity Markets", EUNIP 2003 Conference Proceedings, Edit. Univ. Porto.
- [15] Soares, M.I., 2003: "The Iberian Electricity Market: Towards a Common Market", in J.M. Glachant and D. Finon Edit.: *Competition in European Electricity Markets – A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar, U.K., p. 327-350.
- [16] Soares, M.I., 2003: "Concorrência, Poder de Mercado e Benchmarking no Mercado Europeu de Energia", TOTAL ENERGY'2003, Edit. IIRR.

<sup>10</sup> J.D. Reitzes, R.L. Earle and Philip Q. Hanser (2000): "Deregulation and monitoring of electric power markets", *The Electricity Journal*, October, p. 11-25

<sup>11</sup> C. See:

- Soares, M.I. and E. Fernandes (2001): "Liberalisation and Environment: First Research Data for the Portuguese Electricity Sector", Proceedings of the International Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment, Ed. Univ. Porto.

- Soares, M.I. (2003): "Concorrência, Poder de Mercado e Benchmarking no Mercado Europeu de Energia", TOTAL ENERGY'2003, Edit. IIRR.

- Soares, M.I. and A. Middtun (2000): "Business Strategies in the Iberian Peninsula", Reform Group Working Paper, Salzburg Seminar: Energy Markets on the Making – Strategies for the New Millennium, Salzburg.

- Middtun, A., A.R. Micola and T. Omland (2001): "The General Strategic Organisation Argument: Empirical Findings", Reform Group, Presentation on Energy Business Strategies, July.

<sup>12</sup> C. Middtun, A., A.R. Micola and T. Omland (2001): "The General Strategic Organisation Argument: Empirical Findings", Reform Group, Presentation on Energy Business Strategies, July.

<sup>13</sup> See:

- Middtun, A., A.R. Micola and T. Omland, "Reform group working paper", Nationality, Structure or Industry, 2001.

- Thus, J.D. Reitzes, R.L. Earle and Philip Q. Hanser (2000): "Deregulation and monitoring of electric power markets", *The Electricity Journal*, October, p. 11-25.



# **BEHAVIOUR PATTERNS AND THE ELECTRICITY MARKET DESIGN: EVIDENCE FROM THE SPANISH DAILY MARKET**



**Adelino Fortunato    Maria Isabel Soares    Vítor Marques**

.....  
Este artigo foi apresentado na 33ª conferência anual da EARIE (European Association for Research in Industrial Economics) em Agosto de 2006 em Amsterdão, Países Baixos, e na 29ª conferência anual da IAEE (International Association for Energy Economics) em Junho de 2006 em Potsdam, Alemanha



## Abstract

*The main purpose of this paper is to analyse the behaviour of major Spanish electricity companies, Endesa and Iberdrola, in the Spanish electricity daily market between May and September 2004. In this short period Iberdrola (and Gas natural) had accused Endesa of engaging on anti-competitive conduct. Endesa would had taken advantage of CTCs (Costes de Transición a la Competencia) in order to offer in the daily market lower prices that would be expected, considering fuel market prices. CTCs are compensation for stranded costs, which occurred after Spanish electricity market liberalization in 1998. The traditional analyses based upon dynamical models around Nash equilibrium can not be carried on in the present case: accurate costs electricity generation data are almost impossible to obtain in Spain, obstructing the determination of the activity profit level. Therefore, we opted to analyse Endesa's and Iberdrola's behaviour changes, studying the correlation between hourly marginal prices with*

*the amount of energy supplied by hour, by technology and by company as well as with fuel prices and "hydrological factors".*

Palavras-chave – Spanish daily market, anti-competitive conduct, panel data, marginal price, electricity, technology, fuel price.

### 1. Overview

#### The Framework

Out of four main companies in the fast-growing Spanish electricity market, Endesa and Iberdrola control 80% of the generation and distribution assets. The wholesale market

has been the stage for frequent price wars, most of which unrelated to cost shifts thus being explained by strategic considerations. Recently, the projected Gas Natural/Endesa merger has called the attention to the complicate, biased performance of the Spanish market and how important may be the analysis of certain market events/periods in order to find eventual behaviour patterns. Taking the events of Summer 2004 when Iberdrola claimed that Endesa was leading anti-competitive practices in the daily market, benefiting from market design, the authors' aim was to analyse if any particular behaviour pattern carried by Iberdrola and Endesa could be found. This pattern should highlight the effects of the wholesale market design on agents' behaviour.

#### The Spanish wholesale market

The Spanish wholesale market was created in 1998. OMEL is the operator of the market. This market is divided into a daily market and an intra-daily market. Those markets are uniform-priced since the energy sold there by generators should be paid at the system marginal price. In the daily market, the producers submit for the next day, in an hourly base, bids of quantities of electricity at a minimum price and the buyers (distributors, traders and eligible consumers) submit hourly bids of power demand at a maximum price. Based on these bids, OMEL builds the hourly purchase and sale electricity curves. Each hour market price (called of sys-

tem marginal price) results from the crossing of these curves, that is, of the matching between the purchase and sale bids. However, its bid would only be accepted if the price submitted by the generator is equal or lesser than the system marginal price. In the intra-daily market, the final adjustments are made on the current day, in order to adjust the supply and the demand. The daily market is the main market: more than 90% of the electricity is traded in the daily market. The final price of the power sold comes mainly from the daily market, which represents from 70 to 80% of this price, being the remaining amounts proceeded from the capacity payment of the intraday market and from the operation of the system.

After the creation of the wholesale market, Spanish generators lost the warranty they had on the payment of their investments, which was allowed by former legal frame. In order to recover those stranded costs, it was established a transitory regime, Costes de Transición a la Competencia, CTC, that allows the companies, which own power stations, to receive a compensation on the loss of revenues. Endesa benefits more from CTC than any other company.

#### The Issues

Then, the Spanish electricity market is an oligopoly rather concentrated, almost a duopoly, with some exogenous mechanisms (mainly subsidies) such as the CTC, which can modify the expected competitive behaviours.

The fact that the Spanish electricity market is nearly a duopoly may induce to market power practising. Under a short term point of view, the market power can be measured by the Lerner index:  $L = \frac{(P - cmg)}{P}$ . This analysis is conducted through static economical models.

However, strategies that restrict the competition can be developed in the medium or long term. For example, dumping strategies are expressed on the market prices reducing under the marginal costs, at the aim of increasing entry barriers and, a posteriori, raising the prices

once more, over the marginal costs. The more concentrated the market is, the more possibilities will anti-competitive strategies (dealt between the different agents) have to appear and then, naturally, turning tacit collusions up. The economical dynamic models allow to analyse such situations. It's known that even before a Bertrand's type game, which results in the competitive equilibrium when there's only one move, in the case of having an indeterminate number of moves, i.e, in the case of a super game, this game will turn into a tacit collusion. Being so, there is an indeterminate number of equilibrium solutions, which can either comprise a market price either a monopoly price. These strategies are named trigger strategies, since a little change by any agent at the starter strategy triggers the end of the tacit collusion. Thus, the quasi-duopoly that exists in Spain may propitiate stable collusions. However, social and political factors that characterize the Spanish business world make difficult the stability of a collusion which involves the participation of two companies having so distinctive beginnings as Endesa and Iberdrola. Fabra and Toro (2004) showed through data referring to 1998 that collusion periods in the Spanish market of electricity might appear after price wars and vice-versa. Nevertheless, these authors make their analysis on a basis of a whole of simplifying assumptions, which may adulterate the conclusions, namely the assumptions related to the production costs and to the related chosen period, when in Spain there weren't combined cycle natural gas units yet.

Hence, the quasi-duopoly that exists in Spain may propitiate stable collusions. However, some social and political factors which characterize the Spanish market, besides other features such as the CTC, may change expectable behaviours.

CTCs allow the companies owners of power generation that were comprised by MLE in 31/12/97, to receive a partial compensation on the loss of revenues during a 10 year-old maximum period (up to 31/12/2007). The CTCs

are composed by two portions: one concerning the technological compensations (technological CTCs), other concerning compensations for the units groups which use Spanish coal. The technological compensations are the main portion and are calculated based on the costs of production of each power-station, for the annual medium time of exploration for technology. It is pointed out that these cost determination results of negotiations between the companies and the Spanish government, whose economical rational is not very clear. The technological compensations are calculated through the difference between those standardized costs and the reference market price, 36 €/MWh.

The impact of CTC in the profit function is obvious. When the power station,  $i$ , is previous to 1997, the profit function  $\pi_i$  corresponds to:

$$F(\pi_i) = P_{fe} Q_i - C_{i(Q_i)} Q_i + CTC_{ai} \quad (1)$$

Where  $CTC_{ai}$  is the compensation due to CTC, each year,  $C_i(Q_i)$  is the average unit costs and  $Q_i$  the quantity sold.

$$CTC_{ai} \equiv (CTC_{i36} + 36 - P_{fe}) Q_i \quad (2)$$

Where  $CTC_{i36}$  is the unitary compensation for electricity sold by the power station,  $i$ , at a market price of 36 €/MWh.

This way,

$$F(\pi_i) = P_{fe} Q_i - C_i(Q_i) Q_i + (CTC_{i36} + 36 - P_{fe}) Q_i \quad (3);$$

and

$$F(\pi_i) = (CTC_{i36} + 36 - C_i(Q_i)) Q_i \quad (4)$$

Thus, the profit function of power stations previous to 1997 doesn't vary directly with the market price.

The same doesn't happen to any power station,  $i$ , posterior to 1997, whose profit level depends on the sale prices, besides depending on the quantities sold and on its ability to decrease its costs:

$$F(\pi_i) = (P_{fe} - C_{i(Q_i)}) Q_i \quad (4)$$

It matters to set off that Iberdrola has got more units in this situation than Endesa, namely since 2004.

## 2. Methods

The way the issues were handle

One could ask which economic model would

be the most appropriate in order to evaluate the behaviour of the major producers in the Spanish wholesale power markets. Many economic models applied in the electricity market analysis are based on simple price strategies, taken from Bertrand and, above all, on quantity strategy, taken from Cournot. It is well-known that Bertrand's is not the most suitable model for the electricity sector, since the inelastic demand allows that the capacity to supply electricity, namely, in demand peaks, become the key variable, leading the role of prices to a second place as strategic variable. This allows that the capacity to supply electricity, namely in demand peaks, becomes the key variable, relegating the price to a second place as strategic variable (it is not necessary to have the lowest prices to supply all possible energy). Cournot model is, therefore, generally preferred, explaining the market power in some electricity market such as in the former England & Wales market case (Wollack and Patrick, (1996)); however this approach is somehow reductive, since it focuses only on a strategic variable and, in addition, it is a static approach. For example, it is equally valid to analyse the economic agents' strategies in the electricity markets bearing in mind Bertrand's model with capacity constraints. In this case, the markets are analyzed based on Bertrand's model but to different production levels (or in other optics by cost levels).

Some authors prefer more complex models conjoining price and quantity strategies, as in the case of the Supply Curve Function (Green and Newberry (1992)). However, these are static models that apply directly or indirectly something empirically expected: whenever the demand (for supply shortage) is inelastic we come across a Cournot-type situation; when the demand is elastic (for supply superabundance of electricity) we come across a Bertrand-type situation. The static models prevail over the dynamic models; this prevalence doesn't happen only for the purpose of simplification. For many authors, the electricity markets are



simultaneous games, not sequential ones.

As strategies cannot be summed up to a simple auction in a power market, hence we sustain that the dynamic models are the best choice. In this way, one cannot consider power market just like a game where players make simultaneous moves, since every intervenient may know the strategies followed by its competitors in certain situations, creating, or not, a behavioural pattern. It is also known that company strategy largely depends on the price, as well as on the amounts supplied. Other factors, however, such as learning, seasonality, planned practices should also be taken into consideration by those models.

In the context of this work, the application of dynamic models to define anti-competitive behaviour is rather complex. Many authors tried to calculate the marginal cost direct or indirectly (Green (1994), Sweeting (2004) and Wolfram (1999) for Britain; and Fabra and Toro (2004), for Spain) to highlight undue mark-ups. However, production costs in the Spanish electricity market are not accurately known by outside players, due to the traditional lack of information about Spanish producer costs and other factors, such as the subsidies for Spanish coal consumption. We have chosen, therefore, to identify the behavioural patterns of the two main agents in the Spanish electricity daily market, Endesa and Iberdrola, by the light of expected competitive behaviour in a uniform price market. Ciarreta and Espinosa (2004) have chosen a similar approach for the same market, comparing the behaviours of the two main Spanish generators with the behaviours of smaller generators. For this purpose, they assume that Iberdrola's and Endesa's bids can be compared to those made by the smaller competitors. Then, for the same technologies they compare the bids of the two larger generators with the smaller ones. However, Ciarreta and Espinosa didn't take into account the technical restrictions, such as proceeding from hydrologicals factors, that restrain the units operation freedom. This

is mostly the case of Iberdrola's, whose hydro units stand for more than 1/3 of its overall installed capacity (more than 50% until 2002).

Thus, this work chooses to point out possible market power, indirectly, through the two main generators behaviour analysis, Endesa and Iberdrola, by the light of expected behaviour in a uniform-price market.<sup>3</sup> Quantities supplied by the power stations depend on the price bid, so price and quantities strategies are mixed and some conclusions about behavioural pattern can be inferred through the analysis of the quantities supplied.

The equations that proceed synthesize the operation of the Spanish wholesale daily market, in the supply side, assuming that the demand is an external variable<sup>4</sup>.

$$\begin{cases} P_{fe} = F(Q) \\ Q_s - Q_d = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\frac{dP_s}{dQ_{(Q=Q_s)}} \geq 0 \quad (6)$$

$$Q_s = \sum_{i=1}^{i=F_c} Q_i \quad (7)$$

$$P(Q_i) \geq P(Q_{i-1}) \quad (8)$$

The market clearing price (or system marginal price),  $P_{fe}$ , is a function of the volume, which results from the crossing of demand matched quantities curve,  $Q_d$  and supplied matched quantities curve,  $Q_s$  (equation 5). The supply curve prices,  $P_s$ , rises with the amounts bid (equation 6). The supply curve results from the sum of each producer (units, or external agent) power bid, matched,  $Q_p$ , ordered in a growing way with the price bid by each agent.

Introducing a time factor, to turn the model into a dynamic one, the supplied amount function  $Q_{it}$ , matched in the daily market by the hour  $t$ , for the producer  $i$ , is determined as follows:

$$Q_{it} = F(P_{it}, S_{it}, K_{it}, \epsilon_{it}) \quad (9)$$

Where  $P_{it}$  is the bid price by the hour  $t$ ,  $S_{it}$  is the residual demand facing firm  $i$  by the

<sup>3</sup> Price bid are also unknown.

<sup>4</sup> Nevertheless, we are conscious that those companies are vertically integrated and they can, in theory, coordinate their supply and demand side strategies.

<sup>5</sup> However, we assume that in a uniform price market this strategy would be difficult to achieve.

<sup>6</sup> This specification underlies the inter-relation between price and quantities matched.

hour  $t$ , considering the amounts supplied by its competitors,  $K_{it}$  is the capacity imposed by the hour  $t$ , and  $\varepsilon_{it}$  is a random variable including the strategies of the producer. The residual demand can be expressed as follows:

$$\begin{cases} S_{ti} = \sum_{j \neq i} Q_{tj} \\ S_{ti} = Q_{ts} - Q_{ti} \end{cases} \quad (10)$$

Where  $Q_{tj}$  is the quantity supplied and matched in hour  $t$  by the power station  $j \neq i$  and  $Q_{ts}$  is the overall quantities supplied per hour  $t$  by the market.

Since the amount supplied by the power station,  $fe$ , with the highest price bid matched,  $Q_{tfe}$ , defines the market clearing price and  $Q_{ts}$  includes  $Q_{tfe}$ ; inequality (8) can be rewrite as follows:

$$P_t(Q_{ts}) = P_t(Q_{tfe}) \geq P_t(Q_{ti \neq fe}) \quad (11)$$

Where  $P_{t(Q_{ts})}$  is the market clearing price proceeding from the crossing of demand matched quantities curve,  $Q_d$ , and supplied matched quantities curve,  $Q_s$ ;  $P_{t(Q_{tfe})}$  is the price bid by power station  $fe$ ; and  $P_{t(Q_{ti \neq fe})}$  are the prices bid per hour  $t$  by the remaining power stations,  $i \neq fe$ , whose quantities bid were matched,  $Q_{ti \neq fe}$ .  $P_{t(Q_{ts})}$  is a convex function.

By an other side, relation (6) can be expressed as follows:

$$\begin{cases} \frac{dP_{tfe}}{dQ_{t(Q_t=Q_{ts})}} \geq 0 \\ \frac{dP_{tfe}}{dQ_{t(Q_s=Q_{tfe})}} \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

Thus, hourly clearing prices,  $P_{tfe}$ , rise with the overall energy supplied,  $Q_{ts}(P_{tfe})$ , besides rising with the quantities supplied by the power station,  $fe$ , with the highest price bid,  $Q_{tfe}(P_{tfe})$ , which defines the market clearing price. As prices bid depend, among other factors, on the cost production and those depend on the quantities produced,  $Q_{ts}$ ,  $Q_{tfe}$ ,  $Q_{ti \neq fe}$  can be expressed as follows:  $Q_{ts}(P_{tfe})$ ;  $Q_{tfe}(P_{tfe})$ ;  $Q_{ti \neq fe}(P_{ti \neq fe})$ . In an economic point of view, because of the simultaneity between the dependent and the independent variable, we can

affirm that some endogeneity<sup>6</sup> should exist between market clearing price,  $P_{tfe}$ , and the overall amount supplied in the market,  $Q_{ts}(P_{tfe})$ , as well as between the market clearing price and the quantity supplied by the power station with the highest price bid,  $Q_{tfe}(P_{tfe})$ . The simultaneity between the dependent and the independent variables is one of the reasons for endogeneity occurrence. The other reasons are:

- The functional relationship between the explained and explanatory variables is misspecified in the model.
- An important factor that is correlated to the independent variable is omitted.
- There's measurements error in an explanatory variable.
- It's a dynamic model involving expectations.

Assuming that the model is well defined and there's no measurement error,  $Q_{tfe}(P_{ti \neq fe})$  will not be endogenous, unless there's expectation about the system marginal price.

The confirmation of these assumptions ensures that agents behave as it will be expected in an uniform price market. Any expectations of the system marginal price, whenever the producers submit their bids, break the uniform price market assumptions, namely that prices bid reflect producers marginal costs.

Therefore, Endesa's and Iberdrola's behaviours are indirectly analysed, by studying the correlation between the system marginal price (market clearing price) and the amount of energy supplied every hour by company and by technology, as well as by considering other external factors, such as the price of the fuels and the hydrological factors, which can also influence system marginal prices. The econometric study is completed with an Endogeneity analysis, which highlights possible bias in the results and detects some unexpected variable dependency. Those analyses serve to compare what occurred, with what would be expectable in a competitive market.

<sup>6</sup> The independent and the dependent variables of an econometric model are endogenous, when they don't vary "autonomously", i.e., when the disturbance of the model and the dependent variables are correlated:

$$E(u|x_1, x_2, \dots, x_k)$$

Endesa's and Iberdrola's behaviour is analysed, during Spring and Summer time, between 2001 and 2004, by studying the correlation between the system marginal price and the amount of energy supplied every hour by company and by technology, (every Wednesday from May to September the "dry season") as well as by considering other external factors, such as the price of the fuels and the hydrological factors, which can influence the system marginal price. The data was grouped into three time-of-day periods:

- Peak hours (11h-14h ; 18h-21h).
- Half-peak hours (08h-10h; 15h-17h; 22h-23h).
- Off-peak hours (00h-07h).

Thus, 672 observations were obtained for each period. Besides gathering the data by time-of-day periods, time factor effects are highlighted through the introduction of dummies variables for each year. The model used is defined as follows:

$$P_{tfe} = \beta_s Q_{ts} + \sum_k \beta_{Ek} QE_{tk} + \sum_k \beta_{Ik} QI_{tk} + \beta_{oil} C_{tmoil} + \beta_{coal} C_{(m-3)coal} + \beta_H H_t + \sum_{i=2001}^{i=2004} \beta_D D_i$$

The main independent variables correspond to the amounts bid and matched by technology,  $k$ , per hour, in MWh, contained by groups whose main shareholder<sup>7</sup> is Endesa or Iberdrola (fuel-oil/gas units, combined cycle natural gas units, steam coal units, nuclear units, hydro units):  $QE_{tk}$  and  $QI_{tk}$ . Dummies variables were introduced in order to point out the impact of each year on the system marginal price:  $D_i$ . Besides, these independent variables, the following external independent variables were included in the daily market: the monthly average oil price ( $C_{tmoil}$ ), the average coal prices ( $C_{(m-3)coal}$ ) and the hydrological affluences ( $H_t$ ). Finally, the model includes the overall amount hourly matched,  $Q_{ts}$ . It matters to emphasize that the analysis of the variables correlation has been made previously and no correlation between independent variables has

been found. Because of the multicollinearity, which occurred when the four dummy variables are in the same model, two models have been developed. One model contains the 2001's dummy variable and the remaining variables except for the 2003's dummy variable; the other model contains the 2003's dummy variable and the remaining variables except for 2001's dummy variable.

First of all, the endogeneity between the independent variables, including amounts supplied by technologies, and the system marginal price, is tested. The endogeneity bias was eliminated through the method of instrumental variables. Instrumental variables have been chosen, bearing in mind that they have to be correlated to the endogeneous variables, but can't be correlated to the residuals.

When autocorrelation disturbance was detected, it has been used an autoregressive error model with the instrumental variable methodology.

Less significant variables are withdrawn from the initial model in order to select a model, which better explains prices evolution, being composed by significant variables. During this selection process and for instrumental variables determination, Sargan's statistic (asymptotically distributed as  $\chi^2$ ) is used, as a general test of misspecification of the models and the instrumental variables.

So, for each time-of-day period, the models are chosen, through the following steps:

1. It was used a linear regression model through the ordinary least square method, with all the dependent variables.
2. The endogeneity of all the independent variables has been tested, through the Wu-Hausman statistic.
3. Endogeneity problem is removed, through the method of instrumental variables.
4. Functional form<sup>8</sup>, heteroscedasticity and residual autocorrelation were tested.
5. Whenever there's residual autocorrelation, instrumental variable method with autoregressive errors model is used.

<sup>7</sup> The Spanish nuclear power stations have generally got more than one owner.

<sup>8</sup> This average price is 3 months lagged

<sup>9</sup> Data's characteristics compel to assume a linear function and prevent to assume a log function. This could also raise some functional form misspecification

6. Sargan's statistic is used as a general test of misspecification of the models and the instrumental variables.

7. Variable are withdrawn from the initial model, whenever  $t$ 's statistic are closed to 0.

8. Fourth to seventh steps have been repeated, in order to select the final model.

**3. Off-Peak Hours Results**

Endogeneity Analysis

Table I presents the endogeneity analysis results (tested through the Wu-Hausman's statistic). The dependent variables that are probably endogenous are marked in orange colour, at the 10,0% level of significance<sup>10</sup>. Endogenous variables are: the total quantities supplied ( $QT_t$ ), which also represent the demand; quantities supplied by Endesa's fuel-oil ( $QE_{tfuel}$ ) and coal units ( $QE_{tcoal}$ ); the hydrological affluences ( $H_t$ ); 2002's and 2004's dummy variables ( $D_{t2002}$  and  $D_{t2004}$ ). The fact that total quantities supplied and quantities supplied by Endesa's fuel-oil, which are peak load units, are endogenous variables is due to the expectable simultaneity between those variables and the system marginal prices. Quantities supplied by Endesa's coal units, which are base load units, is an endogenous variable probably due to expectation about the system marginal prices, breaking the uniform price market assumptions.

Model Chosen

The instrumental variables used to remove the endogeneity problem are:

- + Hourly quantities supplied by Endesa's fuel-oil and coal units with a 23, 24 and 25 hours lag.
- + Total quantities supplied with a 23, 24 and 25 hours lag.
- + Hydrological affluences with a 36 hours lag.
- + 2002's and 2004's dummy variables with a 36 hours lag.

Table II shows the models' main statistics

2002's and 2004's dummy variables and the hydrological affluences, which are exogenous variables to the wholesale market, are endogeneous variables probably due to the omission of any factor that is correlated to those variables.

TABLE I

Regressor residual	T-Ratio [Prob]
Residual $QT_t$	-4,823[0,000]
Residual $QE_{tgn}$	0,359[0,720]
Residual $QI_{tgn}$	-0,00766[0,994]
Residual $QE_{tfuel}$	-2,481[0,013]
Residual $QI_{tfuel}$	0,512[0,609]
Residual $QE_{tcoal}$	2,499[0,013]
Residual $QI_{tcoal}$	1,168[0,243]
Residual $QE_{tmuclear}$	0,545[0,586]
Residual $QI_{tmuclear}$	1,390[0,165]
Residual $QE_{thydro}$	0,0340[0,973]
Residual $QI_{thydro}$	-1,469[0,142]
Residual $H_t$	-5,423[0,000]
Residual $C_{tmoil}$	-0,243[0,808]
Residual $C_{t(m-3)coal}$	-1,560[0,119]
Residual $D_{t2001}$	-0,977[0,329]
Residual $D_{t2002}$ with 2001	3.1513[0,002]
Residual $D_{t2002}$ with 2003	-2,403[0,017]
Residual $D_{t2003}$	0,536[0,592]
Residual $D_{t2004}$ with 2001	-3.5951[0,000]
Residual $D_{t2004}$ with 2003	1,785[0,075]

Endogeneity analysis - Off-peak hours

and the tests performed<sup>11</sup>.  $GR^2$  is the equivalent of  $R^2$  for the methodology of the instrumental variables.  $GR^2$  is equal to 0,41. At 5% level of significance, there's presence of heteroscedasticity and there's no presence of residual autocorrelation. The model and instrumental variables are well specified, taking into account the Sargan's statistic, which has a very high p value: 0,994. However, there's no variable which is significant at 5% level of significance, as shown in Table III.

<sup>10</sup> For the purpose of decreasing typo II error  
<sup>11</sup> The results are the same for two initial models

TABLE II

GR <sup>2</sup>	0.41
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	2,236 [0,994]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	7,289 [0,007]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	2,356 [0,125]

Main statistics - Initial models - Off-peak hours

TABLE III

Regressors	Coefficients	Standart errors	T-ratios
C with 2001	-8.370	18.834	-0,444 [0,657]
C with 2003	-11.651	22.618	-0,515 [0,607]
QT <sub>t</sub>	0.000531	0.000448	1,186 [0,236]
QE <sub>ign</sub>	0.00108	0.00272	0,398 [0,691]
QI <sub>ign</sub>	-0.0019	0.00201	-0,9 [0,346]
QE <sub>fuel</sub>	0.000326	0.00159	0,154 [0,877]
QI <sub>fuel</sub>	-0.00162	0.000912	-1,020 [0,308]
QE <sub>local</sub>	0.000083	0.00127	0,0913 [0,927]
QI <sub>local</sub>	-0.001149	0.0127	-0,907 [0,365]
QE <sub>nuclear</sub>	-0.000245	0.00127	-0,193 [0,847]
QI <sub>nuclear</sub>	-0.0024	0.0023	-1,046 [0,296]
QE <sub>hydro</sub>	-0.000432	0.000618	-0,700 [0,484]
QI <sub>hydro</sub>	0.000131	0.000687	-0,191 [0,848]
Hydro <sub>m</sub>	-2.3448	3.3315	-0,704 [0,482]
C <sub>imail</sub>	0.18422	0.473	0,389 [0,697]
C <sub>(m-3)coal</sub>	0.20367	0.136	1,50 [0,134]
D <sub>t2001</sub>	-3.2803	4.94	-0,664 [0,507]
D <sub>t2002 with 2001</sub>	-0.016025	3.315	-0,048 [0,961]
D <sub>t2002 with 2003</sub>	3.12	2.5346	1,231 [0,219]
D <sub>t2003</sub>	3.2803	4.94	0,664 [0,507]
D <sub>t2004 with 2001</sub>	-6.579	6.122	-1,0747 [0,283]
D <sub>t2004 with 2003</sub>	-3.2994	1.753	-1,8820 [0,06]

Initial models - Off-peak hours

Table IV presents the final model that has been selected for off-peak hours. At 1% level of significance, the variables which explain the system marginal price evolution at off-peak hours are: total quantities supplied (QT<sub>t</sub>); coal prices (C<sub>t(m-3)coal</sub>); 2002's dummy variable (D<sub>t2002</sub>); 2004's dummy variable (D<sub>t2004</sub>), which is negatively correlated to the system marginal price. Although the variable, quantities supplied by Iberdrola's nuclear units (QI<sub>nuclear</sub>) is not statistically significant, it belongs to the model for specification purpose.

TABLE IV

	Coefficient	Standart error	T-ratio
Constant	-4,922	4,012	-1,2270 [0,220]
QT <sub>t</sub>	0,000457	0,0000529	8,654 [0,000]
QI <sub>nuclear</sub>	-0,00250	0,00215	-1,165 [0,245]
C <sub>(m-3)coal</sub>	0,124	0,0339	3,641 [0,000]
D <sub>t2002</sub>	1,718	0,614	2,801 [0,005]
D <sub>t2004</sub>	-2,476	0,262	-9,452 [0,000]

Chosen model - Off-peak hours

Table V shows the main statistics and the tests performed of the chosen model. GR2 is equal to 0,38. At 5% level of significance, there's no presence of heteroscedasticity, neither of residual autocorrelation. The model and instrumental variables are well specified, taking into account the Sargan's statistic, which has a high p value: 0,888.

TABLE V

GR <sup>2</sup>	0.38
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	1,706 [0,888]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	0,112 [0,737]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	1,547 [0,214]

Chosen model - Off-peak hours

Thus, for off-peak hour periods, the main results are:

- There aren't quantities supplied by any kind of unit which significantly explain the system marginal prices evolution.
- Overall amounts supplied are positively correlated to the clearing prices.
- Monthly coal prices, 3 months lagged, are positively correlated to the clearing prices.
- System marginal prices have presented a different evolution in the years of 2002 and of 2004.
- The majority of units supplies aren't endogenous variables.

#### 4. Half-Peak Hours Results

##### Endogeneity Analysis

Table VI presents the endogeneity analysis results (tested through the Wu-Hausman's statistic). All the variable are endogenous, at the 10,0% level of significance<sup>12</sup>, except for: the total quantities supplied ( $QT_t$ ); quantities supplied by Iberdrola's combined cycle natural gas units, and nuclear units ( $QI_{ign}$  and  $QI_{nuclear}$ ); coal's prices ( $Ct(m-3)_{coal}$ ); 2001's and 2003's dummy variables ( $Dt2001$  and  $Dt2003$ ). The fact that quantities supplied by peak load units (fuel-oil and combined cycle natural gas units) are endogenous variables is due to the expectable simultaneity between those variables and the system marginal prices. The quantities supplied by base load units are endogenous variables, probably due to expectation about the system marginal prices, breaking the uniform price market assumptions. It has to be highlighted that all quantities supplies by Endesa's unit are endogenous variables.

2002's and 2004's dummy variables ( $Dt2002$  and  $Dt2004$ ), the hydrological affluences ( $Ht$ ) and coal prices ( $Ct(m-3)_{coal}$ ), which are exogenous variables to the wholesale market, are endogenous variables probably due to the omission of any factor that is correlated to those variables.

##### Model Chosen

The instrumental variables used to remove the endogeneity problem are:

- Hourly quantities supplied by Endesa's fuel-oil, combined cycle natural gas, coal, nuclear and hydro units with a 1, 24 and 25 hours lag.
- Hourly quantities supplied by Iberdrola's fuel-oil, coal and hydro units with a 1, 24 and 25 hours lag.
- Hydrological affluences with a 36 hours lag.
- Monthly average oil prices with a 36 hours lag.

TABLE VI

Regressor residual	T-Ratio [Prob]
Residual $QT_t$	1,342[0,180]
Residual $QE_{tgn}$	-5,148[0,000]
Residual $QI_{tgn}$	-1,104[0,270]
Residual $QE_{tfuel}$	-7,130[0,000]
Residual $QI_{tfuel}$	5,675[0,000]
Residual $QE_{tcoal}$	2,108[0,035]
Residual $QI_{tcoal}$	2,119[0,034]
Residual $QE_{tnuclear}$	3,453[0,001]
Residual $QI_{tnuclear}$	0,128[0,898]
Residual $QE_{thydro}$	-2,944[0,003]
Residual $QI_{thydro}$	4,186[0,000]
Residual $Hydro_m$	-1,684[0,093]
Residual $C_{tmoil}$	0,5402[0,589]
Residual $C_{t(m-3)_{coal}}$	-2,262[0,024]
Residual $D_{t2001}$	-0,161[0,872]
Residual $D_{t2002 \text{ with } 2001}$	-4,553[0,000]
Residual $D_{t2002 \text{ with } 2003}$	-2,294[0,022]
Residual $D_{t2003}$	1,627[0,104]
Residual $D_{t2004 \text{ with } 2001}$	2,509[0,012]
Residual $D_{t2004 \text{ with } 2003}$	3,084[0,002]

Endogeneity analysis – Half-peak hours

- 2002's and 2004's dummy variables with a 36 hour lag.

Table VII shows the models' main statistics and the tests performed<sup>13</sup>.  $GR^2$  is equal to 0,67, which indicate an overall good fit of the model. At 1% level of significance, there's no presence of heteroscedasticity and there's presence of residual autocorrelation. The model or the instrumental variables isn't well specified, taking into account the Sargan's statistic, which has 0 p value.

12 For the purpose of decreasing typo II error  
 13 The results are the same for two initial models

TABLE VII

GR <sup>2</sup>	0,67
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	56,11 [0,000]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	0,00023 [0,988]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	194,47 [0,000]

Main statistics - Initial models - Off-peak hours

Although, some variable are significant at 2% level of significance, as shown in Table VIII (QT<sub>t</sub>, Q<sub>Etfuel</sub>, Q<sub>Etcoal</sub>, Q<sub>Etnuclear</sub>, Q<sub>Ithydro</sub>, C<sub>tmoil</sub> and D<sub>t2004</sub>), Sargan's statistic oblige to change the models.

TABLE VIII

Regressors	Coefficients	Standart errors	T-ratios
C with 2001	-4.88	1.976	-2.468[0.014]
C with 2003	-5.122	2.499	-2.0499[0.041]
QT <sub>t</sub>	0.000274	0.000955	2.8668 [0,004]
QE <sub>ign</sub>	0.000337	0.000287	1.173[0.241]
Q <sub>I<sub>ign</sub></sub>	0.00000397	0.000144	0.0275[0.978]
QE <sub>I<sub>fuel</sub></sub>	0.000876	0.000149	5.890[0.000]
Q <sub>I<sub>fuel</sub></sub>	0.000238	0.000211	1.1295[0.259]
QE <sub>I<sub>coal</sub></sub>	-0.000286	0.000122	-2.346[0.019]
Q <sub>I<sub>coal</sub></sub>	-0.0000683	0.000292	-0.234[0.815]
QE <sub>I<sub>nuclear</sub></sub>	-0.000632	0.000209	-3.032[0.003]
Q <sub>I<sub>nuclear</sub></sub>	-0.000285	0.000406	-0.7019[0.483]
QE <sub>I<sub>hydro</sub></sub>	0.000205	0.000173	1.187[0.236]
Q <sub>I<sub>hydro</sub></sub>	-0.000244	0.0000882	-2.7636[0.006]
Hydro <sub>m</sub>	0.338	0.4867	0.695[0.487]
Coal	0.117	0.0416	2.813[0.005]
C <sub>t(m-3)coal</sub>	0.0807	0.487	0.695[0.487]
D <sub>t2001</sub>	-0.245	0.705	-0.348[0.728]
D <sub>t2002 with 2001</sub>	0.597	0.436	1.370[0.171]
D <sub>t2002 with 2003</sub>	0.842	0.383	2.200[0.028]
D <sub>t2003</sub>	0.245	0.705	0.348[0.728]
D <sub>t2004 with 2001</sub>	-3.398	0.927	-3.667[0.000]
D <sub>t2004 with 2003</sub>	-3.153	0.317	-9.95[0.000]

Initial models - Off-peak hours

Table IX shows the main statistics and the tests performed of the chosen model. GR<sup>2</sup> is still high, being equal to 0,50. At 1% level of significance, there's presence of residual autocorrelation and no presence of heteroscedasticity. It's the reason why variable method with autoregressive errors model has been used. Table VIII present the parameters of the autoregressive error specification. Table VIII also present the Sargan's statistic of this model, with a p value very close to 1: 0,996.

TABLE IX

GR <sup>2</sup>	0,50
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	0.921[0,996]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	0,599[0,528]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	271,989[0,000]
Parameters of the Autoregressive Error Specification	U= -0,578*U <sub>(t-1)</sub> + 0,594*U <sub>(t-2)</sub> +E

Main statistics - Initial models - Off-peak hours

Table X presents the final model that has been selected for half-peak hours. At 0,5% level of significance, the variables which explain the system marginal price evolution at off-peak hours are: total quantities supplied (QT<sub>t</sub>); quantities supplied by Endesa's fuel-oil units (QE<sub>I<sub>fuel</sub></sub>), which are positively correlated to system marginal prices; quantities supplied by Endesa's coal and nuclear units (QE<sub>I<sub>coal</sub></sub>, QE<sub>I<sub>nuclear</sub></sub>), which are negatively correlated to system marginal prices, quantities supplied by Iberdrola's hydro units (Q<sub>I<sub>hydro</sub></sub>); monthly average coal prices (C<sub>t(m-3)coal</sub>); 2002's dummy variable (D<sub>t2002</sub>); 2004's dummy variable (D<sub>t2004</sub>), which is negatively correlated to the system marginal price.

TABLE X

	Coefficient	Standart error	T-ratio
C	-3,069	0,987	-3,110[0,002]
QT <sub>t</sub>	0,000324	0,0000301	10,771[0,000]
QE <sub>I<sub>fuel</sub></sub>	0,000775	0,000114	6,791[0,000]
QE <sub>I<sub>coal</sub></sub>	-0,000372	0,0000793	-4,694[0,000]
QE <sub>I<sub>nuclear</sub></sub>	-0,000791	0,0000885	-8,929[0,000]
Q <sub>I<sub>hydro</sub></sub>	-0,000238	0,0000426	-5,595[0,000]
C <sub>t(m-3)coal</sub>	0,0986	0,00865	11,402[0,000]
D <sub>t2002</sub>	0,749	0,106	7,082[0,000]
D <sub>t2004</sub>	-3,058	0,228	-13,413[0,000]

Chosen model - Half-peak hours

Thus, for half-peak hour periods, the main results are:

- Quantities supplied by Endesa's fuel-oil units explain the rises of the system marginal prices.
- Quantities supplied by Iberdrola's hydro units and by Endesa's coal and nuclear units are negatively correlated to the system mar-

ginal prices, explaining the decreases of the system marginal prices .

- Overall amounts supplied are positively correlated to the clearing prices.
- Monthly coal prices, 3 months lagged, are positively correlated to the clearing prices.
- System marginal prices have presented a different evolution in the years of 2002 and of 2004.
- Except for quantities supplied by nuclear and combine cycle natural gas Iberdrola’s units, any variable related to quantities supplied is an endogenous variables.

**5. Peak Hours Results**

Endogeneity Analysis

Table XI presents the endogeneity analysis results. All the variable are endogenous, at the 10,0% level of significance<sup>14</sup>, except for: the total quantities supplied ( $QT_t$ ); quantities supplied by Iberdrola’s nuclear units ( $QI_{tnuclear}$ ); quantities supplied by Endesa’s coal and nuclear units ( $QE_{tcoal}$  and  $QI_{tcoal}$ ); hydrological affluences ( $H_t$ ); 2001’s and 2003’s dummy variables ( $D_{t2001}$  and  $D_{t2003}$ )<sup>15</sup>. The fact that quantities supplied by peak load units (fuel-oil and combined cycle natural gas units) are endogenous variables is due to the expectable simultaneity between those variables and the system marginal prices. Quantities supplied by Endesa’ coal units ( $QE_{tcoal}$ ) is the only variable related to a base load unit, which is endogenous.

Model Chosen

The instrumental variables used to remove the endogeneity problem are:

- Hourly quantities supplied by Endesa’s fuel-oil, combined cycle natural gas, and hydro units with a 23, 24 and 25 hours lag.
- Hourly quantities supplied by Iberdrola’s fuel-oil, combined cycle natural gas, coal and hydro units with a 23, 24 and 25 hours lag.
- Hydrological affluences with a 36 hours lag.

2002’s and 2004’s dummy variables ( $D_{t2002}$  and  $D_{t2004}$ ), the hydrological affluences ( $H_t$ ), coal and fuel-oil prices ( $C_{t(m-3)coal}$  and  $C_{tmoil}$ ), which are exogenous variables to the wholesale market, are endogenous variables probably due to the omission of any factor that is correlated to those variables.

TABLE XI

Regressor residual	T-Ratio [Prob]
Residual $QT_t$	1,630[0,104]
Residual $QE_{tgn}$	-4,309[0,000]
Residual $QI_{tgn}$	-2,291[0,022]
Residual $QE_{tfuel}$	-11,534[0,000]
Residual $QI_{tfuel}$	7,590[0,000]
Residual $QE_{tcoal}$	0,00691[0,994]
Residual $QI_{tcoal}$	4,309[0,000]
Residual $QE_{tnuclear}$	0,799[0,425]
Residual $QI_{tnuclear}$	-0,256[0,798]
Residual $QE_{thydro}$	-4,258[0,000]
Residual $QI_{thydro}$	6,652[0,000]
Residual $H_t$	0,656[0,512]
Residual $C_{tmoil}$	4,486[0,000]
Residual $C_{t(m-3)coal}$	-3,050[0,002]
Residual $D_{t2001}$	0,687[0,492]
Residual $D_{t2002}$ with 2001	-4,697[0,000]
Residual $D_{t2002}$ with 2003	-3,643[0,000]
Residual $D_{t2003}$	0,545[0,586]
Residual $D_{t2004}$ with 2001	0,968[0,333]
Residual $D_{t2004}$ with 2003	2,570[0,010]

Endogeneity analysis – Peak hours

- Monthly average oil and coal prices with a 36 hours lag.
- 2002’s and 2004’s dummy variables with a 36 hour lag.

Table XII shows the models’ main statistics and the tests performed<sup>16</sup>.  $GR^2$  is equal to 0,37. At 1% level of significance, there’s no presence of heteroscedasticity and there’s presence of residual autocorrelation. The model or the instrumental variables is reasonably well speci-

.....  
<sup>14</sup> For the purpose of decreasing typo II error  
<sup>15</sup> 2004’s dummy variable is endogenous only in one model, that one with 2001’s dummy variable.  
<sup>16</sup> The results are the same for two initial models



fied, taking into account the Sargan's statistic, which has 0,72 p value.

TABLE XII

GR <sup>2</sup>	0,34
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	9,697 [0,718]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	0,291 [0,589]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	33,440 [0,000]

Main statistics - Initial models - Peak hours

Few variables are significant at 2% level of significance, as shown in Table XIII ( $Q_{t,hydro}$ ,  $C_{t,(m-3)coal}$ ) and Sargan's statistic isn't enough high, consequently the initial models have been changed.

TABLE XIII

Regressors	Coefficients	Standart errors	T-ratios
C with 2001	-9,347	4,73	-1,976[0,049]
C with 2003	-10,556	5,532	-1,908[0,057]
Q <sub>t</sub>	0,000275	0,000284	0,969 [0,333]
Q <sub>t,ign</sub>	0,000221	0,000722	0,306[0,760]
Q <sub>t,ign</sub>	-0,000116	0,000468	-0,248[0,804]
Q <sub>t,fuel</sub>	0,000933	0,000797	1,170[0,242]
Q <sub>t,fuel</sub>	0,000273	0,000728	0,376[0,707]
Q <sub>t,coal</sub>	-0,000249	0,000286	-0,869[0,385]
Q <sub>t,coal</sub>	-0,00045	0,000687	-0,654[0,513]
Q <sub>t,nuclear</sub>	0,000117	0,000626	-0,189[0,852]
Q <sub>t,nuclear</sub>	-0,000351	0,000706	-0,496[0,620]
Q <sub>t,hydro</sub>	0,000501	0,000467	1,073[0,284]
Q <sub>t,hydro</sub>	-0,000602	0,000272	-2,215[0,027]
Hydro <sub>01</sub>	1,256	0,763	1,645[0,100]
C <sub>01</sub>	0,254	0,0841	3,016[0,003]
C <sub>t,(m-3)coal</sub>	0,0605	0,0768	0,788[0,431]
D <sub>2001</sub>	-1,209	1,044	-1,158[0,247]
D <sub>2002 with 2001</sub>	0,323	0,696	0,464[0,643]
D <sub>2002 with 2003</sub>	1,532	0,837	1,830[0,247]
D <sub>2003</sub>	1,209	1,044	1,158[0,247]
D <sub>2004 with 2001</sub>	-4,06	2,024	-2,006[0,045]
D <sub>2004 with 2003</sub>	-2,851	1,314	-2,169[0,030]

Table XIV shows the main statistics and the tests performed of the chosen model. GR<sup>2</sup> is low, being equal to 0,10. At 1% level of sig-

nificance, there's presence of residual autocorrelation and no presence of heteroscedasticity. It's the reason why variable method with autoregressive errors model has been used. Table XIII present the parameters of the autoregressive error specification. Table XIII also present the Sargan's statistic of this model, with a very high p value: 0,942.

TABLE XIV

GR <sup>2</sup>	0,10
Sargan's Statistic (Chi-squared distribution) [Prob.]	1,228[0,942]
Heteroscedasticity's test (Chi-squared distribution) [Prob.]	0,106[0,745]
Sargan's test of residual serial correlation for instrumental variables regressions (Chi-squared distribution) [Prob.]	106,175[0,000]
Parameters of the Autoregressive Error Specification	$U=0,506*U_{(1)}+0,0535*U_{(2)}+E$

Main statistics - Chosen Model - Peak hours

Table XV presents the final model that has been selected for Peak hours. At 1% level of significance, the variables which explain the system marginal price evolution at off-peak hours are: quantities supplied by Endesa's fuel-oil and hydro units ( $Q_{t,fuel}$  and  $Q_{t,hydro}$ ); quantities supplied by Iberdrola's combined cycle natural gas units and fuel-oil units ( $Q_{t,fuel}$  and  $Q_{t,ign}$ ); monthly average oil prices ( $C_{t,moil}$ ); 2004's dummy variable ( $D_{t,2004}$ ), which is negatively correlated to the system marginal price.

TABLE XV

	Coefficient	Standart error	T-ratio
C	-3,4513	1,2248	-2,8178[0,005]
Q <sub>t,ign</sub>	0,000844	0,000252	3,355[0,001]
Q <sub>t,fuel</sub>	0,001129	0,000411	2,746[0,006]
Q <sub>t,fuel</sub>	0,001638	0,000288	5,693[0,000]
Q <sub>t,hydro</sub>	0,000591	0,000131	4,512[0,000]
C <sub>t,moil</sub>	0,211	0,0451	4,667[0,000]
D <sub>t,2004</sub>	-1,287	0,268	-4,802[0,000]

Chosen Model - Peak hours

Thus, for Peak hour periods, the main results are:

- Overall amounts supplied, i.e. demand, doesn't explain system marginal prices evolution..
- Quantities supplied by Iberdrola's peak load units (fuel-oil and combined cycle natural gas) explain the rises of the system marginal prices, as well as quantities supplied by Endesa's fuel oil and hydro units.
- Monthly oil prices are positively correlated to the clearing prices.
- Just like in the other periods, 2004 is a factor of the system marginal decrease.
- Except for quantities supplied by by Endesa's coal units ( $Q_{\text{Ecoal}}$ ), no variable related to a base load unit is endogenous.

## 6 Conclusions

The results point out that the 2004 year, per se, influenced the system marginal prices decrease in every period of the day, notwithstanding the fuels evolution. However, the present study can't confirm Iberdrola's accusation, only 2004's particularities.

Whether any collusion existed until 2004, this year may have been the collusion breaking.

Analysing in detail each period of the day, few factors influence the prices at off-peak hours. Demand and the monthly average coal prices are the two main factors which influence system marginal prices at off-peak hours. Quantities supplied by technology have not a significant influence on system marginal prices at this period of the day. Those results are expectable taking into account bids stability, which characterizes off-peak hours.

At half-peak hours a great number of factors explain prices evolution. The demand, the quantities supplied by Endesa's fuel-oil units influence prices rise, while quantities supplied by Endesa's nuclear and coal units, as well as

Iberdrola's hydro units explain prices decrease. Thus, for this period, results are expectable too:

- Units owned by Endesa, the major of these two producers, have a great influence on price evolution.
- Demand has a significant influence on prices increase.
- The most expensive units, fuel-oil units, influence the system marginal prices increase, the "cheapest" units, i.e., base load units, influence the system marginal prices decrease.

At peak hours, some results are more surprising. The most expensive units determine system marginal prices increases, what is expectable, however demand isn't a significant variable for the system marginal price determination. There are clearly signs of anti-competitive behaviours, regarding that prices are determined independently of the demand. At peak hours, demand is almost inelastic, so producers can manipulate the market prices easily. It's important to point out that Iberdrola's have a major role at peak hours (more than in the others period), since quantities supplied by combine cycle natural gas and fuel-oil Iberdrola's units are variables which belong to the chosen model.

Finally, endogeneity analysis shows that one of the main inconvenient of the uniform price market is related to the producers expectation about the market clearing prices, which can generate distortions, because it breaks the link between energy bids and production costs.

Regarding to the results, this "indirect" approach may be a major contribute to analyse agents' behaviour in markets similar to wholesale electricity markets. In situations such as this, where there's a great lack of information, this methodology can be useful to monitor anti-competitive behaviours, namely when neither production costs are known in detail, by outside players, nor prices bids.

## REFERENCES

- [1] J Baldick R. and Baughman M. April 2003, *An oligopoly simulation of a restructured ERCOT: Will futures prices be competitive?*, The Electricity Journal, p59-71
- [2] Cabral, L.M.B., 1995, *Conjectural variations as a reduced form*, *Economics Letters*, 49(4), pp397-402
- [3] Ciarreta A, Espinosa, M., 2003, "Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market" presented at International Industrial Organization Conference Boston, Massachusetts April 4-5
- [4] Fabra, N and Toro, J., 2004, *Price wars and collusion in the Spanish electricity market*, (available online)
- [5] Green, R. and Newberry, D., 1992, *Competition in the British Electricity spot market*, *Journal of political economy*, vol100 (5), 1992 pp 929-953
- [6] Jara-Díaz, S, Martínez-Budría E and Ramos-Real, F, 2002, *Structure, functioning and regulation of the Spanish electricity*, (available online)
- [7] Kemplerer p.d. and Meyer, M.A., Nov.1989, *Supply function equilibria in oligopoly under Uncertainty*, *Econometrica*, 57(6), pp 1243-127
- [8] Omel, *Informe anual 2003*
- [9] Red Electrica de España, *El sistema eléctrico español informe 2004*
- [10] Sweeting, A., 2004, *Market power in the England and Wales wholesale electricity market 1995-2000*, (available online)
- [11] UNESA, *Avance Estadístico 2003*

# **REFLEXÃO SOBRE O CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL PARA AS EMPRESAS REGULADAS**



**Pedro Pita Barros Vítor Marques**

Este texto é um resumo de um documento realizado em Setembro de 2005. Esse documento teve como objectivo enquadrar a base de trabalho para a determinação do custo de capital das empresas reguladas do sector eléctrico, indo ao encontro do sugerido no Parecer do Conselho Tarifário, de 15 de Novembro de 2004



## Resumo

*Este texto é um resumo de um documento realizado em Setembro de 2005. Esse documento teve como objectivo enquadrar a base de trabalho para a determinação do custo de capital das empresas reguladas do sector eléctrico, indo ao encontro do sugerido no Parecer do Conselho Tarifário, de 15 de Novembro de 2004. Para o efeito, identifica e analisa os principais factores subjacentes ao processo de tomada de decisão dos investidores, bem como apresenta metodologias alternativas de cálculo do custo de capital, integrando-as no contexto regulatório.*

*Em economias caracterizadas pela existência de recursos escassos, importa que o capital investido seja remunerado de uma forma economicamente eficiente, isto é, que a remuneração do capital e o seu custo de oportunidade coincidam.*

*Retomando uma definição conhecida: o custo de capital é a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para um determinado investimento. O interesse desta definição decorre de sublinhar um dos pontos chaves da correcta remuneração do capital: o facto dela permitir atrair e manter o capital (entendido como investimento dos accionistas) necessário para o bom desempenho das actividades. A percepção dos agentes de mercado do custo de capital de uma actividade regulada e a remuneração do seu activo devem então coincidir, por forma a que a actividade retenha os recursos financeiros necessários.*

*Neste quadro, o presente documento apresenta o principal conceito subjacente ao custo de capital, o risco. Nesta apresentação, sublinha-se que a avaliação feita pelo investidor do risco dependerá de investidor para investidor. Contudo, a uma*

*maior incerteza associada ao risco, a grande generalidade dos investidores pretenderá uma maior remuneração do seu investimento como contrapartida. A remuneração pretendida pelo investidor dependerá em larga medida das alternativas de investimento existente. Neste âmbito, a teoria da carteira eficiente é apresentada, neste documento, como elemento da tomada de decisão dos investidores face às múltiplas possibilidades que oferecem o mercado de capitais. Contudo, na eventualidade das actividades reguladas não serem cotadas em bolsa, as metodologias de determinação do custo de capital baseadas na teoria da carteira eficiente, obrigam a que se recorra a um conjunto de adaptações e de pressupostos discutíveis. Neste sentido, apresentam-se procedimentos alternativos. Em concreto discutem-se formas alternativas de estabelecer a comparação entre remuneração esperada e risco recorrendo ao conceito de equivalente certo. Esta metodologia também tem as suas limitações, que são igualmente identificadas e discutidas.*

*Importa sublinhar que o presente trabalho visa apresentar metodologias de cálculo do custo de capital. A problemática da relação entra o meio socio-económico em que labora as empresas e o custo de capital que daí decorrerá sai do seu âmbito.*

## Introdução

Como é sabido, o activo, líquido das amortizações, das actividades reguladas pela ERSE é remunerado a uma taxa que se pretende deva corresponder ao valor que os agentes económicos atribuam à melhor alternativa a essa de-

ção de aplicação destes recursos. Esta taxa é chamada de custo de capital.

Este objectivo garante, por um lado, que não haja transferência de recursos para outros sectores da economia, com as consequências negativas na qualidade do serviço prestado bem como no equilíbrio económico-financeiro das empresas e, por outro lado, que as actividades não sejam remuneradas em excesso, em prejuízo de outros sectores da economia, nomeadamente dos consumidores.

O documento procura, dentro do quadro tradicional, e comumente aplicado, da determinação do custo de capital baseada no CAPM, discutir com cuidado uma alternativa que seja empiricamente viável, por um lado, e, por outro lado, procura ir mais além no tratamento da interação da actividade de regulação e sua influência sobre o risco da empresa, mesmo considerando o quadro conceptual do CAPM.

## 1 Definição de Risco de Investimento

### 1.1 Tomadas de Decisões do Investidor

Antes de definir risco há que, previamente, efectuar algumas considerações acerca dos objectivos subjacentes às acções dos agentes económicos e mais particularmente dos investidores, sendo esta óptica que importa definir no contexto do actual trabalho.

A teoria económica considera um agente como sendo racional quando, num ambiente de recursos escassos, como o que caracteriza as nossas economias, realiza uma escolha lógica entre uma variedade de possibilidades, renunciando conscientemente a determinados recursos para obter outros, de modo a maximizar a sua utilidade.

Vários estudos mostram que as empresas se comportam, geralmente, de forma a maximizarem o lucro a longo prazo. A existência de mercados de capitais, nos quais a evolução da cotação das acções reflecte o entendimento que os investidores nesses mercados fazem do potencial de criação de riqueza da empresa cotada, conduz ao alinhamento dos objectivos inerentes à gestão das empresas com a maximização dos lucros destas.<sup>2</sup>

zação dos lucros destas.<sup>2</sup>

Será, então, no contexto dos vários objectivos definidos por si que um potencial investidor decidirá, ou não, investir, após a prévia análise do risco associado a esse investimento. Registe-se, contudo, que mesmo quando têm objectivos semelhantes, os investidores podem, consoante o seu perfil, reagir de forma diferente perante o risco.

### 1.2 O que é o Risco?

Mas, o que se entende então por risco? Nas várias definições de risco existentes está sempre presente o conceito de incerteza. O risco inerente a qualquer acontecimento significa o grau de incerteza que um agente económico tem perante tal acontecimento pelo facto de não conseguir prever antecipadamente com precisão qual o resultado dessa ocorrência. O grau de incerteza de um investimento depende essencialmente:

- + Da natureza do investimento (tipo de produto ou serviço, que se quer produzir ou fornecer; ou tipo de aplicação financeira).
- + Da organização do mercado em que se insere.

### 1.3 Determinantes das Escolhas dos Investidores perante o risco

Após a análise prévia de diferentes investimentos, um agente económico decidirá em qual deles investir, tendo em conta três factores:

1. As suas preferências, nomeadamente o seu grau de aversão ao risco.
2. O conjunto de oportunidades de escolha.
3. O custo de oportunidade da decisão tomada.

As preferências de um indivíduo, em situações com risco, são dadas pela sua função utilidade<sup>3</sup> do seguinte modo:

$$U(x) \equiv P_1 v(a_{x1}) + P_2 v(a_{x2}) + \dots + P_n v(a_{xc}) \equiv \sum_{c=1}^c P_n v(a_{xc})$$

sendo,  $U(x)$  a função utilidade esperada do indivíduo;  $a_{x1}, \dots, a_{xn}$  os diferentes acontecimentos<sup>4</sup> possíveis;  $P_1, \dots, P_n$ , as respectivas probabilidades destes acontecimentos surgirem;  $c_1, \dots, c_n$  as circunstâncias em que estes acontecimentos

<sup>2</sup> Deste modo, numerando a problemática do "agente-principal" que decorre dos accionistas, proprietários, e dos gestores, que controlam, terem objectivos contraditórios (podendo, por exemplo, os primeiros preferir o aumento dos lucros e os últimos a diminuição do risco).

<sup>3</sup> Uma função utilidade é uma função que ordena as preferências dos indivíduos por bens ou serviços. Se associarmos a esta ordenação quantidades de cada bens ou serviços, podemos obter várias funções utilidades cardinais. Esta característica é necessária para se poder calcular o valor esperado.

<sup>4</sup> No caso presente, entende-se por acontecimentos, ocorrências que podem ser mensuráveis, nomeadamente em termos monetários.

se verificam e  $v(a)$  a função de utilidade definida sobre os acontecimentos (por exemplo, consumo).

A função utilidade dos indivíduos dependerá, entre outros aspectos, da sua maior ou menor aversão ao risco, que como se referiu é uma característica das preferências individuais.

Uma pessoa será avessa ao risco se preferir os eventos certos a qualquer expectativa arriscada para a qual a esperança matemática é igual a essa certeza.

A escolha racional entre várias opções por parte de um investidor tem um custo, denominado de custo de oportunidade. O custo de oportunidade de uma decisão de um agente económico corresponde ao valor que ele atribui à melhor alternativa a essa decisão, a que foi obrigado a renunciar, por força da opção tomada.

Admite-se normalmente que a generalidade dos investidores são avessos ao risco. Interessa, por isso, analisar com mais profundidade o comportamento desses investidores. Imagine-se uma situação simples em que dois investidores, 1 e 2, com graus diferentes de aversão ao risco têm duas opções para aplicar os seus recursos: aplicá-los num activo sem qualquer risco, obtendo após o período 1, um rendimento  $r_f$  ou aplicá-los num bilhete de lotaria, com a probabilidade  $P$ , de obter um rendimento  $r_L$  e com a probabilidade  $(1-P)$  de perderem a sua aplicação  $-r_L(1-P)$ . Assim, ao bilhete de lotaria estarão associados os seguintes rendimentos e respectivas probabilidades:

$$\left\{ \left[ -r_L(1-P), r_L(P) \right] ; [(1-P), P] \right\}.$$

A relação entre os diferentes retornos possíveis é a seguinte:  $r_L(P) > r_f > -r_L(1-P)$

Registe-se que quanto maior a probabilidade associada ao rendimento da aplicação dos investidores no bilhete de lotaria se aproximar de 1, mais eles preferirão aplicar os seus recursos no bilhete de lotaria em lugar de aplicá-los no activo sem risco, tendo em conta que as probabilidades de eles terem perdas aproxima-

mar-se-ão de 0.

Os diferentes graus de aversão ao risco dos investidores concretizam-se numa valorização diferente do risco por parte do investidor 1 e do investidor 2, isto é, concretizam-se em diferentes prémios de risco. A diferença entre o retorno esperado e o prémio de risco corresponde ao equivalente certo. O equivalente certo de um investimento é o retorno mínimo esperado, necessário para que um investidor troque uma aplicação num activo sem risco, numa aplicação num activo com risco. Considere-se uma variável aleatória  $x$ , que corresponde ao rendimento de um investimento, com valor esperado positivo e líquido do valor inicial do investimento, sendo  $f(X)$  a respectiva densidade, o equivalente certo é definido por<sup>5</sup>:

$$U(w + Ec) = \int_x f(x) U(w+x) dx,$$

sendo  $w$  a riqueza do investidor e  $Ec$  o equivalente certo. Comprova-se, como se verá mais adiante, que o equivalente certo de um investimento pode ser aproximado por<sup>6</sup>:

$$Ec \cong E(x) - \frac{1}{2} \gamma \sigma_x^2,$$

sendo  $E(x)$  o valor esperado do rendimento do investimento  $x$ ;  $\gamma$ , o grau absoluto de aversão ao risco e  $\sigma_x^2$ , a variância associada à variável  $x$ . A variância é uma medida do risco e o grau absoluto de aversão ao risco é a medida do custo deste risco para o investidor. Assim, um investidor que contemple isoladamente o investimento nesse projecto apenas decidirá realizá-lo, se  $Ec > 0$ .

Quando um investidor tem mais do que uma opção de investimento a sua abordagem será diferente, nomeadamente se tiver a possibilidade de investir num activo sem risco. Como se verá no decorrer do presente trabalho, diversificar os investimentos permite diminuir o risco. Quando o investidor tem possibilidades de diversificar, o prémio de risco será menor. Logo, o valor do equivalente certo de um investimento sob hipótese de que é o único acti-

<sup>5</sup> Em termos matemáticos, a passagem da função utilidade probabilística, válida em qualquer situação, para outros estimadores estatísticos dessa distribuição,  $E(x)$  e  $\sigma$ , (sendo  $E(x)$  o rendimento esperado e  $\sigma$ , o desvio padrão do rendimento, isto é, a medida do seu risco) levanta alguns problemas, nomeadamente quanto à possibilidade de perda de alguma informação. Esta aproximação é feita recorrendo a séries de Taylor:  $U = v(\mu) + v'(\mu)\sigma^2 + \frac{v''(\mu)}{2}\sigma^4 + \dots$ . No caso presente, aplica-se a aproximação de Arrow-Pratt.

<sup>6</sup> A aproximação é exacta no caso denominado de utilidade com grau de aversão absoluta ao risco constante e distribuição normal da variável aleatória.



vo com risco relevante é um limite inferior ao equivalente certo em contexto de diversificação de aplicações.

Contudo, em muitos casos um investidor enfrenta duas hipóteses: aplicar os seus recursos num activo em particular com risco ou aplicar os seus recursos num activo sem risco. Nesses casos, resta ao investidor avesso ao risco analisar o risco do investimento e decidir, em consonância, qual a proporção dos seus recursos que ele querará aplicar no activo com risco e qual a proporção que ele querará aplicar no activo sem risco. Assim, o investidor decidirá aplicar uma determinada proporção,  $\alpha$ , dos seus recursos no investimento com risco, esperando obter em troca uma determinada remuneração. O objectivo do presente trabalho é, precisamente, enquadrar a determinação da remuneração a “oferecer” ao investidor para que ele aplique esta proporção,  $\alpha$ , dos seus recursos na empresa regulada. O desenvolvimento dos conceitos apresentados neste capítulo e a associação destes aos casos das empresas reguladas serão realizados nos capítulos que se seguem.

## 2 A Tomada de Decisão do Investidor na Presença de um Mercado de Capitais

### 2.1 Considerações Gerais

Ao analisar o custo de oportunidade decorrente da aplicação da proporção  $\alpha$  dos seus recursos num investimento, comparando esse investimento com outras alternativas, o investidor terá em conta o nível de risco e o prazo da aplicação. O primeiro factor de escolha foi apresentado no ponto anterior para o caso extremo em que um investidor apenas tem como alternativas de aplicação os investimentos num activo com risco e num activo sem risco. O segundo factor decorre do custo de oportunidade que o investidor associa ao horizonte temporal a partir do qual ele pode consumir os seus recursos.

Os mercados de capitais fornecem aos investidores uma gama alargada de oportunidades de aplicação dos seus recursos, que extravasam a simples escolha entre aplicar num activo com

risco ou num activo sem risco. O investidor integrado “numa economia moderna”, com um mercado de capitais eficiente, comparará as receitas líquidas esperadas no presente para este investimento, com:

1. A aplicação destes recursos em investimentos com um nível de risco equivalente no mercado de capitais.
2. A aplicação destes recursos em investimentos com um nível de risco diferente no mercado de capitais.
3. A aplicação desses recursos em títulos sem risco.
4. O recurso a um empréstimo bancário de modo a efectuar esse investimento, utilizando os seus recursos noutra tipo de aplicação, com prazos diferentes de retorno.
5. A utilização imediata dos seus recursos para consumo.

#### 2.1.1. Benefícios da Diversificação

Neste ponto, apresentam-se as consequências, em termos de risco, de um investidor aplicar os seus recursos em dois activos com risco, e não apenas num único activo com risco. O argumento é extensível a um número arbitrário de activos.

Considere-se um caso em que um investidor tem a possibilidade de investir em dois activos com risco. Por uma questão de simplificação, o retorno do investimento nesses activos provém da evolução dos seus preços.

A medida do risco da carteira de um conjunto de activos com risco é dada pela variância dos seus rendimentos,  $V_C$ , do seguinte modo:

$$V_C = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \sigma_{ij} ,$$

sendo  $x_i$  o peso do activo  $i$  na carteira, e  $\sigma_i$ , respectivamente, a variância da rendibilidade deste activo, quando  $i=j$ , e a covariância dessa rendibilidade, quando  $i \neq j$ .

Considere-se então os seguintes elementos:

- + Activos com risco, 1 e 2.
- + Duas carteiras de títulos, uma constituída pelos activos com risco 1 e 2,  $V_{C12}$ , e outra carteira constituída por dois activos 1,  $V_{C11}$ .

+  $x_1$  e  $x_2$ , o peso dos activos 1 e 2 nas carteiras, respectivamente.

+  $\sigma_1$ , o desvio-padrão do preço do activo 1 e  $\sigma_2$ , o desvio-padrão do preço do activo 2.

+  $\sigma_{12}$ , a covariância de  $x_1$  e  $x_2$ .

+  $\rho_{12}$ , a correlação de  $x_1$  e  $x_2$ .

A variância da carteira constituída pelos activos 1 e 2,  $Vc_{12}$ , é dada por:

$$Vc_{12} = x_1^2 \sigma_1^2 + 2x_1 x_2 \sigma_{12} + x_2^2 \sigma_2^2 \Leftrightarrow$$

$$Vc_{12} = x_1^2 \sigma_1^2 + 2x_1 x_2 \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2 + x_2^2 \sigma_2^2$$

$$\text{sendo } \rho = \frac{\sigma_{12}}{\sigma_1 \sigma_2}$$

Prova-se facilmente que o investimento em activos com correlações nulas ou imperfeitas diminui sempre o risco da carteira.

Tendo-se estabelecido que as oportunidades de diversificação de risco permitem ao investidor, para um mesmo valor esperado, alcançar um menor risco investindo em activos distintos, importa agora analisar como o pode fazer de forma óptima.

### 2.1.2. Variáveis em jogo: Risco e Rendimento

Antes de apresentar a teoria da carteira eficiente, relembra-se que a presente análise diz respeito ao caso geral, mais comum, de um investidor avesso ao risco que pretende aumentar os seus rendimentos. Este investidor comportar-se-á de uma forma racional, isto é, tendo em conta o seu grau de aversão ao risco e os seus objectivos. As duas variáveis que ele terá de conjugar são os rendimentos esperados, medidos pela média da distribuição probabilística dos rendimentos da carteira de activos,  $\mu$ , e o risco, medido pelo desvio-padrão da distribuição probabilística dos rendimentos da carteira de activos,  $\sigma$ .

Em suma, o investidor pretenderá maximizar o seu retorno, para um determinado nível de risco, tendo em conta as suas limitações de recursos, isto é, as suas restrições orçamentais. Se esta problemática for extrapolada para um mercado, no qual os investidores podem optar entre aplicar os seus recursos num activo sem risco ou num activo com risco, traduzir-se-á na

relação em termos marginais entre o retorno esperado de um activo, medido por  $\mu$ , e o risco, medido por  $\sigma$ , o desvio-padrão deste retorno.

Esta relação é o declive da recta das restrições orçamentais dos investidores, que para dois activos, 1 e 2, com e sem risco, respectivamente, corresponderá a:

$$\frac{d\mu}{d\sigma} = \frac{\mu_1 - (1 + R_2)P_1^A}{\sigma_1},$$

sendo  $\mu_1$  a média do rendimento esperado do activo 1;  $R_2$  a rendibilidade do activo 2,  $P_1^A$  o preço do activo 2 e  $\sigma_1$  o desvio padrão do rendimento do activo 1.

Esta relação é chamada de preço de redução do risco, por ser comum a todos os investidores no mercado independentemente das suas preferências.<sup>7</sup> Decorre das oportunidades de diversificação proporcionadas pela existência de diferentes activos que não estejam perfeitamente correlacionados entre si.

### 2.1.3. Carteira Eficiente

É no quadro explicativo anterior que se aplica a teoria da carteira eficiente. A carteira eficiente corresponde ao conjunto de activos com risco cotados num mercado de capitais, de tal modo que maximizem o retorno de um investidor para um determinado nível de risco.

A teoria da carteira eficiente tem subjacentes os seguintes princípios:

1. Os investidores são avessos ao risco<sup>8</sup>.
2. O mercado financeiro é um mercado perfeito, que se encontra em equilíbrio.
3. Aplica-se o teorema do fundo misto.

O primeiro pressuposto já foi apresentado anteriormente.

O pressuposto de que o mercado financeiro é um mercado perfeito requer a verificação de um conjunto de condições (número elevado de agentes de mercado, divulgação de informação, não há barreiras á entrada, etc.)

É geralmente aceite que os mercados se aproximam de mercados perfeitos, nomeadamente devido à conjugação da competição entre investidores e da rápida divulgação da informação cada vez mais característica das nos-

.....

<sup>7</sup> Corresponde a um preço conhecido dos agentes, que eles devem pagar para diminuir o seu nível de risco.

<sup>8</sup> Embora com diferentes graus de aversão ao risco e de preferências, são avessos ao risco porque para níveis de risco maiores, exigem maiores rendimentos.

<sup>9</sup> Ver capítulo 13 de Brealey e Myers, "Princípios de Finanças Empresariais" McGraw-Hill 1998

sas economias<sup>9</sup>. Mesmo o pequeno e recente mercado financeiro português pode ser considerado como tal. O mercado de capitais português está integrado na Euronext, um maior mercado com muita liquidez, isto é, com um número suficientemente elevado de agentes económicos para haver concorrência e divulgação de informação. Assim, as duas primeiras, e principais, condições referidas para se considerar um mercado de capitais como sendo um mercado de capitais perfeito são características dos actuais mercados de capitais.

O teorema do fundo misto implica que em equilíbrio todos os agentes económicos esperam a mesma relação entre o risco do activo e o seu retorno. Logo, o preço de redução do risco é o mesmo para todos os agentes<sup>10</sup>. Contudo, os agentes económicos repartirão o seu investimento entre activo sem risco e activos com risco, tendo em conta o seu grau de aversão ao risco.

Os princípios da aversão ao risco e o teorema do fundo misto são dois princípios extremamente importantes por estes princípios estarem na base dos modelos lineares de determinação do custo de capital, como, por exemplo, o CAPM.

#### 2.1.4. Diversificação num mercado de capitais: o risco sistemático e o risco específico

Como já foi referido, os benefícios da diversificação na diminuição do risco verificam-se quando existe uma correlação imperfeita entre as variâncias de activos com risco.

Assim, Brealey e Myers<sup>11</sup> mostram que se tivermos em consideração carteiras onde o investimento é igual para todas as acções, a variância da carteira,  $V_c$ , será igual a:

$$V_c = \frac{1}{n} X \text{ variância} + \left(1 - \frac{1}{n}\right) X \text{ covariância.}$$

Logo, com o aumento do número das acções  $n$ , a variância da carteira aproxima-se da covariância média. Contudo, a covariância média, embora baixa, é diferente de zero, impedindo

que a diversificação anule todo o risco. Restará sempre o risco de mercado ou risco sistemático, conceito que será desenvolvido mais adiante.

## 2.2 CAPM

Tendo em conta a teoria da carteira eficiente, um investidor com acesso a um mercado de capitais terá um conjunto de oportunidades de investimento muito importante.

Como se viu, as possibilidades de diversificação geram uma fronteira não dominada de investimentos em activos com risco, sendo que a existência de um activo sem risco permitirá ao investidor definir um conjunto de oportunidades de investimento de uma forma linear. Esta definição passa pelo cálculo da média e da variância desta situação. Esta característica permitirá definir a taxa de remuneração que é expectável num activo que pertença a essa carteira eficiente. Será essa a remuneração que o investidor estará disposto a pagar para que esse activo seja incluído, em equilíbrio, na carteira eficiente. Sendo a remuneração da carteira eficiente integralmente definida sem recurso às preferências do investidor, também a remuneração do activo, em equilíbrio, será independente dessas preferências.

### 2.2.1. Interpretação do Modelo

De uma forma muito genérica este modelo sustenta que um investidor, possuidor de um activo sem risco e de uma carteira eficiente de activos com risco, isto é, de acções, decidirá ou não investir numa determinada acção após a análise do impacte marginal desse activo para o risco da carteira. No contexto de possibilidade de diversificação, que caracteriza o CAPM, entende-se risco, como sendo o risco sistemático.

O impacte marginal da acção,  $i$ , no risco da carteira é medido por uma variável, o beta, do seguinte modo:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2}$$

<sup>10</sup> Ver p79 J.Hirshleifer e J.G. Riley, "The Analytics of Uncertainty and Information", Cambridge University press, 1992

<sup>11</sup> Brealey e Myers, "Princípios de Finanças Empresariais" McGraw-Hill 1998

<sup>12</sup> Embora ainda não tenha sido referido expressamente, carteira de acções do mercado e carteira eficiente são equivalentes (assumindo-se que o mercado é perfeito e considerando-se os benefícios da diversificação).

sendo,  $\beta_i$ , o beta do activo  $i$ ;  $\sigma_{im}$ , a co-variância entre a rendibilidade da acção  $i$  e a rendibilidade do mercado e  $\sigma_m^2$ , a variância da rendibilidade do mercado.

A rendibilidade esperada do activo com risco varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rendibilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do activo para o risco da carteira<sup>12</sup>, isto é, o seu beta. Assim:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f]\beta_i \Leftrightarrow$$

$$E(R_i) - R_f = [E(R_m) - R_f]\beta_i$$

Isto é, a rendibilidade da acção acima da taxa de juro sem risco  $E(R_i) - R_f$  será proporcional à rendibilidade do mercado acima da taxa de juro sem risco  $[E(R_m) - R_f]$ , na medida do seu contributo marginal para o risco da carteira, o seu beta,  $\beta_i$

### 2.2.2. Aplicabilidade do Modelo CAPM

De acordo com o CAPM, depois de criada a carteira eficiente, entre duas situações de equilíbrio, cada investidor poderá adquirir o montante que pretender de cada activo com base nas suas preferências. Ao mercado de capitais estará associado um preço de risco, isto é, um compromisso entre o risco e o retorno. Contudo, a cada carteira eficiente está associado um conjunto de investidores relevantes. Consequentemente, quando um investidor relevante puder investir fora do mercado de capitais nacional, a carteira eficiente e o preço do risco também será diferente, devendo-se definir quanto o preço do risco se alterará, face ao alargamento do conjunto de activos que o investidor relevante pode adquirir, quando define o seu conjunto de oportunidades de escolha.

Importa assim encontrar formas alternativas à teoria da carteira eficiente ou a outras teorias que também deduzem a rendibilidade de um activo a partir do comportamento padrão de um investidor padrão<sup>13</sup>. No ponto seguinte,

será apresentada uma alternativa aos modelos decorrentes da teoria da carteira eficiente<sup>14</sup>, já abordada: o equivalente certo.

### 2.3 Equivalente Certo

O método do equivalente certo é um método alternativo ao método do CAPM de valorização de activos com risco, do ponto de vista de um investidor individual. Esse método tem a vantagem de poder ser aplicado fora do âmbito de um mercado de capitais eficiente e não se basear em qualquer pressuposto restritivo, permitindo a análise em particular de cada situação. Contudo, como se verá, este método torna difícil a análise em particular de situações em que os activos não estejam perfeitamente correlacionados, isto é, cujo risco diminua devido à diversificação.

Antes de se analisar este método, apresentar-se-á novamente o prémio de risco, desta vez de uma forma mais aprofundada.

#### 2.3.1 Prémio de Risco

O posicionamento de cada investidor face ao risco corresponde ao perfil psicológico de cada um. Aceitando que a generalidade dos investidores são avessos ao risco, sendo economicamente racionais, cada investidor terá um grau de aversão ao risco diferente. Como já foi referido, o grau de aversão ao risco de cada agente económico é uma variável importante na definição da sua função utilidade, sendo um factor que condiciona a tomada de decisão do investidor, aquando da escolha entre vários investimentos com graus diferentes de risco e de rendibilidade esperadas.

Assim, cada investidor avesso ao risco “atribui um valor” à supressão desse risco, isto é, o seu prémio de risco, conceito já referido anteriormente.

O prémio de risco associado a uma remuneração incerta,  $\tilde{r}$ , é o montante de receitas que um indivíduo desiste de obter,  $b$ , de modo a receber a remuneração esperada,  $\tilde{r}$ , com certeza.

<sup>13</sup> Nomeadamente os modelos que consideram também o consumo.

<sup>14</sup> Registe-se que existem outros modelos para além do que serão apresentado que não dependem da teoria da carteira eficiente, mas não se têm até à data mostrado uma alternativa válida porque lhes faltam sustentação teórica. Por exemplo, o APM baseia-se na presunção de que todo o investimento tem de ter uma contrapartida financeira que dependerá de múltiplos factores externos, variáveis consoante o investimento, não apresenta um quadro teórico que sustenta a determinação destes factores para diferentes activos.

Isto é:

$$E\{v(\tilde{r})\} = v(\bar{r} - b), \text{ tendo em conta } E\{\tilde{r}\} = \bar{r},$$

sendo  $v$ , a função de utilidade definida sobre os acontecimentos;  $b$  as receitas que o indivíduo desiste de obter e  $\bar{r}$ , as receitas esperadas.

O prémio de risco varia de investidor para investidor, na medida em que depende das preferências de cada indivíduo. Contudo, o prémio de risco e o nível de riqueza de cada indivíduo estarão relacionados. Considere-se a situação em que um investidor tem a seguinte função utilidade:

$$U(x) \equiv P_1 v(a_{x1}) + P_2 v(a_{x2}),$$

sendo  $a_{x1}$ ,  $a_{x2}$  diferentes acontecimentos possíveis;  $P_1$ ,  $P_2$ , as respectivas probabilidades destes acontecimentos surgirem;  $c_1, c_2$ , as circunstâncias em que estes acontecimentos se verificam e  $v(a)$  a função de utilidade definida sobre o nível de consumo.

Assume-se que se quanto maior  $a_{x1}$  ou  $a_{x2}$ , maior o nível de consumo e deste modo maior o limite orçamental do investidor.

A aversão ao risco varia com o nível de rendimento. Se este variar apenas com um dos acontecimentos,  $a_{x1}$  ou  $a_{x2}$ , a medida da aversão ao risco é definida em termos relativos, se o prémio de risco variar com os dois acontecimentos em simultâneo o prémio de risco é definido em termos absolutos.

A medida do prémio de risco em termos absolutos, é:

$A(a) = \frac{-d^2 v(a)}{dv(a)}$ , caso  $A(a)$  cresça, decresça ou se mantiver constante com o nível de rendimento, o investidor terá uma aversão ao risco absoluta crescente, decrescente ou constante, respectivamente, com o nível de rendimento.

A medida do prémio de risco em termos relativos, é:

$R(a) = \frac{-a d^2 v(a)}{dv(a)}$ , caso  $R(a)$  cresça, decresça ou se mantiver constante com o nível de rendimento, o investidor terá uma aversão ao risco relativa crescente, decrescente ou constante, com o nível de rendimento.

Assim, evidências empíricas apontam para o facto do prémio de risco absoluto decrescer com o nível de riqueza<sup>15</sup>, contudo em termos relativos, o prémio de risco deverá aumentar com o nível de rendimento<sup>16</sup>.

Até à data a versão mais popular de determinação do prémio de risco é a de Pratt<sup>17</sup>. Nesta versão, realiza-se uma aproximação aos verdadeiros valores das funções envolvidas de que resulta uma relação linear entre a aversão ao risco e o prémio de risco. Assim, o prémio de risco  $b$  será dado pela seguinte expressão:

$$b = \frac{1}{2} \gamma \sigma_{\tilde{r}}^2, (1)$$

sendo  $\gamma$  o grau absoluto de aversão ao risco do indivíduo e  $\sigma_{\tilde{r}}^2$  a variância das rendibilidades esperadas.

Contudo, recentemente, trabalhos empíricos sugerem que não existe uma relação linear entre a aversão ao risco e o prémio de risco, sendo que este cresce de uma forma mais do que proporcional ao crescimento do prémio de risco. Assim, segundo Eisenhauer<sup>18</sup> o prémio de risco,  $b$ , será dado por:

$$b = \frac{-1 + \sqrt{1 + \sigma^2 \gamma^2}}{\gamma^2} (2)$$

### 2.3.2. Valorização de Situações Futuras de Risco

Na análise da viabilidade económica de um determinado investimento, os cash flows esperados são actualizados tendo em conta o custo de capital deste investimento. Estas actualizações consideram dois factores:

§ O factor temporal, isto é, o princípio económico de que um activo vale mais hoje do que amanhã.

§ O risco inerente ao investimento, que poderá, ou não, ser constante ao longo da vida útil do investimento.

Tratamento do factor temporal pelo CAPM e pelo Equivalente Certo

O factor temporal é frequentemente considerado actualizando-se os fluxos financeiros

<sup>15</sup> Pratt, J. K., "Risk Aversion in the Small and in the Large," *Econometrica*, 32 (1964), 122-36

<sup>16</sup> Arrow, K. J., "The theory of risk bearing" in *Aspects of Theory of Risk Bearing*, Helsinki: Yrjö Janssonin Säätiö, 1965

<sup>17</sup> Através duma aproximação assimétrica (de primeira ordem em série de Taylor, ao termo certo, e de segunda ordem em série de Taylor, ao termo incerto), da curva de utilidade  $v(\tilde{r}-b) = \int v(r)f(r)dr$

<sup>18</sup> J.G. Eisenhauer estimou um valor para o grau de aversão ao risco,  $\gamma$ , com base nas duas metodologias, de 60%, "Approximation bias in estimating risk aversion" *Economics Bulletin*, vol. 4 (38)

à taxa de juro sem risco e o risco inerente ao investimento é considerado actualizando-se os fluxos financeiros a uma taxa correspondente ao prémio de risco do investimento. Assim, os fluxos de tesouraria do investimento são actualizados a uma taxa de juro ajustada para o risco do investimento, isto é, são actualizados tendo em conta a taxa de juro sem risco e o prémio de risco do investimento.

O CAPM é uma das formas de determinar esta taxa de desconto. O CAPM tem por objectivo apresentar valores esperados para um futuro, de curto ou médio prazo, da rendibilidade de uma aplicação financeira. Todavia, essa previsão baseia-se, geralmente, em valores verificados. Esta abordagem fundamenta-se em duas suposições. Em primeiro lugar, pressupõe que as variáveis externas à empresa, prémio de risco e taxa de juro sem risco, têm um padrão de evolução constante ao longo do tempo. Em segundo lugar, considera que o risco das actividades da empresa, medido pelo seu beta, também se mantém constante ao longo do tempo. Contudo, a determinação das rendibilidades esperadas com base em valores observados no passado não é totalmente livre de polémica. No que diz respeito às variáveis externas à empresa, não é claro que exista um padrão de comportamento constante e, sobretudo, não é consensual como devem ser medidas a evolução destas variáveis, através de uma média geométrica ou através de uma média aritmética. No que diz respeito ao beta, há que se considerar que o risco da empresa varia com a sua estrutura financeira, como também varia com alterações das características da actividade. No primeiro caso, o CAPM pode ser aplicado, o último caso inviabiliza a aplicação do CAPM.

O método do equivalente certo tem uma abordagem diferente. Este método retira o prémio de risco directamente aos cash flows esperados, actualizando-os de seguida à taxa de juro sem risco.

A equação (3) apresenta a relação entre a determinação do valor actual de um investi-

mento, tendo em conta o método tradicional e a determinação do valor actual deste investimento, tendo em conta o método do equivalente certo.

$$VA = \frac{\tilde{c}_1}{1+r} = \frac{ECQ}{1+r_f} \quad (3),$$

sendo  $ECQ = \tilde{C}_1 - b$  (4),

com, ECQ, o equivalente certo;  $\tilde{C}_1$ , os cash flows esperados b, o prémio de risco; r, a taxa de juro ajustada e,  $r_f$ , a taxa de juro sem risco.

Daí se retira que  $r = \frac{\tilde{C}_1(1+r_f)}{ECQ} - 1$  (5) e, retomando (1) e (4),

$$r = \frac{\tilde{C}_1(1+r_f)}{\tilde{C}_1 - \frac{1}{2}\gamma\sigma_{\tilde{r}}^2} - 1 \quad (6)$$

Acreditando que se possa estimar  $\gamma$  e  $\sigma_{\tilde{r}}^2$  para o conjunto dos investidores, isto é, que se possa definir o prémio de risco do conjunto dos investidores, a equação (18) apresenta a remuneração máxima exigida por um investidor que aplique os seus fundos apenas neste activo, sem considerar as possibilidades de diversificação do risco, consequentemente, este é o limite superior da remuneração exigida pelo investidor.

### 2.3.3 Cálculo do Equivalente Certo através do CAPM

Se tivermos em conta um período de análise, o modelo CAPM e o método do equivalente certo não são incompatíveis.

De seguida, demonstra-se<sup>19</sup>, como se pode calcular o equivalente certo através do modelo CAPM.

Consideremos as seguintes variáveis:

1. Os cash flows futuros esperados,  $\tilde{C}_1$ , com uma determinada esperança matemática  $E(\tilde{C}_1)$  e com uma variância finita,  $\sigma_{\tilde{C}_1}^2$ .
2. A carteira de mercado, com uma determinada rendibilidade esperada,  $\tilde{r}_m$ , com uma determinada esperança matemática,  $E(\tilde{r}_m)$ , e com uma variância finita,  $\sigma_{\tilde{r}_m}^2$ .
3. A taxa de juro sem risco,  $r_f$ .

<sup>19</sup> Em grande parte através de R. Brealy, S. Myers (1998), Princípios de finanças empresariais, 5ª edição, Mc Graw Hill

<sup>20</sup> Para dois períodos, com dois fluxos de tesouraria esperados  $\tilde{C}_1$  e  $\tilde{C}_2$ , a estimação torna-se muito complicada, sendo o valor dado por  $\tilde{r} = \frac{(1+r_f)(\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2) + \gamma\sigma_{\tilde{r}}^2}{\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2}$ . Em casos com mais do que um período, aconselha-se a transformar os fluxos em rendas. Mais complicado é o tratamento da suposição de que a taxa de desconto varia com o tempo.

Sendo o valor actual de um investimento (VA) dado por:

$$VA = \frac{\tilde{C}_1}{(1+\tilde{r})} \quad (7),$$

20

sendo  $\tilde{C}_1, \tilde{r}$ , a taxa de juro esperada ajustada ao risco, tem-se:

$$\hat{\beta} = \frac{\text{cov}(\tilde{r}, \tilde{r}_m)}{\sigma_m^2} = \frac{\text{cov}\left(\frac{\tilde{C}_1}{VA} - 1, \tilde{r}_m\right)}{VA \sigma_m^2} \quad (8), \text{ sendo,}$$

$\hat{\beta}$ , o beta estimado do activo.

Como o valor actual se refere ao presente, não sendo uma incógnita, não varia conjuntamente com as rentabilidades futuras do mercado. Por isso, pode-se reescrever beta do seguinte modo:

$$\hat{\beta} = \frac{\text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)}{VA \sigma_m^2} \quad (9)$$

Sendo o modelo CAPM dado por:

$$\begin{aligned} \tilde{r} &= r_f + \hat{\beta}(\tilde{r}_m - r_f) \Leftrightarrow \\ \tilde{r} + 1 &= 1 + r_f + \hat{\beta}(\tilde{r}_m - r_f) \quad (10) \end{aligned}$$

Considerando a expressão (11), tem-se

$$\frac{\tilde{C}_1}{VA} = 1 + r_f + \hat{\beta}(\tilde{r}_m - r_f) \quad (12) \Leftrightarrow$$

$$VA = \frac{\tilde{C}_1 - \lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)}{1 + r_f} \Leftrightarrow$$

$$\tilde{r} = \frac{\tilde{C}_1}{\tilde{C}_1 - \lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)} - 1 \Leftrightarrow$$

$$\tilde{r} = \frac{\tilde{C}_1(1 + r_f)}{\tilde{C}_1 - \lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)} - 1 \quad (13)$$

sendo  $\lambda = \frac{\tilde{r}_m - r_f}{\sigma_m^2}$ , o preço de mercado do risco

e o produto  $\lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)$ , "o prémio de risco do mercado"<sup>21</sup>, que permite transformar  $\tilde{C}_1$  em equivalente certo. Consequentemente, se o

activo não tiver risco,  $\text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m) = 0$ , e apenas se terá em conta o factor temporal na actualização dos fluxos de tesouraria.

O factor  $\lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)$ , da equação (13),

substitui o factor  $\frac{1}{2} \gamma \sigma_{\tilde{r}}^2$ , da equação (6).

Este factor traduz as oportunidades de diversificação decorrentes da existência de vários mercados. O contributo da diversificação para a diminuição do risco do investidor implica que esse factor seja inferior ao factor  $\frac{1}{2} \gamma \sigma_{\tilde{r}}^2$ .

#### 2.3.4. O Equivalente Certo em Situações de mais do que um Período

Sublinhe-se que as análises apresentadas têm-se restringido a um só período. A consideração de mais do que um período altera as conclusões apresentadas. O seguinte exemplo, para dois períodos, ilustra as questões envolvidas.

Considere-se um projecto que gera um rendimento representado por uma variável aleatória  $x$ , que tem valor esperado  $E(x)$ . Dadas as preferências do investidor e as suas oportunidades de diversificação, o equivalente certo,  $Ec$  é caracterizado pela seguinte relação:  $Ec < E(x)$ .

Seja  $r_f$  a taxa de juro sem risco, tendo como horizonte um único período, a definição apropriada do equivalente certo e/ou da taxa de juro sem risco garante que:

$$\frac{E(x)}{1+r} = \frac{E}{1+r_f}, \text{ tal como descrito anteriormente.}$$

Verificando-se esta igualdade, pode-se escrever o factor de desconto da seguinte forma:

$$\frac{1}{1+r} = \frac{E}{E(x)} \frac{1}{1+r_f} \quad (14)$$

Com dois períodos, o valor actualizado calculado com ajustamento para o risco via custo de capital é:

$$\frac{E(x)}{1+r} + \frac{E(x)}{(1+r)^2}, \text{ que pode ser reescrito como:}$$

$$\frac{Ec}{1+r_f} + \left(\frac{Ec}{E(x)}\right)^2 \frac{Ec}{E(x)} \quad (15)$$

<sup>21</sup> A aceitação deste parâmetro como equivalente do prémio de risco é discutível

$$= \frac{Ec}{1+r_f} + \frac{Ec}{(1+r_f)^2} \times \frac{Ec}{E(x)} < \frac{Ec}{1+r_f} + \frac{Ec}{(1+r_f)^2}, \quad (16)$$

desde que  $Ec > 0$ .

E neste caso, para um mesmo valor do equivalente certo, a taxa de desconto do investimento com risco (o seu custo de oportunidade do capital) terá de ser menor do que a resultante da situação de um único período, não se mantendo a equivalência simples entre descontar a uma taxa de juro ajustada para o risco de acordo com o CAPM e ajustar o “cash-flow” par o valor do seu equivalente certo.

A consideração de horizontes temporais mais largos origina menores ajustamentos para o risco na taxa de desconto. De certo modo, é natural que assim seja, pois a existência de vários períodos permite oportunidades de diversificação adicionais, desde que de um período para o outro não exista correlação perfeita nos aspectos aleatórios de todos e cada um dos activos. No que diz respeito à determinação do custo de capital de uma empresa regulada, e dado o perfil do investidor marginal, é razoável considerar-se um horizonte anual e definir-se o custo de oportunidade do capital tendo por referência esse horizonte. Esta opção implicará o cálculo anual dos valores do custo de capital com base na informação conhecida nesse período. No entanto, a metodologia de cálculo do custo de capital deverá ser fixada para todo o período regulatório.

#### 2.4 Aplicação do Método do Equivalente Certo

A aplicação do método do equivalente certo ao modelo CAPM é possível num contexto de diversificação dos investimentos, isto é, num quadro muito próximo da generalidade dos casos<sup>22</sup>. A utilização desse método no modelo CAPM poderá ser benéfica em situações em que a avaliação do  $\beta$  é mais árdua do que a avaliação do produto  $\lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)$ , nomeadamente em situações em que o activo em causa é composto por várias componentes diferentes.

##### 2.4.1. Definição do custo de capital de cada actividade regulada de uma forma transparente

Nenhuma das actividades reguladas pela ERSE está directamente e exclusivamente cotada em bolsa. A EDP está cotada em bolsa mas as suas actividades reguladas não o são, nomeadamente a Distribuição de Energia Eléctrica e a Comercialização regulada. Estas representam cerca de 36% do seu valor contabilístico.

Por seu lado, a REN, cujas actividades afectas ao sector eléctrico são reguladas, não é uma empresa cotada em bolsa.

Neste caso, o método do equivalente certo pode ser utilizado de duas formas, deduzido através do CAPM ou directamente aplicado com referência ao grau absoluto de aversão ao risco de um hipotético investidor em contexto de mercado.

Para deduzir o método do equivalente certo através do CAPM é necessário separar o contributo do risco de cada actividade para o conjunto da actividade da empresa, isto é, que o beta de uma empresa,  $\hat{\beta}$ , seja igual à soma do produto do peso das suas actividades e dos seus betas, i:

$$\hat{\beta} = \frac{\text{cov}(\tilde{r}, \tilde{r}_m)}{\sigma_m^2} = \sum_i x_i \hat{\beta}_i \quad (17)$$

Para que isso se possa verificar, é necessário que a soma das covariâncias seja igual à covariância das somas, como se mostrará de seguida.

A covariância de duas variáveis aleatórias<sup>23</sup>  $x$  e  $y$ , relativamente à variável  $A$ , será dada por:

$$\begin{aligned} \text{Cov}(x+y, A) &= E\left\{\left[(x+y) - (\mu_x + \mu_y)\right](A - \mu_A)\right\} = \\ &= E\left\{\left[(x - \mu_x)(A - \mu_A) + (y - \mu_y)(A - \mu_A)\right]\right\} = \\ &= E\left\{(x - \mu_x)(A - \mu_A)\right\} + E\left\{(y - \mu_y)(A - \mu_A)\right\} = \\ &= \text{Cov}(x, A) + \text{Cov}(y, A) \end{aligned} \quad (18)$$

Assim, poder-se-á deduzir o peso do risco de uma actividade regulada no conjunto de uma empresa, para a qual já se tenha calculado o beta,

$$\text{recorrendo à expressão } \tilde{r} = \frac{\tilde{C}_1(1+r_f)}{\tilde{C}_1 - \frac{1}{2}\gamma\sigma_{\tilde{r}}^2} - 1$$

<sup>22</sup> Como foi referido, os investidores “pontuais” optam muitas vezes por investir nos mercados de capitais através dos fundos mobiliários, que se assemelham ao “grande” investidor.

<sup>23</sup> Aleatórias, mas não forçosamente independentes.

<sup>24</sup> Aceitando-se que prémio de risco de mercado e de um investidor sejam equivalentes.



que determinará para cada actividade qual a sua rendibilidade associada e o seu correspondente beta.

Para isso, é necessário ter-se, previamente, determinado o grau absoluto de aversão ao risco dos investidores,  $\gamma$ . Pelo o que foi referido anteriormente, este será o limite superior da rendibilidade esperada.

Noutra óptica, pode-se utilizar o método do equivalente certo na determinação do valor de um activo com risco com base no CAPM<sup>24</sup> recorrendo-se à expressão

$$\tilde{r} = \frac{\tilde{C}_1}{\tilde{C}_1 - \lambda \text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)} - 1, \text{ como também se}$$

$$1 + r_f$$

pode definir directamente o contributo da actividade regulada para o risco do conjunto da empresa, apenas com base no CAPM na

expressão  $\hat{\beta} = \frac{\text{cov}(\tilde{C}_1, \tilde{r}_m)}{VA \sigma_m^2}$  e na expressão (19).

Em suma, a opção por qualquer um destes métodos na determinação da remuneração do activo de actividades integradas num conjunto organizacional mais amplo, sujeita-se à determinação do grau de avaliação possível dessas actividades em conjunto e em separado.

2.4.2. Alargamento do conceito de custo de capital a todos os investidores

O método do equivalente certo permite alargar o conceito de custo de capital aos investimentos efectuados por investidores pontuais, que representam uma percentagem não negligenciável dos investidores em empresas como a EDP, recentemente privatizadas. Assim, a determinação de uma remuneração “justa” para uma empresa regulada teria em conta o perfil de todos os investidores, não caindo no erro de recorrer à teoria da carteira eficiente em situações como esta, utilizando-se o método do equivalente certo, desde que se estabeleça um valor consensual para  $\gamma$ , o valor do grau absoluto de aversão ao risco.

Sublinha-se que a aplicação do método do

equivalente certo obriga em todos os casos a uma estimativa dos fluxos de rendimentos previstos (e das covariâncias também), que por sua vez também influenciarão a rendibilidade dos activos<sup>25</sup>.

Para se poder avaliar da aplicabilidade deste método, importa apresentar o contexto regulatório em que ele é aplicado, nomeadamente definindo como este pode ou não aumentar o risco da empresa.

Esta problemática será desenvolvida no ponto seguinte<sup>26</sup>.

**3. O Risco Regulatório**

3.1. Definição de Risco Regulatório

Antes de desenvolver as implicações do risco regulatório sublinha-se que o gestor da empresa tem uma percepção de risco que se funde com a da própria empresa, contemplando os dois tipos de risco, sistemático e específico, e que o accionista da empresa, ao diversificar o seu capital, apenas se preocupa com o risco sistemático da empresa. É o ponto de vista do accionista que, no actual quadro, importa considerar.

Por definição, o risco regulatório apenas deverá ser considerado quando as decisões do órgão regulador contribuam para o risco da empresa de uma forma que não podem ser diminuída pelos investidores com a diversificação dos seus recursos em outros activos com risco, isto é, quando aumentam o seu risco sistemático. Por exemplo, tome-se um produto que tem um custo de produção perfeitamente determinado. Esse produto é transportado por outra empresa até ao consumidor final. O preço no consumidor final é regulado e a procura é conhecida. Agregadamente, para o sector não há qualquer risco. Existe apenas incerteza sobre o preço que a empresa produtora paga à empresa de transporte. Cada uma das empresas por si suporta risco na sua actividade, mas um investidor não, já que o cash-flow de uma das empresas está negativa e perfeitamente correlacionado com o de outra empresa.

No actual quadro conceptual, o aumento do

<sup>25</sup> No caso do CAPM obriga ao cálculo do beta, que deveria ser o beta correspondente aos fluxos financeiros futuros. A sua estimação com base em comportamento passado da empresa em bolsa de valores ou a aproximação por valores de empresas do sector em outros países assenta na premissa de que esse mesmo comportamento passado se manterá válido independentemente das opções regulatórias tomadas, o que pode ser incoerente com a própria ideia de regulação. <sup>26</sup> Refira-se que o método do equivalente certo não se aplica somente quando o investidor aplica os seus recursos num só activo, como também quando o investidor aplica-os numa carteira de mercado, é o chamado background risk

risco regulatório traduzir-se-á no aumento do custo de capital: o accionista para estar disposto a investir na empresa exigirá um retorno esperado superior. De seguida desenvolver-se-á este conceito.

O risco regulatório surge então quando:

- 1) A aplicação de regras regulatórias não permite às empresas responderem a choques externos.
- 2) Se verifica imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras.

O último caso integra-se no risco específico da empresa. A imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras tem implicações na rentabilidade das empresas reguladas. Contudo, esta rentabilidade não varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Logo, como o risco é analisado na óptica do accionista, este, ao diversificar as suas aplicações, diminui o risco específico associado à regulação<sup>27</sup>. Todavia, esta interpretação do risco regulatório apenas se pode efectuar quando, por um lado, os accionistas das empresas reguladas têm acesso a mercados de capitais eficientes, nomeadamente em termos de liquidez, informação e dimensão e, por outro lado, os accionistas sejam racionais nos objectivos e perante o risco<sup>28</sup>.

Pelo contrário, o primeiro tipo de risco regulatório não pode ser diminuído com a diversificação dos investimentos, integrando-se no risco sistemático da empresa. Observando os efeitos nos custos das empresas decorrentes de “choques externos”, o risco de uma empresa regulada por preços ou por proveitos máximos<sup>29</sup> é maior do que o risco de uma empresa não regulada, sendo igualmente maior do que o risco de uma empresa regulada por custos aceites, porque não podem repercutir nos preços o aumento de risco. Essa diferença de risco é diminuída com a aceitação de custos decorrentes de “choques externos” como, por exemplo, a inflação.

Quando os choques externos têm implicações na procura o efeito é inverso. Registe-se que a diferença entre o risco das empresas reguladas

e não reguladas diminui com o aumento do preço<sup>30</sup>. Contudo, a regulação por incentivos limita, total ou parcialmente, a capacidade da empresa em aumentar os preços.

Considere-se uma empresa regulada por preços máximos ou por proveitos máximos. Perante um acontecimento não previsto, essa empresa estará total ou parcialmente limitada na subida dos seus preços, consoante seja regulada por preços máximos ou por proveitos máximos, e, conseqüentemente, o aumento do risco terá mais influência nos seus proveitos do que numa empresa não regulada ou regulada por custos aceites. Por conseguinte, tal empresa escolherá um projecto menos arriscado do que uma empresa não regulada, contendo o efeito da regulação por preços máximos ou por proveitos máximos no risco da empresa. Até que ponto? Isto dependerá da importância dada a novos investimentos nos resultados da empresa. No que diz respeito a incerteza na procura, os efeitos são, obviamente, os inversos. A empresa regulada por incentivos tem garantido o seu nível de proveitos, com mais ênfase no caso da regulação por preços máximos, ao contrário da regulação por custos aceites. Neste caso, será a empresa regulada por preços máximos e, num menor grau, regulada por proveitos máximos que escolherá projectos de maior risco.

### 3.2. Tratamento do risco regulatório-abordagem genérica

Não obstante a avaliação do risco regulatório ser difícil<sup>31</sup>, a consciência de que o risco regulatório não diversificável aumenta o custo de capital das actividades reguladas obriga as entidades reguladoras a diminuírem-no. Na regulação por custos aceites este risco será diminuído, porque esta depende apenas de um factor: a determinação do custo de capital. A sua determinação, caso se queira replicar o custo de capital da empresa (e não de uma empresa modelo), não deverá ter qualquer risco regulatório, não se pondo este problema<sup>32</sup>. Na regulação por incentivos, este risco existe com mais veemência, por se limitarem os proveitos permitidos ou os preços das empresas reguladas a

<sup>27</sup> Mesmo na regulação por incentivos, o risco regulatório (que aparece antes da determinação dos parâmetros regulatórios) é, tendo em conta a experiência das empresas e o processo de audição destas, relativamente conhecido e diversificável <sup>28</sup> Accionistas ditos prioritários ou institucionais (nomeadamente de empresas que, recentemente, foram privatizadas ou cujo capital aumentou) podem não ser “racionais” nos seus comportamentos. Contudo, não é para este tipo de accionistas, cujo risco sai do âmbito dos mercados concorrenciais, que o risco é determinado. Por outro lado, a não contemplação da racionalidade dos accionistas implicaria a aleatoriedade dos seus comportamentos impossibilitando qualquer enquadramento teórico destes. <sup>29</sup> <sup>30</sup>S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), A study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities

um nível máximo, independentemente da evolução de várias variáveis externas. Sublinha-se que a regulação por preços máximos incorpora um maior grau de risco do que a regulação por proveitos máximos. Acresce ainda neste último caso, que, sendo a evolução de variáveis externas à gestão das empresas que criam este risco, é diminuto o incentivo à eficiência destas que decorra do suporte integral dos custos decorrentes dessas variáveis.

Uma forma encontrada pelos reguladores para diminuir o risco decorrente da existência de choques externos e de regulação por preços máximos consiste na aplicação de mecanismos de correcção de erros (Error Correction Mechanisms, ECM). O ECM permite o ajustamento dos custos e dos proveitos em certas circunstâncias, nomeadamente a variação não esperada da inflação, dos preços dos bens intermédios, das taxas de juros, etc.

Neste quadro, poderá ser importante identificar quais são os factores exógenos às empresas que são determinantes dos seus custos e que, no âmbito de uma regulação por incentivos, contribuam para aumentar o risco sistemático da empresa. Apresentam-se de seguida alguns exemplos de factores que se integram nesse âmbito:

- Taxa de juro.
- Preços de alguns bens intermédios (construção, gás, óleo, cimento, aço, etc.)<sup>33</sup>.
- Evolução da actividade económica.
- Voltando às metodologias de determinação de custo de capital apresentadas no ponto anterior. Concluiu-se que o tratamento diferenciado de cada actividade, que elas possibilitam, tem como contrapartida ter-se de estimar os valores esperados para os fluxos de rendimentos<sup>34</sup>.

Adaptando a equação (24):

$$\tilde{r} = \frac{(1+r_f)\tilde{R}}{\tilde{R} - \lambda \text{cov}(\tilde{R}, \tilde{r}_m)} - 1$$

, na qual, neste caso,  $\tilde{R}$  corresponde aos proveitos líquidos de custos esperados, isto é,  $\tilde{R} = \tilde{\text{Pr}} - \tilde{\text{Cust}}$ , sendo,  $\tilde{\text{Pr}}$  os proveitos esperados e  $\tilde{\text{Cust}}$ , os

custos esperados.

Se todos os custos forem com certeza aceites pelo regulador e se este incluir uma remuneração do activo<sup>35</sup>, de modo a que  $\tilde{\text{Pr}}$  seja superior a  $\tilde{\text{Cust}}$ ,  $\tilde{R}$  será totalmente independente

$$\text{de } \tilde{R}_m \text{ e } \tilde{r} = f \quad \text{cov}(\tilde{R}, \tilde{r}_m) = 0, \text{ logo:}$$

Se houver incerteza acerca da aceitação dos custos, então  $\tilde{\text{Pr}}$  tem uma variabilidade induzida pelo regulador, o risco regulatório.

Por exemplo, se o regulador aceitar todos os custos reais com uma probabilidade  $\pi$  e 90% dos custos reais com uma probabilidade  $(1-\pi)$ , o proveito líquido será dado do seguinte modo:

$$\tilde{\text{Pr}} = ((1-\pi) + \pi \times 0,9) \times \tilde{\text{Cust}} + \text{remact} \Leftrightarrow,$$

$$\tilde{\text{Pr}} = (1 - 0,1 \times \pi) \times \tilde{\text{Cust}} + \text{remact}$$

sendo, no caso deste exemplo, *remact*, a remuneração do activo.

Os proveitos líquidos esperados serão dados por:

$$\tilde{R} = (1 - 0,1 \times \pi) \times \tilde{\text{Cust}} + \text{remact} - \tilde{\text{Cust}} \Leftrightarrow$$

$$\tilde{R} = \text{remact} - 0,1 \times \pi \times \tilde{\text{Cust}}$$

Deste modo, a remuneração esperada será dada por

$$\tilde{r} = \frac{(1+r_f)\tilde{R}}{\tilde{R} - \lambda \text{cov}(\tilde{R}, \tilde{r}_m)} - 1 \Leftrightarrow$$

$$\tilde{r} = \frac{(1+r_f)\tilde{R}}{\tilde{R} - \lambda \text{cov}(\text{remact} - 0,1 \times \pi \times \tilde{\text{Cust}}, \tilde{r}_m)} - 1 \Leftrightarrow$$

Como  $\text{cov}(\text{remact}, \tilde{r}_m)$  é próxima de zero<sup>36</sup>, pode-se assumir:

$$\tilde{r} = \frac{(1+r_f)\tilde{R}}{\tilde{R} - \lambda \text{cov}(-0,1 \times \pi \times \tilde{\text{Cust}}, \tilde{r}_m)} - 1 \Leftrightarrow$$

$$\tilde{r} = \frac{(1+r_f)\tilde{R}}{\tilde{R} - 0,1 \times \pi \times \lambda \text{cov}(-\tilde{\text{Cust}}, \tilde{r}_m)} - 1$$

<sup>31</sup> Não se conhece qualquer trabalho que quantifique o risco regulatório.

<sup>32</sup> O risco existirá na medida em que possam haver erros nessa avaliação.

<sup>33</sup> O recurso cada vez mais comum a concursos internacionais por parte das empresas reguladas, diminui o carácter não controlável da evolução destas variáveis.<sup>34</sup> Que tem a vantagem de não se ter de considerar um conjunto de pressupostos, mais ou menos subjectivos, na determinação do risco de cada actividade com base no risco do conjunto da empresa.<sup>35</sup> Que no caso deste exemplo, que visa sublinhar o impacto das decisões regulatórias no risco da empresa e no seu custo de capital, e que não pretende discutir a inter-relação existente entre a determinação do custo de capital e dos proveitos permitidos, não tem que ser igual ao custo de capital (o que se verifica em alguns países europeus como se verá mais adiante). Contudo, como se verá já de seguida, esta inter-relação não impede que se determina o custo de capital tendo em conta os proveitos permitidos.

Sublinhe-se que a assumpção de que  $\text{cov}(\tilde{r}_{\text{emact}}, \tilde{r}_m)$  é próxima de zero, permite igualmente ultrapassar a problemática da inter-relação existente entre a determinação do custo de capital e as opções regulatórias escolhidas pela entidade reguladora.

Assumindo que  $\tilde{C}_{\text{ust}}$  e  $m$  são negativamente correlacionados:  $\tilde{R} > \tilde{R} - \lambda \text{cov}(\tilde{R}, \tilde{r}_m)$ , consequentemente:  $\tilde{r} > f$ , sendo que esta diferença aumentará com  $\lambda$  e  $\pi$ , o preço do risco do mercado e a probabilidade dos custos reais não serem aceites para efeitos de regulação.

De seguida, esta análise é alargada tendo em conta as metodologias regulatórias seguidas.

Consideram-se, então, duas actividades, desempenhadas em regime de monopólio (natural). Uma é regulada por preços máximos, com factor de eficiência, a outra é regulada por custos aceites.

Os seus proveitos líquidos,  $\tilde{R}$ , da empresa regulada por preços máximos dependerão sobretudo de  $\tilde{C}_{\text{ust}}$ . No início de cada período regulatório, a evolução histórica dos custos é analisada e os factores de eficiência são determinados. Com base nestes valores, determina-se o valor de  $\tilde{C}_{\text{ust}}$  objectivo e deste modo um primeiro valor para  $\tilde{r}$ . Este primeiro valor poderá ser posteriormente ajustado tendo em conta o contributo do risco da actividade regulada para o conjunto do risco da empresa, socorrendo-se de outras metodologias de determinação do custo de capital, bem como da igualdade

$$\hat{\beta} = \frac{\text{cov}(\tilde{r}, \tilde{r}_m)}{\sigma_m^2} = \sum_i x_i \hat{\beta}_i \quad 37$$

No que diz respeito à regulação por custos aceites, como o nome indica, os custos são aceites pelo regulador, associando-se o nível de proveitos permitidos a esses custos. Por outro lado, sendo esta uma actividade desenvolvida por um monopólio e, geralmente, pertencendo a mercados maduros, o risco associado à procura é relativamente diminuto. Por conseguinte, o risco das actividades, quando reguladas por custos aceites é muito baixo, sendo, aparente-

mente, próximo de  $\text{cov}(\tilde{R}, \tilde{r}_m) = 0$ .

Contudo, existe sempre um grau de incerteza por parte da empresa regulada, quer porque a empresa não sabe com rigor, qual a base de activos que será considerada no futuro, quer porque não sabe se alguns custos correntes incorridos no exercício serão incluídos, ou não, na determinação dos proveitos.<sup>38</sup> Por outro lado, estas actividades são geralmente intensivas em capital, com investimentos com períodos de vida úteis muito longos. Assim, não se pode deixar de considerar o perfil do investidor.

### 3.3. Tratamento do risco regulatório-Análise matemática

Para além dos efeitos sobre o parâmetro  $\beta$  do modelo CAPM que já se encontram discutidos na literatura, há ainda a considerar o impacto decorrente das decisões da empresa que são induzidas pelo mecanismo regulatório que é aplicado.

A utilização de uma regulação económica com maiores ou menores incentivos à eficiência tem como base, e de uma forma simplificada, a ideia de que a introdução de algum risco no retorno para a empresa, esta tenha a capacidade de se apropriar dos ganhos de eficiência que obtiver. Essa possibilidade gera, então, o interesse da empresa em aumentar o seu nível de eficiência.

As decisões que a empresa toma com o objectivo de alcançar uma maior eficiência, afectam, potencialmente, o seu perfil de risco. Consequentemente, o parâmetro  $\beta$  será distinto, de acordo com o regime regulatório imposto, também por esta via.

A exposição formal do argumento exige alguma formalização.

Seja  $D(p)$  a função procura, para cada preço final  $p$ . Seja  $C(e)$  o custo marginal de produção, função do esforço desenvolvido pela empresa para redução de custos,  $e$ . A variável e resume um indicador único, não observável e não contratável, todas as decisões da empresa que contribuam para um menor custo unitário de produção. Admite-se que um maior esforço se

<sup>36</sup> Mesmo se remuneração do capital corresponde ao custo de capital da empresa, este pelo que viu dependerá, além do mais do risco da actividade, que é independente da remuneração do mercado financeiro.

<sup>37</sup> Posteriormente, poderão ser definidos alguns factores de custos exógenos cujas variações poderão ser directa ou indirectamente reflectidas nos preços.

<sup>38</sup> No caso da regulação das empresas pela ERSE, existe igualmente alguma incerteza quanto ao efeito do mecanismo de convergência das Regiões Autónomas (no caso REN, com actividades reguladas por custos aceites) ou do mecanismo de limitação dos aumentos tarifários nas contas das empresas (no caso da EDP Distribuição, com actividades reguladas por custos aceites e por preços máximos), uma vez que mesmo que sejam aceites para custos, com correcção temporal, existe sempre um risco associado ao factor tempo, alterando o perfil de risco das empresas e consequentemente o seu custo de capital.

traduz num menor custo unitário a uma taxa decrescente:  $c'(e) < 0, c''(e) > 0$ .

O custo total de produção é:

$$CT = c(e)D(p)$$

Seja  $\rho$  o custo de capital da empresa. Admita-se como hipótese simplificadora que todo o custo de produção tem de ser financiado por capitais próprios. O custo económico total é dado por

$$C = (1 + \rho) c(e) D(p)$$

Um aumento do esforço de eficiência e permite baixar os custos da empresa, embora implique uma desutilidade  $\varphi(e)$  para a gestão da empresa, que é tanto maior quanto mais elevado for o esforço, aumentando a taxas crescentes.

O lucro económico gerado pela empresa é

$$\Pi = R - (1 + \rho)C(e)D(p)$$

Em que as receitas  $R$  são determinadas pela actividade regulatória, segundo a regra geral

$$R = \bar{R} + (\bar{p} + (1 - \alpha)(1 + \rho)c(e))D(\hat{p})$$

$$\text{com } \hat{p} = \bar{p} + (1 - \alpha)(1 + \rho)c(e)$$

Esta formulação acomoda escolhas como um limite exógeno global às receitas ( $\bar{R} > 0, \bar{p} = 0, \alpha = 1$ ) um preço fixo ( $\bar{R} = 0, \bar{p} > 0, \alpha = 1$ ), um sistema de reembolso de custos ( $\bar{R} = 0, \bar{p} = 0, \alpha = 0$ ), bem como situações mistas das três possibilidades anteriores.

Os fundos libertos pela empresa para serem utilizados como remuneração dos accionistas (ou outra aplicação que seja definida pela gestão da empresa) são dados por:

$$\tilde{\Pi} = \bar{R} + ((\bar{p} + (1 - \alpha)(1 + \rho) c(e))D(\hat{p}) - c(e)D(\hat{p}))$$

Por simplificação ignorou-se o papel dos custos fixos, o que não altera os resultados qualitativos apresentados.

As propriedades cruciais que interessa explorar são as associadas às fontes de covariância entre  $\tilde{\Pi}$  e a remuneração de mercado.

Note-se que devido à determinação das receitas da empresa por via regulatória, essa covariância dependerá do esforço de eficiência, desenvolvido pela gestão da empresa, de flutuações aleatórias na procura e nos custos da empresa e dos parâmetros de regulação  $\{\bar{R}, \bar{p}, \alpha, \rho\}$  Gera-

se assim um problema de endogeneidade relativamente ao parâmetro de custo de capital  $\rho$  na medida em que o mesmo seja obtido por aplicação do modelo CAPM.

Do ponto de vista da gestão da empresa, no momento de escolha do seu esforço de eficiência, os parâmetros de regulação encontram-se já determinados e não são susceptíveis de serem influenciados pela escolha da empresa.

Tomando a gestão da empresa como maximizadora do lucro económico líquido da sua desutilidade, a sua decisão pode ser caracterizada como a solução de  $e^* = \arg \max_e \Pi - \varphi(e)$

Para os efeitos do presente documento não se torna necessário, por agora, detalhar em pormenor a caracterização desta decisão.

O primeiro efeito a analisar, por ser o de mais fácil caracterização, é do papel da incerteza sobre a procura. Esta pode ser introduzida facilmente, através da consideração de  $D(\hat{p}) = D(\hat{p}, \eta)$ , sendo  $\eta$  uma variável aleatória.

A covariância entre os fundos libertos pela empresa e o que seria a remuneração total de uma carteira de mercado,  $R_m$ , é dado por

$$\begin{aligned} Cov(\tilde{\Pi}, R_m) &= E \{ (\hat{p} - c(e))(D(\hat{p}, \eta) - E(D(\hat{p}, \eta))) (R_m - E(R_m)) \} \\ &= (\hat{p} - c(e)) E \{ [D(\hat{p}, \eta) - E(D(\hat{p}, \eta))] (R_m - E(R_m)) \} \end{aligned}$$

A covariância é maior para esforços de eficiência superiores, considerando um maior esforço da empresa que resulta em menores custos e que aumentos inesperados da procura estão positivamente correlacionados com a remuneração da carteira de mercado.

Ou seja, o custo de capital da empresa regulada será maior, pois com uma margem maior, induzida pelos menores custos, há um amplificar do impacto do risco não diversificável.

Mas este primeiro efeito positivo sobre o  $\beta$  da empresa é contrabalançado por dois outros efeitos, associados à forma como o preço regulado por unidade se altera em resposta a um maior esforço antecipado da empresa. Um maior esforço de ganhos de eficiência leva a um

menor preço recebido pela empresa na medida em que o sistema regulatório preveja uma componente de reembolso de custos ( $\alpha < 1$ ). Caso tal não seja o caso, e apenas as componentes prospectivas ( $\bar{p}, \bar{R}$ ) façam parte do sistema de receitas da empresa regulada,  $\partial \hat{p} / \partial e = 0$ , apenas o efeito assinalado em primeiro lugar prevalece. Tal é verdade mesmo que ( $\bar{R}, \bar{p}$ ) sejam definidos tendo em atenção um nível de actividade esperado da gestão da empresa quanto ao esforço de ganhos de eficiência.

Algebricamente, os efeitos em causa são representados por

$$\begin{aligned} \frac{\partial \text{Cov}}{\partial e} &= -c'(e)E\left\{D(\hat{p}, \eta) - E\left[\bar{D}(\hat{p}, \eta)\right]\right\}[R_m - E(R_m)] + \\ &+ \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} E\left\{D(\hat{p}, \eta) - E(D(\hat{p}, \eta))\right\}[R_m - E(R_m)] + \\ &(\hat{p} - c(e))E\left\{R_m - E(R_m)\right\}\left[\frac{\partial D}{\partial \hat{p}} - E\left(\frac{\partial D}{\partial \hat{p}}\right)\right] \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} \end{aligned}$$

$$\text{com } \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} = (1 - \rho) \frac{\partial C(e)}{\partial e} < 0,$$

Para obter conclusões mais precisas, é útil especificar o modo como a incerteza afecta o nível de procura.

Numa primeira possibilidade tem-se:

$$D(\hat{p}, \eta) = D(\hat{p}) + \eta$$

Neste caso,

$$\frac{\partial D}{\partial \hat{p}} - E\left(\frac{\partial(D(\hat{p}))}{\partial \hat{p}}\right) = 0$$

pelo que o termo intermédio é nulo. Como

$$\frac{\partial \hat{p}}{\partial e} < \frac{\partial c(e)}{\partial e} \text{ desde que não se tenha reembolso}$$

completo de custos, o efeito positivo domina. Torna-se também claro que com reembolso

$$\text{total de custos } (\alpha = 0), \frac{\partial \text{Cov}}{\partial e} = 0 \text{ (embora}$$

neste caso também não exista qualquer incentivo ao desenvolvimento de esforço de eficiência por parte da empresa).

Se, em alternativa, se considerar uma formulação tipo multiplicativo:

$$D(\hat{p}, \eta) = \eta D(\hat{p})$$

$$\frac{\partial D}{\partial \hat{p}} - E\left(\frac{\partial D}{\partial \hat{p}}\right) = \frac{\partial D(\hat{p})}{\partial \hat{p}} (\eta - E(\eta))$$

Em estas condições resulta que o terceiro termo vem:

$$\frac{\partial \text{Cov}(\tilde{\pi}, R_m)}{\partial e} \Big|_3 = (\hat{p} - c(e)) \frac{\partial D(\hat{p})}{\partial \hat{p}} \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} E\left\{[\eta - E(\eta)][R_m - E(R_m)]\right\} > 0$$

Desde que  $\hat{p} > c(e)$  mantendo a interpretação anterior de impactos positivos na procura estarem positivamente relacionados com a remuneração de mercado, resulta daqui um efeito globalmente positivo.

Ou seja, quando se espera que a empresa desenvolva um maior esforço de procura de influência está-se, ainda que indirectamente, a induzir uma maior covariância entre os fundos libertos e a remuneração da carteira de mercado. No contexto do modelo CAPM de determinação do custo de capital, tal leva à consideração de um valor  $\beta$  para a empresa superior.

Infelizmente, a determinação prática do valor adequado é extremamente difícil, uma vez que depende da resposta dos custos aos esforços desenvolvidos pela gestão da empresa, que é uma característica eminentemente não observável.

O passo seguinte é considerar incerteza quanto aos custos da empresa, mantendo a procura determinística. Ou seja,

$$C = C(e, \varepsilon), \varepsilon \text{ variável aleatória}$$

Vendo então:

$$\hat{p} = E\left\{\hat{p} + (1 - \alpha)c(e, \varepsilon)(1 + \rho)\right\}$$

$$\tilde{\Pi} = R - c(e, \varepsilon)D(\hat{p}) = \bar{R} + \hat{p}D(\hat{p}) - c(e, \varepsilon)D(\hat{p})$$

A covariância com a remuneração da carteira de mercado é

$$\text{Cov}(\tilde{\Pi}, R_m) = D(\hat{p})E\left\{E(c(e, \varepsilon)) - c(e, \varepsilon)\right\}(R_m - E(R_m))$$

Para cada nível de esforço de eficiência é razoável admitir que é um choque de aumento de custos se encontra negativamente relacionado com a remuneração da carteira de mercado.

Admitindo choques aditivos;

$$c(e, \varepsilon) = \tilde{c}(e) + \varepsilon$$

O efeito ocorre unicamente através de  $\hat{p}$  :

$$\frac{\partial \text{cov}}{\partial e} = \frac{\partial D}{\partial \hat{p}} \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} E[(E(c) - c)(Rm - E(Rm))] < 0$$

dado que  $\partial D / \partial \hat{p} < 0$ ,  $\partial \hat{p} / \partial e < 0$  e

$$E[(E(c) - c)(Rm - E(Rm))] < 0$$

Com choques multiplicativos

$$\text{Vem } C(e, \varepsilon) = \varepsilon \tilde{c}(e)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \text{cov}}{\partial e} &= \frac{\partial D}{\partial \hat{p}} \frac{\partial \hat{p}}{\partial e} \tilde{c}(e) E[(E(\varepsilon) - \varepsilon)(Rm - E(Rm))] \\ &+ D(\hat{p}) \frac{\partial \tilde{c}}{\partial e} E[(E(\varepsilon) - \varepsilon)(Rm - E(Rm))] \end{aligned}$$

que tanto pode ter um efeito composto positivo como negativo, já que o segundo termo tem sinal positivo dada a covariância negativa entre o choque nos custos e a remuneração da carteira de mercado.

Daqui resulta que a procura de eficiência por parte da empresa tanto pode levar a uma diminuição, como a um aumento do custo de capital por via da alteração dos parâmetros associados com a utilização do CAPM como base do cálculo. O ajustamento a realizar depende de factores não observáveis como a importância relativa dos choques aleatórios na estrutura de custos face a choques aleatórios na procura dirigida à empresa regulada, e com a natureza multiplicativa ou aditiva desses mesmos choques aleatórios.

Tome-se agora o problema da endogeneidade da determinação do custo de capital, exemplificando com o contexto de incerteza sobre o nível da procura e condicional a um determinado esforço de eficiência.

Retomando a equação fundamental do CAPM,

$$\rho = r_f + \beta(Rm - r_f) \quad \beta = \text{Cov}(\tilde{\Pi}, Rm) / \sigma_{Rm}^2$$

Como se discutiu anteriormente, no contexto da actividade regulatória, vem

$$\text{Cov}(\tilde{\Pi}, Rm) = (\hat{p} - c(e)) \text{Cov}(D, Rm)$$

$$\text{Com } \hat{p} = \bar{p} + (1 - \alpha)C(e)(1 + \rho)$$

Logo, a equação base do CAPM resulta em

$$\rho = r_f + (\bar{p} + (1 - \alpha)(1 + \rho)C(e) - C(e)) \frac{\text{Cov}(D, Rm)}{\sigma_{Rm}^2} (Rm - r_f)$$

Defina-se  $\tilde{\beta} = \text{Cov}(D, Rm) / \sigma_m^2$ . O valor de  $\rho$  compatível com esta igualdade é

$$\rho = [r_f + (\bar{p} - \alpha C(e))\tilde{\beta}(Rm - r_f)] [1 - (1 - \alpha)c(e)(Rm - Rf)\tilde{\beta}]^{-1}$$

Desta expressão resultam várias observações.

Em primeiro lugar, a relevância da componente de aceitação de custos. Para  $\alpha = 1$ , ou seja, apenas preço máximo como instrumento de regulação,

$$\rho = r_f + (\bar{p} - c(e))(Rm - r_f)\tilde{\beta}$$

Contudo para  $\alpha = 0$ , ou seja, regulação por custos,

$$\rho = \frac{r_f + \bar{p}\tilde{\beta}(Rm - r_f)}{1 - c(e)\tilde{\beta}(Rm - r_f)}$$

Em segundo lugar, a aplicação directa do valor de  $\tilde{\beta}$  produzido por estimativas econométricas não é adequada pois, relativamente ao período de estimação, tanto  $\hat{p}$  (o preço regulado) como  $c(e)$  o custo unitário, terão alterações decorrentes das decisões das entidades relevantes (regulador e empresa regulada).

A exigência decorrente para o trabalho empírico é a estimação dos factores estruturais que permitam o cálculo adequado do custo de capital ou a demonstração de que o enviesamento introduzido pela utilização da forma convencional do CAPM é negligenciável.

A consideração de incerteza nos custos unitários de produção não altera qualitativamente estas implicações, adicionando ainda o aspecto, quanto à determinação endógena do custo de capital  $\rho$ , do efeito do preço regulado na covariância mediado pela função procura e pelas características aditivas ou multiplicativas dos choques aleatórios nos custos unitários.

39 Caso dos reguladores ingleses da energia e das telecomunicações, OFGEM e OFCOM.

### Anexo: Práticas Internacionais de Determinação do Custo de Capital

Na determinação do custo de capital das empresas reguladas europeias, por parte das suas respectivas entidades reguladoras, não há registo da incorporação do risco directamente nos fluxos de tesouraria.

Em certos casos<sup>39</sup>, há referência (na prática e em intenção) à análise dos fluxos de tesouraria esperados, mas apenas para projectos em particular, nomeadamente quando os projectos têm um risco específico elevado. A OFGEM utiliza análises do tipo TIR na avaliação da razoabilidade das remunerações aplicadas em novos investimentos. Por seu lado, a OFCOM considera a possibilidade de aceitar a remuneração de um determinado projecto após se efectuar uma análise de sensibilidade sobre os fluxos de tesouraria esperados, numa abordagem muito próxima do método do equivalente certo (por exemplo no caso da introdução de um novo produto e a consequente estratégia *wait and see*).

Noutros países, como na Noruega, na Finlândia e em Espanha, esta problemática é tratada de uma forma totalmente diferente. As entidades reguladoras da energia não se preocupam em saber qual é o custo de capital da actividade desenvolvida pela empresa, pretendem sim determinar, qual o custo de capital “padrão” (no caso finlandês, qual é o beta padrão) para o desenvolvimento da actividade regulada por parte da empresa.

Assim, na Noruega é aplicada uma regulação por proveitos máximos tanto no transporte como na distribuição de energia eléctrica. A diferença entre o nível de custos e os proveitos máximos é retida pelas empresas, incentivan-

do-as a diminuir os seus custos. Contudo, esta retenção apenas se efectua até um certo nível de remuneração acima da taxa de remuneração de referência do activo base. As taxas máximas e base são iguais para todas as empresas reguladas.

Na distribuição de energia eléctrica em Espanha até 2001, o nível de custos de referência era estabelecido anualmente através de um programa de engenharia para uma operação eficiente das actividades reguladas, face aos polémicos resultados, a redistribuição dos proveitos entre as empresas é feito, desde então, com base em rácios de repartição fixados pelo Ministério da Economia espanhol, isto é, actualmente em Espanha é aplicado uma regulação por rendimentos máximos, sem ligação ao nível de custos das empresas. Todos os anos, determina-se o nível de rendimento permitido tendo em conta um certo número de pressupostos para um conjunto de parâmetros como a inflação e o nível da procura, não sendo posteriormente efectuado qualquer ajuste. Não há qualquer remuneração explícita ao investimento.

No caso do transporte de energia eléctrica, as empresas espanholas têm uma remuneração garantida sobre o activo bruto anterior a 1997, sendo que sobre os investimentos posteriores e, desde que estes tenham sido adjudicados directamente, é aplicada uma remuneração indexada à Taxa das OT a 10 anos (adicionada de um *spread*), acrescido de custos padrão de exploração e das amortizações. Caso os investimentos posteriores tenham sido realizados num quadro de um concurso público, a remuneração respeita os termos definidos no concurso.

### Bibliografia

- [1] Brealey e Myers, 1998, *Princípios de Finanças Empresariais*, McGraw-Hill
- [2] J.Hirshleifer e J.G. Riley, 1992, *The Analytics of Uncertainty and Information*, Cambridge University press,
- [3] Pratt, J. K., 1964, “Risk Aversion in the Small and in the Large,” *Econometrika*, 32, 122-36
- [4] Arrow, K.J., 1965, “The theory of risk bearing” *Aspects of Theory of Risk Bearing*, Helsinki: Yrjö Janssonin Säätiö Foundation,
- [5] J.G. Eisenhauer, December 23, 2003, “Approximation bias in estimating risk aversion” *Economics Bulletin*, vol. 4 (38)S,
- [6] Wright, R. Mason e D. Miles, 2003, “A study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities”, disponível online







## **TECHNICAL EFFICIENCY IN THE EUROPEAN ELECTRICITY DISTRIBUTION INDUSTRY**

**Isabel Apolinário**

Artigo apresentado no IV North American Productivity Workshop, em Junho de 2006,  
na New York University



## Abstract

*The aim of the present paper is to highlight the dangers of implementing incentive regulation methods, as price cap or revenue cap, merely based on efficiency studies conducted with only one approach. Technical efficiency is estimated applying two techniques, data envelopment analysis and stochastic frontier analysis, using a sample of 68 electricity distribution companies from six European countries (Finland, Ireland, Italy, Portugal, Spain and United Kingdom). The use of both approaches allows testing consistency of the results. The findings highlight for the need of international cooperation between European regulators, in the development and maintenance of an international database designed to assist regulators, which is a powerful and crucial instrument to reduce the problem of information asymmetry between regulators and firms.*

*Key-words – data envelopment analysis, efficiency, electricity distribution, input distance function, regulation, stochastic frontiers.*

## 1. Introduction

Price cap and revenue cap are perhaps the incentive regulation methods most widely used in utility regulation, such as electricity distribution. Price cap regulation consists on setting, for each year of the regulatory period, normally between three to five years, a cap on a basket of prices, based on an increase equal to the retail price index (RPI) minus an X factor. The value of X is based on the regulator expectation on the potential for productivity increases of regulated firms.

On the implementation of price or revenue cap regulation the measurement of the regulated firm potential productivity increase is the crucial variable, since the settlement of an X value too small means that the firm will have excessive profits, while the settlement of a value too high might prejudice the economic-financial viability of the firm.

This means that the measurement of the productivity potential growth requires high quality measures. Partial productivity measures should not be used when firms use multiple inputs and/or produce multiple outputs, because these measures do not give a global vision of the firm performance, given that they not account for all the relations between inputs and outputs of electricity distribution.

In Europe an increasing number of energy regulators have adopted incentive regulation to promote efficiency gains in natural monopoly activities, such as electricity distribution, and some have used benchmarking methods as part of the regulatory process (Finland, Netherlands, Norway, Portugal and United Kingdom). However, the scope of most of the efficiency studies conducted for (or by) regulators and used as part of the regulatory process is limited to a single country. The limited number of distribution companies in some countries and the increasing number of mergers and acquisitions are raising the need for international benchmarking among the European regulators.

The Council of European Energy Regulators (CEER) has commissioned a study to

Cambridge University on cost efficiency in European electricity distribution companies. The results showed that the choice of benchmarking technique, model specification, and choice of variables could affect the efficiency scores as well as the rank order of companies.

In the present paper an international benchmarking is conducted, but the focus is on technical efficiency instead of cost efficiency, to avoid the problem of comparability of cost data usually faced on international dataset for benchmarking. An input distance function is estimated applying two techniques, data envelopment analysis (DEA) and stochastic frontier analysis (SFA), using a sample of 68 electricity distribution companies from six European countries (Finland, Ireland, Italy, Portugal, Spain and United Kingdom). The use of both techniques allows to check the robustness of the results.

## 2. Efficiency and productivity

A firm is maximising its productivity, for given prices of inputs and outputs and for a given production technology, when it is technically efficient, scale efficient, input allocative efficient and output allocative efficiency.

Farrel (1957) was the first to measure efficiency empirically, drawing a measure of economic efficiency, which separate into two components: technical efficiency and input allocative efficiency. When a firm is economically inefficient, it means that the cost in which it is incurring for producing its outputs is higher than the minim required. This might be a consequence of using too many inputs (technical inefficiency) or of using the wrong mix of inputs, for the input prices it faces (input allocative inefficiency).

Thus, technical efficiency reflects the firm ability to minimize the use of inputs in producing a determined output (input-oriented technical efficiency), or its ability to obtain maximum output, for a given technology, from a set of inputs (output-oriented technical efficiency).

Input allocative efficiency reveals the ability of the firm in using inputs in the optimal mix, given input prices and production technology.

\* The views expressed in the present paper are strictly personal.

A firm is scale efficient if it operates with the optimal size, what happens when a firm exhibits constant returns to scale. Thus, any firm that doesn't exhibits constant returns to scale may be technical efficient and input allocative efficient, and even so be able to increase its productivity.

Output allocative efficiency reflects the ability of the firm in choosing the mix of outputs which maximizes its revenues, given the prices of outputs it faces. A firm is output allocative efficient when the ratio of output prices equals the ratio of marginal costs.

Coelli et al (2003) argue that network regulators, in settling the X factor for a regulated firm, many times want to remove from performance comparisons input allocative efficiency, output allocative efficiency and scale efficiency, which is a short term perspective.

The regulator might want to remove input allocative efficiency because the assets of electricity distribution firms have a long lifetime, so the firm may have a set of assets with the mix that minimized firm's costs 10 years ago, but given the actual prices of inputs that isn't the proper mix now. Thus, if the regulator chooses to determine economic efficiency should bear that in mind, because it is not feasible to ask the firm to substitute these assets in the short run. Output allocative efficiency is often not considered because utilities seldom have the ability to change their mix of outputs, given their public service obligations. If the regulator suspects that firms don't have control upon its scale size, he should also remove the scale efficiency effect from its productivity measures.

To sum up, when we observe a growth in productivity through time, this might be a consequence of five factors: technical progress, technical efficiency change, scale efficiency change, input allocative efficiency change and output allocative change. Technical progress might be the result of the development of a new technology, being represented by an upward shift of the production frontier. The regulator, when setting X factor for firms, wants efficient firms to achieve an annual growth of productivity, which in practice is based on the past trend of technical progress (named as frontier shift), and that inefficient firms achieve this more an increase in technical or economic efficiency (catch-up).

### 3. Specification of the model

Electricity distribution comprises the transport of electricity from transmission network to consumers (not including the supply). Networks must be dimensioned to satisfy peak demand of the network.

#### 3.1. Variables

Accordingly to economic theory, knowledge of the sector and previous studies, we state the variables which would be used in the finding of the appropriate model to represent the production technology of electricity distribution, had it been possible to obtain information for all of these.

Electricity distributed was sometimes considered as the only output of electricity distribution activity. Nevertheless, electricity distribution to low voltage (LV) consumers requires more infrastructures than electricity distribution to high and medium voltage (HV and MV), so it must be considered the disaggregation of electricity distributed into electricity distributed in LV and electricity distributed in HV and MV.

Networks must have capacity to meet peak demand, even if this is much higher than average demand. Thus, peak demand should also be considered as an output, to capture the dif-

ferences in load profiles.

The number of clients is a variable often used as output, being a proxy for consumption points that must be supplied. The consideration of the number of clients jointly with energy distributed catches the density of energy distributed, which allows firms with similar average consumptions per client to be compared.

Concerning inputs, lines and transformers are the main capital assets of electricity distribution activity. Thus, the model should include length of network and transformers capacity. Networks are not homogeneous, differences in voltage levels might influence the efficiency score of firms. The same is valid whether the networks are overhead or underground. So, we may consider the disaggregation of network length into LV network and HV and MV network and into underground network and overhead network.

Capital inputs may be considered endogenous or exogenous to firms. Firms may influence the network length through the drawing of it, but their ability to control the network length is limited when the obligation of public service exists, since the network length reflects the size of the region in which consumers are. This question is a source of great controversy in the literature, where does not exist consensus on the most appropriate way to deal with this input, with some authors treating it as endogenous, while others treat it as exogenous. In the present paper capital inputs will be treated as an endogenous variable and, therefore, controllable by the firm.

Another important input is labour force, which may be measured through the number of employees.

There are factors which are not controllable by firms, but that may influence their performance, which should be considered in any efficiency analysis, in order to avoid a bias on the efficiency scores.

Densities, measured by population density, energy density, client density and network density, have perhaps been the environmental variable most used in efficiency studies.

If information on distribution area is available we may use the ratio between the number of clients and distribution area to represent client's density. An alternative approach is to include distribution area in the model jointly with the number of clients, to capture geographic dispersion of clients. Nevertheless, it is important to state that the ratio between the number of clients and distribution area is not a perfect variable. There may be two firms which operate in regions with similar client's density, but one operates in a region with only a big city and other operates in a region with many disperse little and average cities. These two configurations require very different network resources.

Network length has also been used in models as an output, to measure network density. Nevertheless, this may introduce perverse effects, in inciting firms to increase their network, merely to achieve a higher efficiency score.

Another environmental variable that may be used is the share of electricity distributed to LV consumers, to capture the effect of distributing electricity to different voltage levels. A firm with a higher share of sales in LV will need more inputs to produce a determined level of output.

Other environmental variable that assumes more and more importance is quality of service. Firms that operate in countries where higher patterns of quality of service are imposed will need more inputs to produce the same level of output. As a measure for the quality of service it may be used the number of interruptions or the duration of interruptions. Losses in networks and transformers may also be included in the model to reflect the quality of the network. Losses in networks depend on the configuration of the

networks (length of network, share of each voltage level), being partially controllable by firms.

### 3.2. Technology

A production technology may be represented by a distance function, when multiple inputs are used to produce multiple outputs and there is no available information on input prices, or if we consider that the behavioural hypothesis underlying costs, profits or revenues functions, are violated, not being then possible to use these functions to represent the production technology.

Estache et al (2004) state that there is a strong consensus on considering electricity distribution as an industry in which firms don't follow these behavioural hypothesis, since they have public service obligations, which means that the judgement on their relative performance should be made comparing only technical efficiency.

An input distance function, concept introduced by Shephard (1953), gives the maximum amount by which a producer's input vector can be radially contracted (maintaining input mix constant) and still remain feasible for the output vector it produces, providing a functional characterization of the structure of production technology.

The formal definition of input distance function is given by equation (1) and illustrated in figure 1, supposing that two inputs are used to produce the output vector  $y$ .

$$D_1(x,y) = \max\{\lambda: x/\lambda \in L(y)\} \quad (1)$$

Where  $D_1(x,y)$  is the input distance function,  $x$  is the input vector,  $y$  is the output vector and  $L(y)$  is the set of input vectors which allow to produce the output vector  $y$ .

Figure 1 shows the production technology for a certain vector of outputs  $y$ . The set of input vectors,  $L(y)$ , is given by the area above the isoquant,  $Isoq L(y)$ . The value of the input distance function for firm A equals the ratio  $\lambda = OA/OB$ , which is the inverse of the

input-oriented technical efficiency measure. The input isoquant, which is one possible standard against which to measure the technical efficiency of input use, corresponds to the set of input vectors having an input distance function value of unity. All other feasible input vectors have input distance function values greater than unity.

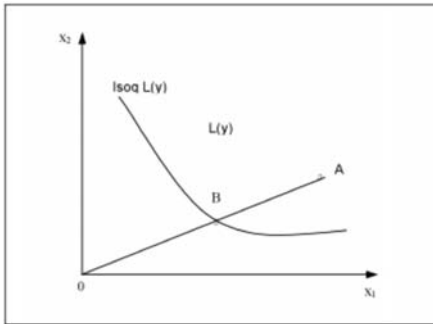


Figure 1 - An input distance function

Coelli et al (2003) consider that input distance functions “provides a promising alternative for regulators...it is likely to become an important new instrument for analyzing efficiency in multi-output sectors”. They can be estimated through parametric techniques, such as stochastic frontier analysis, and nonparametric techniques, such as data envelopment analysis.

#### 4. Estimation techniques

The two techniques most often used to estimate frontiers are data envelopment analysis (DEA) and stochastic frontier analysis (SFA). SFA has the advantage that it attempts to account for the effects of data noise, while DEA assumes there is no noise in the data. DEA has the advantage that no functional form of the frontier is imposed on the data a priori. In contrast, SFA requires the specification of a particular functional form for the technology and a distributional form for the inefficiency term.

Overall, both techniques have their merits, and there is not a clear answer in the theoretical and empirical literature about which one should be preferred. In the present paper both

techniques are used to test the robustness of the results.

#### 4.1. Data Development Analysis

Each DEA model tries to determine which firms form a piecewise linear envelopment of the technological set - the efficient frontier. A firm is considered efficient if there is no other firm, or convex combination of firms, that stands in a ray between this and the origin. The inefficiency of each company is measured by its position relatively to the efficient frontier. The efficient frontier reflects the best existing practice, instead of the best potential practice, so the potential gains in efficiency might be underestimated.

We may say that Farrell (1957) was the pioneer of this approach, but this approach only achieved real projection after the article of Charnes *et al* (1978), in which the designation data envelopment analysis was first used. The model proposed by Charnes *et al* (1978) is an input-oriented model developed for multiple inputs and multiple outputs, considering that the technology exhibits constant returns to scale (CRS). The dual problem of the linearization of the model proposed by Charnes *et al*. (1978), known in the literature as envelopment form, is presented here, corresponding to the theoretical specification of an input distance function:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{\lambda_j} \theta_0 \\
 \text{s.a: } & \theta_0 x_{ij_0} - \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \geq 0 \quad , i = 1, \dots, m \\
 & - y_{rj_0} + \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq 0 \quad , r = 1, \dots, s \\
 & \lambda_j \geq 0 \quad , j = 1, \dots, j_0, \dots, n
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Where  $x_{ij}$  is input  $i$  used by firm  $j$ ,  $y_{rj}$  is output  $r$  of firm  $j$ ,  $m$  is the number of inputs,  $s$  is the number of outputs,  $n$  is the number of firms and  $\lambda$  is the weight of each peer.  $\theta_0$  represents the value of efficiency obtained for firm  $j_0$ , being always inferior or equal to one, with a value of one meaning a firm in the frontier, so



a technical efficient firm.

The problem of this model consists in a radial reduction of the vector of inputs used by firm  $j_0$  while maintaining the output in levels that are at least as high as the ones of firm  $j_0$ . The first restriction of the problem means that the linear combination of the efficient peers' inputs must be a fraction of firm  $j_0$  inputs. The second restriction means that the linear combination of the efficient peers' outputs must be higher or equal than firm  $j_0$  outputs.

From the resolution of this problem results the optimal level of inputs and outputs for firm  $j_0$  be considered technically efficient, which are the coordinates of firm  $j_0$  projection in the efficient frontier. The firm  $j_0$  projection has input (output) levels which are a linear combination of the levels of that same input (output) observed by the efficient peers. Thus, firm  $j_0$  efficiency depends only on the input and output levels observed by its efficient peers and of no other firm from the sample.

The use of a CRS specification when not all firms operate at the optimal scale, results in technical efficiency measures assuming scale efficiency. Banker *et al* (1984) suggested a variable returns to scale (VRS) model, by introducing in model (2) a convexity restriction  $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ , which assures that an inefficient firm is only compared to firms of similar size. This is not assured in the CRS model, where a firm can be compared to firms which are significantly bigger (smaller), obtaining weights  $\lambda$  which sum a value higher (lower) than one.

When considering VRS, the efficient frontier envelops more tightly the observations of the firms included in the sample. Technical efficiency scores are net of scale efficiency, being higher or equal to those obtained through a model with CRS. Scale efficiency is then given by the ratio between CRS technical efficiency and VRS technical efficiency.

A disadvantage traditionally pointed to DEA is the impossibility to perform statistical tests to the significance of the variables included in

the model. However, in the last years there have been many articles on the use of statistical tests on DEA. In the present paper statistical tests proposed by Banker (1993, 1996) are used to measure the significance of the change in technical efficiency scores when disaggregating or introducing an extra variable in the model. Banker suggested three asymptotic tests to test whether two efficiency scores samples follow the same distribution. Since the DEA<sup>1</sup> efficiency estimates are confined to the interval (0,1] and the common forms of one-sided distributions are usually defined in the region [0,∞), the tests are based on estimates of the inefficiency parameters  $\gamma$  rather than the efficiency estimates.

$$\hat{\gamma}_i = \left( \frac{1}{\hat{E}_i} - 1 \right) \quad (3)$$

Where  $\hat{E}_i$  is the technical efficiency score for firm  $i$ .

In two of the tests proposed by Banker are assumed two specifications for the underlying distribution of the inefficiency parameters  $\gamma$ , the half normal distribution and the exponential distribution. The null hypothesis is that the two estimates of inefficiency are independently drawn from the same underlying distribution (i.i.d.). If the underlying distribution is half normal the test statistic is F-distributed, with  $(N_0, N_1)$  degrees of freedom:

$$F^H = \left[ \left( \sum_{j=1}^{N_0} \hat{\gamma}_{0j}^2 \right) / N_0 \right] / \left[ \left( \sum_{i=1}^{N_1} \hat{\gamma}_{1i}^2 \right) / N_1 \right] \quad (4)$$

Where  $F^H$  is the test statistic,  $\hat{\gamma}_{0j}$  is the inefficiency score for firm  $j$  in model 0,  $\hat{\gamma}_{1i}$  is the inefficiency score for firm  $i$  in model 1,  $N_0$  is the number of firms in model 0 and  $N_1$  is the number of firms in model 1.

If the underlying distribution is exponential the test statistic is F-distributed, with  $(2N_0, 2N_1)$  degrees of freedom:

$$F^E = \left[ \left( \sum_{j=1}^{N_0} \hat{\gamma}_{0j} \right) / N_0 \right] / \left[ \left( \sum_{i=1}^{N_1} \hat{\gamma}_{1i} \right) / N_1 \right] \quad (5)$$

<sup>1</sup> See Kittelsen (1999) and Simar (2003).

The assumption that the underlying distribution is known is a strong one. Thus, Banker (1996) further suggests using a Kolmogorov-Smirnov type of nonparametric test on the equality of the two distributions. No parametric assumptions are maintained about the inefficiency distributions. Applied to the distributions of i.i.d. efficiency estimates, and denoting the estimated cumulative distribution functions as  $S_0(E), S_1(E)$ , the test statistic is:

$$D^+ = \text{Max} \left\{ \hat{S}_0(E) - \hat{S}_1(E) \right\} \quad (6)$$

Kittelsen (1993) also suggested the use of an ordinary *t* test for comparison of group means, also avoiding the problem of specifying the underlying distribution of the estimated inefficiencies:

$$T = \frac{\text{Mean}_i(\hat{E}_i^1) - \text{Mean}_i(\hat{E}_i^0)}{\sqrt{\frac{N^1 \text{VAR}(\hat{E}_i^1) + N^0 \text{VAR}(\hat{E}_i^0)}{N^1 + N^0 - 2} \left[ \frac{1}{N^1} + \frac{1}{N^0} \right]}} \quad (7)$$

If the efficiency sample means are i.i.d. normal, the test statistic is *t* distributed, with  $(N^0 + N^1 - 2)$  degrees of freedom.

Banker and Chang (1994) performed Monte Carlo simulations to appraise on the behaviour of these tests in finite samples, concluding that, despite its limitations, these tests present superior results in relation to the conventional tests of parametric methods. Their analysis was based on the estimation of parametric production functions by corrected ordinary least squares.

#### 4.2 Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Aigner *et al* (1977) and Meeusen and Van den Broeck (1977) simultaneously introduced stochastic production frontier models. The great virtue of these models was that they allow for technical efficiency, but also acknowledge the fact that random shocks outside the control of firms can affect output. A stochastic production frontier may be given by:

$$y_i = f(x_i; \beta) \exp(v_i - u_i) \Leftrightarrow \ln y_i = \ln f(x_i; \beta) + v_i - u_i$$

$$, i = 1, \dots, I \quad (8)$$

Where  $y_i$  is the output of firm *i*,  $x_i$  is the vector of inputs used by firm *i*,  $f(x; \beta)$  is the production frontier and  $\beta$  is a vector of technology parameters to be estimated.

Environmental factors not controllable by firms, jointly with measure errors and specification errors, are captured by the random variable  $v_i$ . Technical efficiency is measured by the random variable  $u_i$ . It is assumed that the random variables  $v_i \in u_i$  are independent and identically distributed and that  $v_i$  are independent from  $u_i$ .

Since  $u_i \geq 0$ , producers either operate on the stochastic production frontier,  $[f(x_i; \beta) \exp\{v_i\}]$ , if  $u_i = 0$  (no technical inefficiency exists) or below this, if  $u_i > 0$  (technical inefficiency exists).

Kumbhakar *et al* (1991) and Reifschneider and Stevenson (1991) were the first to specify stochastic frontier models in which the inefficiency effects were defined as explicit functions of exogenous factors, estimating all the parameters in a single step, through maximum likelihood. They were followed by Battese and Coelli (1995), who specified a model assuming a truncated normal distribution for inefficiency, with mean specified as a linear function of environmental variables. Thus, for firm *i*, in period *t*, the technical inefficiency effect,  $u_{it}$ , is obtained by the truncation of normal distribution  $N(\mu_{it}, \sigma^2)$ , assuming that its mean is explained by a set of environmental variables ( $\mu_{it} = z_{it} \delta$ ). Formally, we have:

$$\ln y_{it} = \ln f(x_{it}; \beta) + v_{it} - u_{it} \quad , i = 1, \dots, I, t = 1, \dots, T$$

$$\begin{aligned} v_{it} &\sim iid N(0, \sigma_v^2) \\ u_{it} &\sim N^+ (\mu_{it}, \sigma_u^2), \text{ where } \mu_{it} = z_{it} \delta \end{aligned} \quad (9)$$

Where  $z_{it}$  is a vector of exogenous variables that may influence firms inefficiency, and  $\delta$  is a vector of parameters to be estimated. This model has been specified for panel data, but it has also been used to estimate cross sectional models.

They followed the parameterization proposed by Battese and Corra (1977) in which  $\sigma_V^2$  (variance of statistic noise) and  $\sigma_U^2$  (variance of inefficiency effects) are replaced for the variance parameter  $\sigma^2 = \sigma_V^2 + \sigma_U^2$  and for  $\gamma = \sigma_U^2 / (\sigma_V^2 + \sigma_U^2)$  (relative importance of inefficiency). The parameter  $\gamma$  ranges between zero and one, with a value of zero meaning that deviations from the frontier are entirely due to noise, while a value of one means that the deviations are entirely due to technical inefficiency.

SFA requires the specification of the function-

$$\ln D_i = \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mi} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mi} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^K \beta_k \ln x_{ki} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln x_{ki} \ln x_{li} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln x_{ki} \ln y_{mi} \quad (10)$$

Where  $D_i$  is the input distance for firm  $i$ ,  $y_{mi}$  is output  $m$  of firm  $i$ ,  $y_{ni}$  is output  $n$  of firm  $i$ ,  $x_{ki}$  is input  $k$  used by firm  $i$ ,  $x_{li}$  is input  $l$  used by firm  $i$  and  $\alpha, \beta, \delta$  are parameters to be estimated.

$$\sum_{k=1}^K \beta_k = 1, \quad \sum_{l=1}^K \beta_{kl} = 0, \quad \sum_{k=1}^K \delta_{km} = 0, \quad k = 1, 2, \dots, K, \quad m = 1, 2, \dots, M \quad (11)$$

The necessary restrictions to impose symmetry are:

$$\alpha_{mn} = \alpha_{nm}, \quad \beta_{kl} = \beta_{lk}, \quad m, n = 1, 2, \dots, M, \quad k, l = 1, 2, \dots, K \quad (12)$$

The homogeneity implies that  $D_i(\omega x, y) = \omega D_i(x, y)$ , for all  $\omega > 0$ . Thus, arbitrarily

$$\ln (D_i / x_{Ki}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mi} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mi} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^K \beta_k \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} \ln \frac{x_{li}}{x_{Ki}} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} \ln y_{mi} \quad (13)$$

Since  $\ln (D_i / x_{Ki}) = \ln D_i - \ln x_{Ki}$ , we may rewrite equation (13) as:

$$-\ln x_{Ki} = \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mi} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mi} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^K \beta_k \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} \ln \frac{x_{li}}{x_{Ki}} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln \frac{x_{ki}}{x_{Ki}} \ln y_{mi} - \ln D_i \quad (14)$$

Replacing the input distance term,  $-\ln D_i$ , for the error composed term,  $v_i - u_i$ , we can estimate this function as a stochastic production frontier<sup>3</sup>. Technical efficiency score is the inverse of the

al form for the production technology. In the present paper a translog input distance function is used, because this is a flexible functional form, since it is a second order approximation of any arbitrary functional form. Nevertheless, due to this flexibility translog models not always produce statistical significant results for all the samples. In particular, the parameter values might not be significant when the size of the firms included in the sample is very diverse.

Supposing a translog distance function with  $M$  outputs and  $K$  inputs, we have the following functional form<sup>2</sup>:

Input distance function must be symmetric and homogeneous of degree 1 in inputs. The necessary restrictions to impose degree 1 homogeneity in inputs are:

choosing one of the  $k$  inputs, to normalise the variables, and setting  $\omega = 1/x_k$ , we obtain

$$D_i(x/x_k, y) = D_i(x, y)/x_k.$$

Thus, imposing the homogeneity restrictions to the translog function defined by equation (10) comes:

input distance value. Technical efficiency of firm  $i$  may be estimated by the expected conditional value of  $\exp\{-u_i\}$ , given the value of  $\varepsilon_i$ :

$$ET_i = E(\exp\{-u_i\} | \ln D_i) \quad (15)$$

<sup>2</sup> Following Coelli and Perelman (1996).

<sup>3</sup> To learn more on the estimation of translog distance functions, see Coelli and Perelman (1996, 2000) and Kumbhakar and Lovell (2000).

#### 4. Electricity distribution in Europe

In the last two decades there has been a wave of reforms in the European utilities sectors – electricity, gas, water, sewerage, telecommunications and railways – sectors in which the public monopoly vertically integrated was the market structure. The electricity sector, in particular, has undergone huge transformations. The European countries which lead the reforms in this sector were the United Kingdom and Norway, followed by Finland and Sweden. The firms in this sector were vertically integrated and the reforms were market oriented, introducing competition in production and supply and drawing regulation mechanisms in the activities with natural monopoly characteristics, transport and distribution of electricity. Parallel to liberalization, in most countries, the electricity sector reform has involved also the privatization of the assets, creating private firms with substantial market power and changing the role of the State in this sector. Private monopolists don't have incentives to minimize costs and use their market power to settle prices above marginal costs, which means that the market by itself does not lead to optimal solutions for society welfare. So, the majority of European Union member countries has created independent regulators to prevent the discrimination in the access to the networks and the settlement of excessive

prices in electricity transmission and distribution activities, being these regulators responsible for monitoring the performance of monopolies and protect consumers. The regulation methods most often used by European network regulators have been rate of return regulation, price cap, revenue cap and yardstick regulation<sup>4</sup>.

##### 4.1 Data

The data used in the present paper includes information on 68 electricity distribution companies from six European countries (Finland, Ireland, Italy, Portugal, Spain and United Kingdom) for 2001. The initial idea, quite ambitious, was to obtain a sample of firms from all the 15 European Union member countries at that time, but data collection revealed quite long and arduous.

The information source was publicly available information from regulators and firms. One of the major problems faced in any exercise of international benchmarking is the different information criteria used by regulators and firms of different countries. These differences were accounted for in the treatment of data and in the choice of firms to be included in the sample.

Given the above difficulties it was only possible to obtain information for a limited number of variables, whose summary statistics are presented in table 1.

TABLE 1

	Unit	Mean	Standard Deviation	Minimum	Maximum
<b>Outputs</b>					
Electricity distributed	GWh	12 132	34 036	212	255 893
Electricity distributed HV/MV	GWh	5 648	19 422	10	151 042
Electricity distributed LV	GWh	6 483	15 005	107	104 851
Number of clients	10 <sup>3</sup>	1 275	3 977	6	29 803
<b>Inputs</b>					
Network length	km	44 291	136 171	503	1 056 135
Network length HV/MV	km	18 336	48 233	130	349 948
Network length LV	km	25 955	88 872	373	706 187
Number of employees		1 216	4 818	14	38 954
<b>Environmental variables</b>					
Share of LV electricity		0.66	0.18	0.12	0.97

Sample summary statistics

<sup>4</sup> See Crew e Kleindorf (1986) for a detailed review of regulation methods.

**5. Results**

5.1 Data Envelopment Analysis (DEA)

The specification of a DEA model requires a decision on the shape of the efficient frontier concerning returns to scale: constant returns to scale (CRS) or variable returns to scale (VRS). We should consider that a production process exhibits CRS if we believe that network firms have management control on the scale of operation, which is a long run perspective of the production process, since in theory all firms should be operating at the optimal scale of production in the long run.

In the present paper the efficiency scores are obtained for a VRS DEA model since it is difficult for an electricity distribution firm to change its scale of operation in the short run, facing increasing or decreasing returns to scale. Moreover, indivisibility of certain investments makes impossible to some firms to operate in the optimal scale. However, results for a CRS model are also presented for the final model, which makes possible the calculus of scale efficiency.

To select variables we start by specifying a base model (accordingly to the available data), which includes the inputs and outputs that accordingly to economic theory should be in the model, and upon which there is a strong consensus in empirical work already done. Then, based on the four statistical tests for DEA already presented we test the introduction of new variables in the model, including environmental variables.

This is the approach suggested by Kittelsen (1993) to select variables when specifying DEA models. One can parallel this approach to the stepwise regression approach of standard econometrics. Kittelsen arguments for the use of these tests well render the importance of testing the introduction and disaggregation of all the potential relevant variables. First, DEA measure as efficient all firms that have extreme values of the variables, namely, all those that have the lowest value of an input or the high-

est value of an output. Increasing the number of inputs and outputs, relatively to the sample size, will increase firms efficiency, because the number of firms with which is compared is reduced. Secondly, as with parametric methods, any two variables that are highly correlated will tend to distort the rates of transformation and substitution on the frontier. Therefore, any use of these marginal properties, such as returns to scale, relative shadow prices or marginal costs will be affected. Thirdly, the statistical efficiency of technical efficiency estimates will be worsened by a higher dimensionality (Kittelsen, 1997).

The procedure proposed by Kittelsen can be described in four steps: 1) specify the base model; 2) compute efficiency scores for each firm; 3) compute efficiency scores for each new model, which include each new variable or disaggregation; 4) compute the test statistics,  $F^H$ ,  $F^E$ ,  $D^+$  e  $T$ , for each new model. If disaggregating or introducing an extra variable in the model produces a significant change in technical efficiency scores, set up a new base model by accepting the variable or disaggregation most significant and repeat all the steps until there are no more significant variables or disaggregation.

Table 2 shows the theoretical critical values of the test statistics for a sample of 68 observations at a significance level of 1% and 5%.

TABLE 2

Significance level	$F^H$ (68,68)	$F^E$ (136,136)	$D^+$ 68	$T$ 134
1%	1.765	1.495	0.260	2.382
5%	1.493	1.327	0.210	1.657

Theoretical critical values of the test statistics

The base model considers as outputs electricity distributed and the number of clients, and as inputs network length and number of employees. Average technical efficiency is quite low, 62%, and 13 of the 68 firms in the sample are considered efficient (table 3)<sup>5</sup>.

In table 3 it is also presented the change in average efficiency for three new models, one where the candidate variable is the share of

<sup>5</sup> All estimates were performed using the computer program DEAP 2.1 (Coelli, 1996a).

electricity distributed in LV, another where electricity distributed is disaggregated into electricity distributed in LV and electricity distributed in HV and MV, and a third model where the length of the network is disaggregated into network length in LV and network length in HV and MV. Results for all four test statistics are also presented.

The test statistics reveal that only one variable, the share of electricity distributed in LV, contains relevant information and would result in

a significantly different efficiency distribution and better “goodness of fit”. Three of the four tests lead to the acceptance of this variable at a 5% significance level and two tests lead to the acceptance of this variable at a 1% significance level. Its inclusion in the model will increase average efficiency by 9.7 % points. Concerning the candidate disaggregations, only the disaggregation of electricity distributed is significant at the 5% level for test statistic  $F^H$ .

TABLE 3

	Average efficiency	Number of efficient firms				
<b>Base model:</b> electricity distributed, number of clients, network length, number of employees						
	0.620	13				
<b>New variables</b>	<b>Change</b>		<b>F<sup>H</sup></b>	<b>F<sup>E</sup></b>	<b>D<sup>+</sup></b>	<b>T</b>
Energia BT/energia total	0.097	5	2.336 **	1.633 **	0.191	2.085 *
<b>Disaggregations</b>						
Electricity distributed HV/MV	0.043	2	1.744 *	1.308	0.103	0.917
Electricity distributed LV						
Network length HV/MV	0.027	1	1.060	1.072	0.132	0.556
Network length LV						

DEA base model

\* Variables and disaggregations that are significant at the 5% level.

\*\* Variables and disaggregations that are significant at the 1% level.

Therefore, the share of electricity distributed in LV is included in the model. Average efficiency increases from 62.0% to 71.7% and the number of efficient firms increases from 13 to 18 (table 4). The disaggregation of electricity distributed remains the only disaggregation significant at the 5% level for test statistic  $F^H$ . Given this it was decided not to include it in the model, since

the model already has a considerable dimension for the number of firms in the sample. If the purpose of the analysis is to provide grounds for regulating firms, including a variable whose significance is in doubt is prejudicial to electricity consumers and beneficial to firms, since disaggregating or including variables leads always to higher efficiency scores.

TABLE 4

	Average efficiency	Number of efficient firms				
<b>Model I:</b> electricity distributed, number of clients, network length, number of employees, share electricity LV						
	0.717	18				
<b>Disaggregations</b>	<b>Change</b>		<b>F<sup>H</sup></b>	<b>F<sup>E</sup></b>	<b>D<sup>+</sup></b>	<b>T</b>
Electricity distributed HV/MV	0.030	2	1.509 *	1.238	0.088	0.693
Electricity distributed LV						
Network length HV/MV	0.022	2	1.092	1.088	0.103	0.493
Network length LV						

DEA Model 1

\* Disaggregations that are significant at the 5% level.

A CRS model with the same variables as model I would lower average estimated efficiency by 10.9 % points and make only 7 firms efficient, which means that 11 firms are measured as inefficient due to scale inefficiency. Technical efficiency scores and scale efficiency scores for each firm are presented in table 5. First column shows technical efficiency scores

for a VRS model. Second column shows technical efficiency scores for a CRS model. Third column shows scale efficiency scores and the nature of inefficiency. Eleven firms are scale inefficient because they exhibit increasing returns to scale, while 49 are scale inefficient because they operate in the region of decreasing returns to scale.

TABLE 5

Firm	TE <sub>VRS</sub>	TE <sub>CRS</sub>	TE <sub>CRS</sub> /TE <sub>VRS</sub>	Firm	TE <sub>VRS</sub>	TE <sub>CRS</sub>	TE <sub>CRS</sub> /TE <sub>VRS</sub>	Firm	TE <sub>VRS</sub>	TE <sub>CRS</sub>	TE <sub>CRS</sub> /TE <sub>VRS</sub>			
F48	0.209	0.183	0.877	dsr	UK9	0.630	0.533	0.845	dsr	UK4	0.900	0.705	0.784	dsr
Ir1	0.241	0.184	0.762	dsr	F30	0.634	0.614	0.969	irs	UK2	0.979	0.735	0.751	dsr
F33	0.260	0.208	0.801	dsr	F38	0.634	0.462	0.728	dsr	F31	0.995	0.788	0.792	dsr
F18	0.270	0.229	0.850	dsr	F35	0.644	0.516	0.801	dsr	UK11	0.999	0.772	0.773	dsr
F15	0.274	0.247	0.899	dsr	UK12	0.652	0.500	0.767	dsr	S1	1.000	0.582	0.582	dsr
F16	0.303	0.253	0.834	dsr	P1	0.661	0.503	0.760	dsr	S3	1.000	0.723	0.723	dsr
F44	0.317	0.282	0.888	dsr	F32	0.709	0.693	0.976	dsr	It1	1.000	0.460	0.460	dsr
F5	0.334	0.208	0.623	dsr	F13	0.716	0.695	0.971	dsr	UK1	1.000	0.647	0.647	dsr
F34	0.350	0.346	0.988	dsr	F41	0.716	0.687	0.959	irs	UK3	1.000	1.000	1.000	crs
F43	0.358	0.351	0.978	dsr	F8	0.717	0.496	0.692	irs	UK5	1.000	0.777	0.777	dsr
F26	0.364	0.363	0.996	dsr	F14	0.736	0.718	0.976	irs	UK8	1.000	0.793	0.793	dsr
F24	0.374	0.292	0.780	dsr	F23	0.758	0.728	0.960	irs	F1	1.000	1.000	1.000	crs
F25	0.391	0.385	0.983	dsr	F29	0.792	0.677	0.856	dsr	F3	1.000	1.000	1.000	crs
F2	0.440	0.419	0.952	dsr	F6	0.814	0.808	0.993	irs	F4	1.000	1.000	1.000	crs
F22	0.442	0.416	0.941	dsr	F45	0.817	0.723	0.886	dsr	F7	1.000	1.000	1.000	crs
S2	0.484	0.482	0.996	irs	F28	0.843	0.785	0.931	dsr	F9	1.000	0.942	0.942	dsr
F37	0.516	0.516	1.000	crs	UK6	0.849	0.661	0.778	dsr	F10	1.000	0.709	0.709	dsr
F27	0.531	0.448	0.844	dsr	UK7	0.854	0.667	0.781	dsr	F11	1.000	0.997	0.997	irs
F21	0.543	0.457	0.841	irs	F20	0.868	0.602	0.694	dsr	F17	1.000	1.000	1.000	crs
UK10	0.562	0.464	0.826	dsr	F49	0.868	0.602	0.694	dsr	F19	1.000	0.862	0.862	dsr
F47	0.592	0.562	0.950	dsr	F36	0.870	0.856	0.983	dsr	F40	1.000	0.544	0.544	dsr
F12	0.595	0.482	0.810	irs	F39	0.881	0.796	0.904	dsr	F42	1.000	1.000	1.000	crs
F46	0.597	0.593	0.995	irs	S4	0.884	0.590	0.667	dsr	Average	0.717	0.608	0.855	

DEA Model I: Technical efficiency scores and scale efficiency scores

TE (technical efficiency), F (Finland), Ir (Ireland), It (Italy), P (Portugal), S (Spain), UK (United Kingdom), dsr (decreasing returns to scale), irs (increasing returns to scale), crs (constant returns to scale), vrs (variable returns to scale).

Figures 2 and 3 show a scatter plot between efficiency scores and electricity distributed and between efficiency scores and the number of clients. The figures show that there is no strong correlation between size and efficiency. The 3 largest firms are technically efficient (Italy firm

is very large, so it was removed from the figure), but among the 18 efficient firms there are firms of different sizes. Despite smaller firms are more represented in the less efficient, some are also among the more efficient.

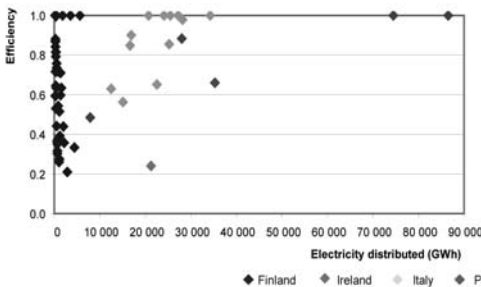


Figure 2 - Scatter plot between efficiency and electricity distributed

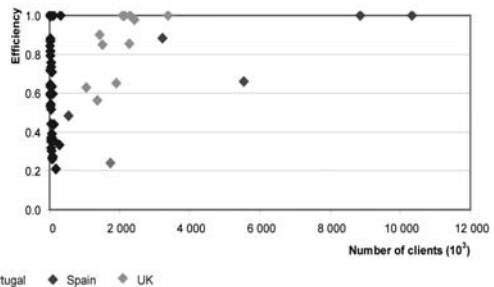


Figure 3 - Scatter plot between efficiency and number of clients

Figure 4 shows the cumulative distribution of technical efficiency scores. Firms are sorted by increasing efficiency and the width of each bar is proportional to electricity delivered by each firm. Since there are several outputs in the model there is no clear geometric interpretation of

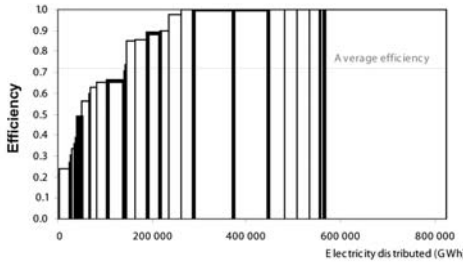


Figure 4 - Distribution of DEA technical efficiency scores

the figure, but the area above the bars as a share of the total area of the graph can be taken as an approximation of the efficiency loss in the sector. Figure 5 illustrates the cumulative distribution of scale efficiency scores, revealing that the larger firms are clearly more scale inefficient.

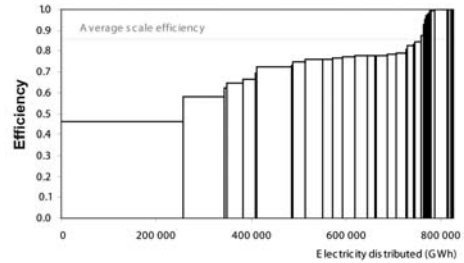


Figure 5 - Distribution of DEA scale efficiency scores

The validity of DEA results depends on the extent in which technical efficiency is affected by the firm's size, being convenient to have a sample with several firms of different sizes, since the lack of comparable firms may put inefficient firms in the efficient frontier. Indeed, the results reveal that some big and inefficient firms in CRS model move to the efficient frontier in VRS model. The magnitude of the difference in some efficiency scores reveals that despite the diversity in the size of the firms in the present

sample, it lacks comparable firms for some of the firms in the sample. The firm It1 is much bigger than the other firms included in the sample, what reduces the comparability of this firm with the others, so it was already expected that this firm would be considered as efficient. In effect, a detailed analysis to the results reveals that the firm It1 is not a peer for none of the other firms. Among the 18 firms which create the efficient frontier only this and two other firms, UK1 and F40, are not peers.

### 5.2 Stochastic Frontier Analysis

To ensure comparability between the approaches it is estimated a parametric frontier with the same variables used in the final model of the non parametric approach. In equation 16 it is specified the translog input distance function for two outputs, electricity distributed ( $y_1$ ) and number

of clients ( $y_2$ ), two inputs, network length ( $x_1$ ) and number of employees ( $x_2$ ), and one environmental variable, share of electricity distributed in LV ( $z$ ), for  $i=1, \dots, 68$  electricity distribution firms. We obtain the following specification of a parametric stochastic frontier:

$$\begin{aligned}
 -\ln x_{2i} = & \alpha_0 + \alpha_1 \ln y_{1i} + \alpha_2 \ln y_{2i} + \frac{1}{2} \alpha_{11} (\ln y_{1i})^2 + \frac{1}{2} \alpha_{22} (\ln y_{2i})^2 + \alpha_{12} \ln y_{1i} \ln y_{2i} + \beta_1 (\ln x_{1i} - \ln x_{2i}) + \\
 & + \frac{1}{2} \beta_{11} (\ln x_{1i} - \ln x_{2i})^2 + \delta_{11} (\ln x_{1i} - \ln x_{2i}) \ln y_{1i} + \delta_{12} (\ln x_{1i} - \ln x_{2i}) \ln y_{2i} + \varepsilon_i \\
 \varepsilon_i = & v_i - u_i, \quad v_i \sim iid N(0, \sigma_v^2) \quad u_i \sim N^+(\mu_i, \sigma_u^2), \text{ where } \mu_i = \delta_0 + \delta_1 z_i \quad (16)
 \end{aligned}$$

Technical inefficiency effects,  $u_i$ , are modelised following Battese and Coelli (1995) specification (model 9), so they follow a truncated normal distribution,  $N(\mu_i, \sigma U^2)$ , where the mean

of technical inefficiency effects is a function of exogenous variables, namely, the share of electricity distributed in LV ( $z$ ). Maximum likelihood estimates of the input



distance function model are shown in Table 6<sup>6</sup>. The translog input distance function appears well behaved, since all first order terms have the correct signs: the first order output coefficients are negative and the first order input coefficients are positive. First order coefficients associated to the number of clients and to the network length are significant at 1% level. However, the coefficient associated to electricity distributed is not significant. This may be due to a high correlation coefficient between electricity distributed and clients in the model, implying multicollinearity. This is a common problem in empirical studies of efficiency, but it is usually ignored. Another possible cause for the weak significance of some parameters may be the functional form chosen. As already referred translog models not always produce results statistically significant for all the samples. In particular,

the parameter values may not be significant when the size of firms in the sample is varied, which is the case in the present analysis.

Since we divided the original data on inputs and outputs by their geometric means, the first-order coefficients can be interpreted as elasticities evaluated at the geometric mean of the sample. The first order output coefficients sum to  $-0.766$ , implying an approximate scale elasticity of  $1.306 (=1/0.766)$ . So, we reject the hypothesis of constant returns to scale at 1% and at 5% levels of significance<sup>7</sup>. This result is in line with results obtained in many previous empirical analyses in this sector<sup>8</sup>. As already referred, when two variables are highly correlated, transformation and substitution rates at the frontier are distorted, so it must be taken care in the inferences made, since they may not be valid.

TABLE 6

	Variable	Coefficient	t
<b>Outputs</b>	Constante	0.358	2.601 **
	Ln $y_1$	-0.104	-0.403
	Ln $y_2$	-0.662	-2.745 **
	(Ln $y_1$ ) <sup>2</sup>	0.732	1.077
	(Ln $y_2$ ) <sup>2</sup>	0.064	0.143
	(Ln $y_1$ )(Ln $y_2$ )	-0.379	-0.695
<b>Inputs</b>	Ln $x_1$	0.318	3.587 **
	Ln $x_2$	<u>0.682</u>	
	(Ln $x_1$ ) <sup>2</sup>	0.025	0.191
	(Ln $x_2$ ) <sup>2</sup>	<u>0.025</u>	
	(Ln $x_1$ )(Ln $x_2$ )	<u>-0.025</u>	
	(Ln $x_1$ )(Ln $y_1$ )	0.440	1.786 *
<b>Inputs-Outputs</b>	(Ln $x_1$ )(Ln $y_2$ )	-0.253	-1.063
	(Ln $x_2$ )(Ln $y_1$ )	<u>-0.440</u>	
	(Ln $x_2$ )(Ln $y_2$ )	<u>0.253</u>	
	(Ln $x_1$ )(Ln $y_2$ )	0.440	1.786 *
<b>Inefficiency effects model</b>	Constante	0.189	1.349
	$z$	1.148	3.067 **
<b>ML parameters</b>	$\sigma^2$	0.129	4.163 **
	$\rho$	0.338	1.682 *
<b>Log-Likelihood</b>		-22.128	

Maximum likelihood estimates

Underlined parameters are calculated by using homogeneity and symmetry conditions.

\* Variables that are significant at the 5% level.

\*\* Variables that are significant at the 1% level.

The share of electricity distributed in LV is positive and significant, which means that the higher is the share of electricity distributed in LV the higher is the technical inefficiency of firm, suggesting that firms with a lower proportion of LV consumes benefit from a more favourable environment.

The relative importance of inefficiency is measured by parameter  $\gamma$ , assuming values between zero and one. A value of zero means that the deviations from the frontier are entirely due to statistical noise, while a value of one means that all the deviations are due to technical inefficiency. In the present paper the value of  $\gamma$  in

<sup>6</sup> All estimates were performed using the computer program FRONTIER 4.1 (Coelli, 1996b).

<sup>7</sup> Homogeneity of degree  $-1$  in outputs is needed to impose constant returns to scale.

<sup>8</sup> See for instance, Kumbhakar and Hjalmarsson (1998) and Estache et al (2004).

indicates that 33.8% of the deviations from the frontier are due to technical inefficiency. To test the significance of parameter  $\gamma$  Coelli et al (1998) argue that the traditional t-ratio test shouldn't be used, suggesting the execution of a unilateral generalized likelihood ratio test. The likelihood ratio statistic is defined as  $LR = -2\{\ln[L(H_0)] - \ln[L(H_1)]\}$ , where  $L(H_0)$  and  $L(H_1)$  are the values of the likelihood function under the null hypothesis ( $H_0: \gamma = 0$ ) and under the alternative hypothesis ( $H_1:$

$\gamma > 0$ ), respectively. The null hypothesis is rejected by the data at the 5% significance level. Thus, the average response function, in which all firms are assumed to be fully efficient, is not an adequate specification given the assumption of the translog stochastic input distance model. Table 7 shows technical efficiency scores for each firm and average technical efficiency. In SFA some of the deviations from the frontier are due to statistical noise, so it is usual to have no efficient firms in the sample.

TABLE 7

Firm	Technical efficiency	Firm	Technical efficiency	Firm	Technical efficiency	Firm	Technical efficiency	Firm	Technical efficiency
F5	0.501	F15	0.586	F43	0.738	UK3	0.814	F3	0.868
F33	0.502	F35	0.601	F13	0.740	F37	0.817	F4	0.870
F40	0.508	F44	0.625	UK1	0.751	F23	0.827	H1	0.874
F38	0.528	F31	0.628	F14	0.755	F9	0.827	S4	0.904
F20	0.529	F29	0.692	F26	0.760	F46	0.832	S3	0.905
F49	0.529	F47	0.694	F41	0.761	UK6	0.837	F30	0.908
F10	0.533	F39	0.700	F25	0.768	UK2	0.839	F21	0.932
F16	0.540	F34	0.701	F1	0.772	P1	0.845	S2	0.946
F24	0.540	UK10	0.713	F2	0.774	UK5	0.847	F42	0.949
Ir1	0.544	F22	0.721	F36	0.778	F6	0.847	F7	0.950
F18	0.548	F45	0.726	UK8	0.785	UK4	0.847	F11	0.953
F19	0.550	F17	0.726	F12	0.805	UK9	0.848	F8	0.974
F27	0.574	F28	0.733	UK7	0.809	UK11	0.854		
F48	0.585	UK12	0.734	F32	0.809	S1	0.854	Average	0.745

SFA technical efficiency scores

Figure 6 shows the cumulative distribution of technical efficiency scores from SFA. Firms are sorted by increasing efficiency and the width of each bar is proportional to electricity delivered by each firm. Figure 7 shows a scatter

plot between efficiency scores and electricity distributed. The figures show that there is no strong correlation between size and efficiency, but among the more efficient firms, there is a clear predominance of the biggest firms.

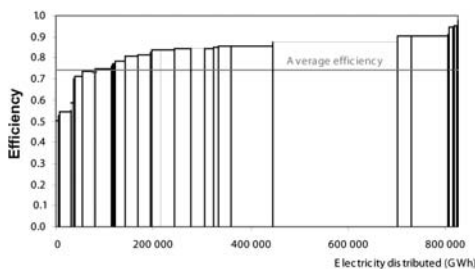


Figure 6 - Distribution of SFA technical efficiency scores distributed

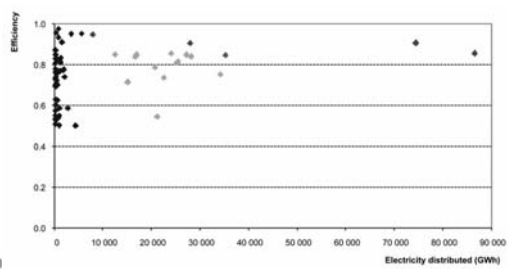


Figure 7 - Scatter plot between efficiency and electricity

6. Consistency of results

A problem faced by regulators willing to apply frontier studies is the variety of approaches to perform benchmarking. The majority of efficiency studies conducted for (or by) regulators focus on a single empirical technique, usually DEA, corrected ordinary least squares or SFA.

The problem is particularly serious if the different approaches give inconsistent results. In an attempt to establish the conditions under which frontier methodologies are most useful to regulatory authorities, Bauer et al (1998) proposed a set of consistency conditions that,

if met, would make the choice of a particular approach indifferent. The efficiency measures generated by the different techniques should be consistent in their efficiency levels, rankings, and identification of the best and the worst performers.

Table 8 shows the comparison of summary statistics of efficiency scores, for each country, estimated by DEA and SFA. The average efficiency of the sample is not sensitive to the technique when we compare DEA assuming VRS with SFA.

TABLE 8

DEA CRS	Minimum	Maximum	Mean	Standard deviation	DEA VRS	Minimum	Maximum	Mean	Standard deviation	SFA	Minimum	Maximum	Mean	Standard deviation
Spain	0.48	0.72	0.59	0.10	Spain	0.48	1.00	0.84	0.24	Spain	0.85	0.95	0.90	0.04
Finland	0.18	1.00	0.60	0.25	Finland	0.21	1.00	0.67	0.26	Finland	0.50	0.97	0.72	0.14
Ireland	0.18	0.18	0.18	-	Ireland	0.24	0.24	0.24	-	Ireland	0.54	0.54	0.54	-
Italy	0.46	0.46	0.46	-	Italy	1.00	1.00	1.00	-	Italy	0.87	0.87	0.87	-
Portugal	0.50	0.50	0.50	-	Portugal	0.66	0.66	0.66	-	Portugal	0.84	0.84	0.84	-
UK	0.46	1.00	0.69	0.15	UK	0.56	1.00	0.87	0.16	UK	0.71	0.85	0.81	0.05
Sample	0.18	1.00	0.61	0.23	Sample	0.21	1.00	0.72	0.26	Sample	0.50	0.97	0.75	0.14

Comparison of summary statistics of efficiency scores

Testing the consistency in the efficiency levels through the Kolmogorov-Smirnov (nonparametric) test, the null hypothesis that the two approaches follow the same distribution of efficiency scores is rejected at the 5% level of significance. So, the first consistency condition is not met.

If the techniques generate similar rankings of firm's efficiency scores, the regulators may use not the efficiency scores, but the rankings to discriminate the X factor to apply to each regulated firm. In the present paper the

Spearman's ranking correlation coefficients between the efficiency scores of the two techniques is rather low (table 9). The correlation coefficient between the two DEA models is quite high.

Concerning consistency in identifying best and worst performers, table 10 shows for each pair of techniques, in the upper triangle of the matrix the share of firms simultaneously classified in the upper quartile (17 firms). The lower triangle of the matrix shows the share of firms simultaneously classified in the lower quartile.

TABLE 9

	DEA RCE	DEA RVE	SFA
DEA RCE	1.00	0.88	0.50
DEA RVE		1.00	0.41
SFA			1.00

Spearman's ranking correlation coefficient performers

TABLE 10

	DEA RCE	DEA RVE	SFA
DEA RCE	-	0.71	0.35
DEA RVE	0.88	-	0.41
SFA	0.53	0.47	-

Consistency in identifying best and worst

To sum up, the consistency analysis reveals that the approaches are not consistent on the efficiency levels, neither in the ranking nor in the identification of best and worst firms. The lack of consistency in the efficiency levels wouldn't be preoccupying, since this a general

result in the applied literature<sup>9</sup>. Nevertheless, the lack of consistency in the ranking and in the identification of best and worst firms implies that regulators must be prudent in the inferences made from efficiency studies results.

## 7. Conclusions

Regulation may be seen as a game between regulators and firms with the purpose of redistributing the social surplus between firms and consumers. The aim of regulators is to guarantee that efficiency gains achieved through the

market reforms in the sector are shared with consumers. The adoption of the so called incentive regulation methods is one of the major causes for the increasing efforts made in the measurement of regulated sectors efficiency.

<sup>9</sup> See Estache et al (2004) and Jamasb and Pollitt (2001).

From a regulatory point of view the results in the present paper are not reassuring. These results might be a consequence of the misspecification of the production technology of electricity distribution, because it was not possible to obtain available publicly information on maximum demand and transformers capacity. Thus, there are functions of the electricity distribution activity that may not be captured by the model.

This lack of data can only be overcome with the development and maintenance of an international database designed to assist regulators, which requires cooperation and commitment for collection and exchange of data between countries.

The aim of this analysis is to highlight the dangers of implementing incentive regulation methods, as price cap or revenue cap, merely based on efficiency studies conducted with only one approach. Even if the results from two approaches are consistent, regulators should not use results from efficiency studies on an entirely prescriptive way. We must never forget that all the models that try to describe the complex reality, for more sophisticated they are, are always imperfect. The regulator may use the results as a starting point and induce

firms to reveal more information, reducing in this way the information asymmetry between regulator and firms.

These findings highlight for the need of international cooperation between regulators, which is a powerful and crucial instrument to reduce the problem of information asymmetry between regulator and firms. The firms control most of the specific information needed for regulatory purposes and have little interest in sharing this information unless they have an incentive to do so. As more comparable is the information from different countries more effective will be this form of "competition" and more easy will be to each regulator to strengthen the application of its regulatory mechanisms.

There is no doubt that international benchmarking as an important role to perform in the future of regulation, since it has the big advantage of allowing to compare a greater diversity of firms and, thus, supplies a potential better approximation to the frontier that really represents the best practice of the sector. Nevertheless, there is still a long way to go through until the results from international efficiency studies can be used by regulators for the process of regulation.

## References

- Aigner, D. J., C. A. K. Lovel, and P. Schmidt (1977), "Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models", *Journal of Econometrics*, 6:1 (July), pp. 21-37.
- Banker, R. D., A. Charnes, and W. W. Cooper (1984), "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis", *Management Science*, 30, pp. 1078-1092.
- Banker, R. D. (1993), "Maximum Likelihood, Consistency and Data Envelopment Analysis: A Statistical Foundation", *Management Science*, 39, pp. 1265-1273.
- Banker, R. D. (1996), "Hypothesis Test using Data Envelopment Analysis", *Journal of Productivity Analysis*, 7, pp. 139-160.
- Battese, G. E., and G. S. Corra (1977), "Estimation of a Production Frontier Model: With Application to the Pastoral Zone of Eastern Australia", *Australian Journal of Agricultural Economics*, 21, pp. 169-179.
- Battese, G. E., and T. J. Coelli (1995), "A model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data", *Empirical Economics*, 20, pp. 325-332.
- Bauer, P., A. Berger, G. Ferrier, and D. Humphrey (1998), "Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A comparison of Frontier Efficiency Methods", *Journal of Economics and Business*, 50, pp. 85-114.
- CEER (2001), *International Benchmarking and Regulation of European Electricity Distribution Utilities*, prepared by T. Jamasb and M. Pollitt (University of Cambridge) for the Council of European

Energy Regulators.

Charnes, A., W. Cooper, and E. Rhodes (1978), "Measuring the Efficiency of Decision Making Units", *European Journal of Operational Research*, 2, pp. 429-444.

Coelli, T. J. (1996a), *A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program*, Centre for Efficiency and Productivity Analysis Working Paper 96/08, Department of Econometrics, University of New England, Armidale.

Coelli, T. J. (1996b), *A guide to FRONTIER Version 4.1: A computer program for stochastic frontier production and cost function estimation*, Centre for Efficiency and Productivity Analysis Working Paper 96/07, Department of Econometrics, University of New England, Armidale.

Coelli, T. J., e S. Perelman (1996), *Efficiency Measurement, Multiple-Output Technologies and Distance Functions: With Application to European Railways*, Working Paper, CREPP, Université de Liège, Belgium.

Coelli, T. J., D. S. P. Rao, and G. E. Battese (1998), *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publishers.

Coelli, T. J., and S. Perelman (2000), "Technical Efficiency of European Railways: A Distance Function Approach", *Applied Economics*, 32:15, pp. 1967-1976.

Coelli, T. J., A. Estache, S. Perelman, and L. Trujillo (2003), *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*, World Bank, Washington.

Crew, M., e P. Kleindorf (1986), *The Economics of Public Utility Regulation*, Cambridge: MIT Press.

Estache, A., M. A. Rossi, and C. A. Ruzzier (2004), "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America", *Journal of Regulatory Economics*, 25:3, pp. 271-295.

Farrell, M. (1957), "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society (series A)*, vol 120, pp. 253-281.

Jamasb, T., and M. Pollitt (2001), *International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies*, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0115, University of Cambridge.

Kittelsen, S.A.C. (1993), *Stepwise DEA: Choosing Variables for Measuring Technical Efficiency in Norwegian Electricity Distribution*, Memorandum 6/1993, Department of Economics, University of Oslo (revised version, consulted in March 2004: [http://www.frisch.uio.no/cv/sverreck\\_eng.html](http://www.frisch.uio.no/cv/sverreck_eng.html)).

Kittelsen, S.A.C. (1999), *Monte Carlo simulations of DEA efficiency measures and hypothesis tests*, Memorandum 9/1999, Department of Economics, University of Oslo.

Kumbhakar, S. C., S. Gosh, and J. T. McGuckin (1991), "A Generalized Production Frontier Approach for Estimating Determinants of Inefficiency in US Dairy Farms", *Journal of Business and Economic Statistics*, 9:3 (July), pp. 279-286.

Kumbhakar, S. C., and L. Hjalmarsson (1998), "Relative Performance of Public and Private Ownership under Yardstick Competition: Electricity Retail Distribution", *European Economic Review*, 42:1, pp. 97-122.

Kumbhakar, S. C., and C. A. K. Lovell (2000), *Stochastic Frontier Analysis*, Cambridge University Press.

Meeusen, W., and J. van den Broeck (1977), "Efficiency Estimation from Cobb Douglas Production Functions with Composed Error", *International Economic Review*, 18:2 (June), pp. 435-444.

Reifschneider, D. and R. Stevenson (1991), "Systematic Departures from the Frontier: A Framework for the Analysis of Firm Inefficiency", *International Economic Review*, 32:3 (August), pp. 715-723.

Shephard (1953), *Cost and Production Functions*, Princeton University Press.

**ANÁLISE DO CONSUMO DE GÁS NATURAL  
PARA O ANO GÁS 2007-2008**



**António Domingues    Mónica Cunha    Vítor Marques**

Este trabalho é um resumo de um documento realizado em Abril de 2007 no âmbito das tarifas de gás 2007-2008



## Resumo

*Este trabalho é um resumo de um documento realizado em Abril de 2007 que visava, em primeiro lugar, criar as bases para que se pudessem identificar os principais factores explicativos da evolução do consumo de gás natural. O lançamento deste trabalho surgiu em simultâneo com a definição das primeiras tarifas para o ano gás 2007-2008 (Julho 2007 a Junho 2008). Este facto gerou a necessidade de concretizar o segundo objectivo do presente estudo: proporcionar ao regulador uma base de conhecimentos suficiente que possibilitasse interpretar e avaliar as tendências de evolução da procura do gás natural e, conseqüentemente, lhe permitisse contra argumentar as previsões das empresas relativas à evolução dessa variável no curto prazo. Neste contexto, o trabalho subdivide-se em quatro partes. Na primeira parte descreve-se a evolução do consumo de gás natural até 2006, por grupo de clientes. Após a fase inicial de implantação do gás natural em Portugal, as taxas de crescimento têm vindo a diminuir de uma forma relativamente constante. Na segunda parte analisa-se o padrão de evolução do consumo de gás natural para os diferentes tipos de consumidores. No caso dos clientes directos e das distribuidoras regionais observa-se que a procura de gás natural se caracteriza por uma forte sazonalidade. No caso dos centros electroprodutores, a procura de gás natural evidencia uma maior volatilidade do que nos dois restantes casos. Esta parte do trabalho visa igualmente evidenciar a existência de alguns factores explicativos da procura de gás natural para os diferentes tipos de clientes recorrendo aos gráficos de dispersão e à análise econométrica. Na terceira parte, efectuaram-se previsões para a*

*evolução do consumo de gás natural para o ano gás 2007-2008. O facto da evolução do consumo dos clientes directos e nas distribuidoras regionais ser marcado por um padrão perfeitamente identificável levou à aplicação nestes dois casos da metodologia de previsão ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average). As previsões para os centros electroprodutores caracterizam-se por uma abordagem totalmente diferente. Como a evolução do consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores é bastante volátil e o peso de factores não modelizáveis é muito importante, recorreu-se à análise da evolução recente dos consumos dos centros electroprodutores. Esta análise foi completada perspectivando-se a possível evolução do consumo do gás natural. No final do documento comparam-se os cenários de evolução previstos pela ERSE para o ano gás 2007-2008, com os valores previstos pelas empresas REN e Transgás.*

*Palavras-chave – Factores explicativos da procura, gás natural, modelos de previsão, sazonalidade, distribuidoras, grandes clientes, centros electroprodutores.*

### Descrição da Evolução dos Consumos até 2006

Para o presente estudo os consumos de gás natural em Portugal foram repartidos por três grandes segmentos: centros produtores de energia eléctrica, clientes directos e distribuidoras regionais. Os centros electroprodutores que consomem gás natural são a Tapada do Outeiro, a Termoeléctrica do Ribatejo (TER) e o Carregado. As duas primeiras são centrais de ciclo combinado concebidas para operarem



a gás natural enquanto a do Carregado é uma central de turbina a vapor, originalmente concebida para queimar fuelóleo, parcialmente convertida para gás natural. Os grandes directos ou clientes directos, são os consumidores industriais que consomem acima de 2 milhões de metros cúbicos e que são fornecidos pela Transgás, SA. Estes clientes são designados por clientes directos na medida em que são fornecidos pela Transgás, independentemente de estarem fisicamente ligados nas redes de alta, média ou baixa pressão. As distribuidoras regionais fornecem os restantes consumidores, estando os seus clientes igualmente segmentados em função do seu consumo. As centrais electroprodutoras, os clientes directos e as distribuidoras foram, até ao final 2006, fornecidas em regime de exclusividade pela Transgás. A partir de 2003, o número de clientes tem, de uma forma geral, estagnado. Entre 2005 e 2006, o número de clientes situou-se em cerca de 210 clientes (cerca de 195 clientes directos, cerca de 10 distribuidoras regionais e 5, centros electroprodutores). A análise da Figura 1, referente à evolução das vendas de gás natural da Transgás, permite atestar a elevada contribuição do mercado eléctrico na procura de gás natural. Torna-se igualmente claro que a procura de gás natural por parte das distribuidoras regionais regista uma contribuição bastante inferior à dos outros segmentos. Considerando apenas as vendas de gás natural da Transgás para satisfação dos consumos em território nacional, poder-se-á verificar o peso relativo de cada um dos segmentos de mercado identificados. O mercado eléctrico, constituído pelos centros electroprodutores de energia eléctrica, tem assumido, desde 1998, um papel preponderante na procura de gás natural em Portugal, com um peso relativo entre 39% a 67%. Os clientes directos registam, igualmente, consumos significativos, tendo sido inclusivamente em 1997 e 2003, o segmento de mercado que mais contribuiu para a procura de gás natural em Portugal. As distribuidoras regionais, apesar de agregarem a grande maioria dos clientes

de gás natural, apresentam uma contribuição bastante mais moderada do que os restantes dois segmentos de consumo, registando pesos entre os 10% e os 19%, entre 1999 e 2006.

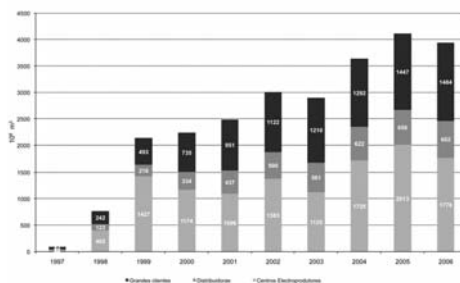


Figura 1 - Vendas de gás natural em quantidade<sup>2</sup>

### Mercado Eléctrico

A central a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro representou até ao aparecimento da TER, em 2003, a quase totalidade dos consumos de gás natural pelos centros electroprodutores. Com a entrada em funcionamento da TER esta situação alterou-se, tendo inclusive, em 2006, o consumo de gás natural da TER sido superior ao da central da Tapada do Outeiro.

### Central da Tapada do Outeiro

A estratégia para a criação de um mercado de gás natural em Portugal assentou na existência de um cliente âncora, através do qual estivesse garantido um consumo apreciável de gás natural, permitindo viabilizar economicamente a construção da infra-estrutura de transporte. Esse cliente foi a central termoeléctrica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro. A Tapada do Outeiro foi a primeira central de ciclo combinado da Península Ibérica sendo constituída por três grupos de 330 MW, perfazendo uma potência instalada de 990 MW. A central da Tapada do Outeiro consome 1000 milhões de m<sup>3</sup> de gás por ano, para um factor de utilização de 70%. A entidade que explora a Tapada do Outeiro é a Turbogás, a qual viria a celebrar um contrato com a Transgás para o fornecimento de gás natural. O gás natural contratado tem por fim a produção de ener-

<sup>2</sup> Ao longo do trabalho as quantidades de gás natural dizem respeito a metros cúbicos normais.

gia eléctrica a vender à REN, não podendo ser vendido a outras entidades sem prévio acordo entre a Transgás e a Turbogás.

### Central do Carregado

A Central do Carregado é constituída por seis grupos de 125 MW, perfazendo uma potência instalada de 750 MW. O Carregado é uma central convencional de turbina a vapor concebida originalmente para queimar fuel nas caldeiras. Em Outubro de 1997, os grupos 5 e 6 foram reconvertidos para queima dual de fuel ou gás natural. Os 250 MW de potência reconvertida podem consumir, admitindo um factor de utilização de 70%, 380 milhões de m<sup>3</sup> de gás por ano. Contudo, a produção de energia eléctrica com recurso à queima de gás natural nesta central tem sido residual, com excepção feita ao ano de 1999.

### O Acordo de Gestão de Consumo

O Acordo de Gestão de Consumo foi celebrado entre a Transgás e a REN com vista à disponibilização de gás natural para os centros electroprodutores pertencentes ao sistema eléctrico de serviço público - central da Tapada do Outeiro e central do Carregado. A Transgás está obrigada a fornecer determinadas quantidades de gás natural enquanto à REN cabe despachar a energia eléctrica produzida a partir do gás natural nas centrais do sistema eléctrico de serviço público, viabilizando o consumo de gás natural acordado. A quantidade anual contratada (QAC) a que a Transgás se encontra obrigada a disponibilizar à REN, ao abrigo do Acordo de Gestão de Consumo, é de cerca de 1086 milhões de m<sup>3</sup>, entre 1999 e 2021. Entre 1998 e 2005, a evolução do consumo de gás natural das centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado aproxima-se dos pressupostos do Acordo de Gestão de Consumo. Nos anos de 2004 e 2005, o Acordo de Gestão de Consumo foi concretizado fundamentalmente através da central da Tapada do Outeiro. Este facto deve-se à considerável diferença do rendimento da central da Tapada do Ou-

teiro face à central do Carregado. Os desvios mais significativos, face às quantidades de gás natural estipuladas no Acordo de Gestão de Consumo, ocorrem em 1999 e 2002. Nestes anos, as quantidades de gás natural fornecidas às centrais do sistema eléctrico de serviço público para produção de energia eléctrica ultrapassam em 29,1% e 22,6%, respectivamente, as quantidades acordadas. Importa referir que estes incrementos de produção eléctrica nestas centrais ocorreram em anos de fracas afluências hidrológicas. Em sentido oposto, o gás natural consumido pelas centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado em 2006 foi inferior em cerca de 33% ao estipulado no Acordo de Gestão de Consumo. Observa-se que a produção de energia eléctrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás natural evolui de uma forma simétrica relativamente à evolução do índice de produtibilidade hidroeléctrica. Em anos de maior afluência hidrológica estas centrais produzirão menos energia eléctrica, enquanto que em anos de menor afluência hidrológica estas centrais produzirão mais. Para além das afluências hidrológicas, a energia eléctrica entregue pela Produção em Regime Especial (PRE) para consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso é, realmente, outro factor que condiciona a produção de energia eléctrica das centrais a gás natural despachadas pela REN, nomeadamente a central da Tapada do Outeiro. A Figura 2 ilustra este facto. O peso da energia eléctrica emitida pelas centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado conjuntamente com o peso da energia eléctrica entregue pela PRE na energia eléctrica consumida em Portugal continental tem oscilado em torno de 25%, ao longo do período observado. Contudo, o peso das centrais a gás natural diminui ao longo do período, tendo-se esta tendência acentuada em 2006. Registe-se que em 2006, a potência instalada dos grupos geradores eólica aumentou 60%, num contexto em que a REN tem a obrigação de adquirir toda a energia eléctrica entregue pela PRE para consumo dos clientes do co-

mercador de último recurso. Deste modo, no consumo de gás natural pelos centros electroprodutores vinculados pesa mais a evolução do investimento em centrais com tecnologias de produção de energia eléctrica alternativas às convencionais do que a evolução da procura de energia eléctrica.

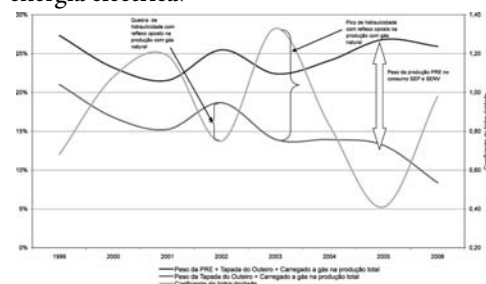


Figura 2 - Índice de produtividade hidroelétrica, peso da produção dos PRE, das centrais a gás natural do SEP na produção total

### Central Termoelétrica do Ribatejo

A Central Termoelétrica do Ribatejo (TER) é a segunda central de ciclo combinado a gás natural instalada em Portugal. É composta por três grupos com uma potência unitária de 392 MW, perfazendo uma potência instalada de 1 176 MW. A entrada em funcionamento da TER deu-se de forma faseada a partir de 2003, ano de entrada em funcionamento do primeiro grupo, até 2005. A TER pertence ao grupo EDP e opera no mercado liberalizado de energia eléctrica, não estando, como tal, abrangida pelo Acordo de Gestão de Consumo. A TER beneficiou de 2004 ter sido um ano seco. Assim, o aumento do consumo de gás natural verificado nesse ano já não se ficou a dever ao aumento do consumo nas centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado, ao contrário do sucedido nos anos de 1999 e 2003, mas ao aumento do consumo da TER. Com efeito, o consumo de gás natural naquelas centrais registou uma diferença inferior a 1% face às quantidades definidas no Acordo de Gestão de Consumo. O primeiro ano em que os três grupos da TER funcionaram em pleno foi em 2006. Nesse ano, a TER consumiu 1 863

milhões de m<sup>3</sup> de gás natural o que corresponde a um factor de utilização de aproximadamente 56,5%.

### Cientes Directos

A evolução do consumo dos clientes directos regista uma taxa de crescimento bastante acentuada de 1997 a 2001, atenuando-se um pouco a partir desse ano. A evolução entre 1997 e 2005 regista o mesmo comportamento da evolução da procura de gás natural. A evolução do consumo de gás natural depende do sector de actividade.

O gás natural consumido pelos cogedores representa, desde 2001, o principal grupo de consumidores, sendo o consumo de gás natural pelos sectores cerâmico e vidro igualmente bastante importante, comparativamente com os restantes sectores. Assim, os sectores cerâmico, vidro e têxtil tiveram um crescimento do consumo de gás natural muito acentuado nos primeiros anos, tendo estabilizado a partir de 2001. Por outro lado, o consumo na cogeração tem registado uma taxa de crescimento sensivelmente constante.

### Cogeração

A cogeração está associada à produção combinada de energia eléctrica e calor, estando geralmente integrada em unidades industriais. A produção térmica da unidade de cogeração é utilizada pelo processo industrial onde a unidade se insere, enquanto que a produção de energia eléctrica é autoconsumida ou colocada nas redes para abastecimento dos consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso. A cogeração tem sido, dentro do segmento dos clientes directos, o sector de actividade que tem registado a maior taxa de crescimento. A cogeração tem beneficiado de uma conjuntura favorável ao nível dos incentivos para instalação de novas unidades a gás natural e reconversão de unidades existentes concebidas originalmente para operarem a fuel. Por outro lado, em 2002 foi concedida

uma autorização legislativa na qual passou a ser permitido aos cogeneradores venderem a totalidade da energia produzida à rede a preços estabelecidos administrativamente, passando estes a comprar a mesma energia ao preço médio dos clientes dos comercializadores de último recurso, a qual tem um custo substancialmente inferior ao proveito proveniente da venda de energia.

### Cerâmicas, Vidreiras e Têxteis

A indústria cerâmica é uma das actividades em que a qualidade do combustível é fundamental, tendo influência não só no custo dos produtos fabricados como também na sua qualidade. As cerâmicas sempre utilizaram combustíveis gasosos nos processos industriais, isto é, o principal produto de substituição do gás natural é o GPL o qual tem um custo específico superior. Por essa razão, o gás natural é muito competitivo neste sector. Entre 1997 a 2001, a maior parte das cerâmicas na zona de influência das redes de gás natural foram convertidas.

A indústria vidreira pode utilizar o gás natural tanto na fusão do vidro como nas restantes operações. Tradicionalmente, o combustível preferencial da indústria vidreira era o fuel-óleo dada as características particulares da sua chama. Contudo, em 2004, cerca de 8,1% dos clientes directos da Transgás eram vidreiras. O consumo médio na indústria vidreira é superior ao consumo da cogeração.

A indústria têxtil é grande consumidora de vapor de água e de água quente, sendo o gás natural usado na sua produção. Em 2004, existiam 26 clientes directos da Transgás afectos à indústria têxtil, sendo que este sector representa o terceiro em número de consumidores logo após a indústria cerâmica e a cogeração.

O crescimento do consumo nas indústrias cerâmicas, vidreiras e têxteis estagnou nos últimos anos na medida em que a maioria dos clientes na área de influência das redes de gás natural se encontrava convertido.

### Distribuidores Regionais

As distribuidoras regionais que operam em Portugal são a Setgás, a Lisboaogás, a Lusitaniagás, a Portgás, a Tagusgás, a Beiragás, a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás e a Douroogás. As quatro primeiras iniciaram a actividade de distribuição de gás natural em 1997, tendo as restantes iniciado a actividade de distribuição a partir do ano 2000. A Figura 3 apresenta a evolução dos consumos das distribuidoras regionais, desde 1997. Observa-se que três distribuidoras se destacam em termos de volume de vendas: Lisboaogás, Lusitaniagás e Portgás. Até 2001, inclusive, a Lusitaniagás foi a segunda maior distribuidora. Desde 2002, a Portgás passou a ser a segunda maior distribuidora em volume.

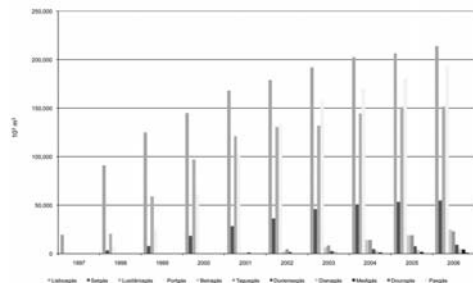


Figura 3 - Evolução dos consumos das distribuidoras regionais

Da análise da Figura 3 é possível observar uma diferença muito significativa entre os volumes de gás natural consumidos pela Lisboaogás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás face às restantes. Com efeito, as quatro distribuidoras referidas cobrem o eixo litoral, desde Setúbal até à fronteira norte de Portugal, onde a densidade demográfica é maior, representando cerca de 90% do consumo total. Assim, é na área de influência destas distribuidoras que se concentram os grandes consumos domésticos, terciários e industriais. A criação destas quatro zonas de concessão, através do Decreto-Lei n.º 33/91 de 16 de Janeiro, antes das restantes é consequência deste aspecto. A Beiragás e a Tagusgás foram constituídas em 1998 de for-

ma a levar a cabo a distribuição de gás natural ao interior do país. Em 2000, a Beiragás inicia a actividade de distribuição de gás natural e um ano mais tarde arranca a Tagusgás. Das 10 distribuidoras regionais de gás natural há ainda a salientar a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás e a Dourogás, que têm o estatuto de licenciadas, sendo abastecidas através de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG), como consequência da opção pela diversificação do aprovisionamento através do projecto Terminal de GNL de Sines. As primeiras licenciadas começaram a actividade de distribuição de gás natural no ano 2000, sem que o Terminal de GNL de Sines estivesse concluído, tendo sido abastecidas por camiões cisterna carregados em Espanha. A Dourogás apenas iniciou a sua actividade em finais de 2005. A evolução do consumo de gás natural numa distribuidora regional apresenta tipicamente três fases. Numa primeira fase, o consumo cresce de forma moderada, sendo que a construção de rede de distribuição nova prevalece face à ligação de clientes. Numa segunda fase desenvolvem-se simultaneamente a expansão das redes de distribuição e a ligação de clientes. A expansão das redes de distribuição começa por incidir nas áreas onde se concentra o maior mercado potencial, ou seja, onde o retorno do investimento está mais assegurado. Nesta altura, regista-se um crescimento do consumo bastante acentuado. Na terceira fase, verifica-se um abrandamento da evolução do consumo correspondente à saturação das redes onde localizam os maiores consumos e à expansão das redes para zonas de menor expressão em termos de mercado potencial. Esta evolução é perceptível para todas as concessionárias, com excepção da Lisboagás. Com efeito, a Lisboagás parte de uma realidade diferente na medida em que distribuía gás de cidade na cidade de Lisboa, isto é, uma parte considerável da sua área de influência já se encontrava infraestruturada. Foi com base neste pressuposto que a Concessão da Rede de Distribuição de Gás Natural de Lisboa foi atribuí-

da sem concurso público. Assim, a Lisboagás assentou a sua estratégia de expansão em dois vectores: operação de mudança do gás em Lisboa e rede nova nas áreas não cobertas pela rede de gás de cidade.

Relativamente a dados de 2005, a Figura 4 ilustra o anteriormente referido, evidenciando a existência de quatro grupos de empresas se considerarmos o crescimento médio das vendas entre 2002 e 2005 e o cumprimento dos objectivos propostos em termos de número de clientes fornecidos. Um primeiro grupo já maduro, com poucas expectativas de crescimento, tendo ultrapassado os objectivos propostos em termos de número de clientes e que tem apresentado um fraco crescimento das vendas. Este grupo é composto pela Lisboagás e pela Lusitaniagás. Um segundo grupo de empresas, composto por empresas que ainda não atingiram os objectivos propostos, embora não tenham apresentado um crescimento elevado das suas vendas. Este grupo é composto pela Setgás e pela Portgás. Um terceiro grupo composto pela Tagusgás, Beiragás e Dianagás, que também não atingiram os objectivos propostos em termos de dimensão do mercado, mas que têm apresentado um crescimento das vendas elevado. Esta tendência dever-se-á manter no futuro. Finalmente, a Figura 4 apresenta um quarto grupo composto pela Duriensegás e pela Medigás, com taxas de crescimento das vendas extremamente elevadas e longe de terem atingido os objectivos propostos. Estas duas empresas deverão ainda apresentar taxas elevadas de crescimento do seu volume de negócios.

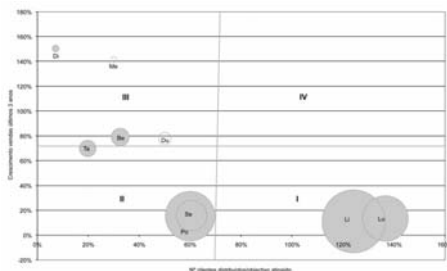


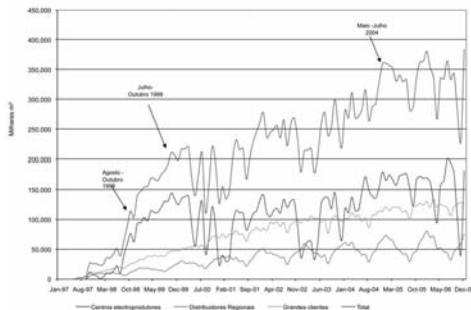
Figura 4 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e n.º de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2005)

Nota: A Duriensegás e a Medigás não têm os seus círculos preenchidos por os valores referentes ao cumprimentos dos objectivos serem estimados.

**Análise Estatística e Econométrica**

Análise gráfica e estatística descritiva

Recorrendo à análise gráfica, a Figura 5 mostra que a evolução das quantidades totais consumidas de gás natural está muito dependente das aquisições dos centros electroprodutores. Procurou-se identificar as principais variações mensais ocorridas nas vendas de gás natural aos clientes da Transgás entre Janeiro de 1997 e Dezembro de 2006, desagregadas por distribuidoras de gás natural, clientes directos e produtores de energia eléctrica. Observa-se que estes consumos, embora crescentes, têm evoluído de uma forma extremamente volátil, sendo a evolução destes consumos efectuada por patamares, associados à entrada em funcionamento de grupos produtores de energia eléctrica. Na figura estão evidenciados os principais patamares de crescimento, em grande medida associados à entrada em serviço de novos grupos. A Figura 5 mostra igualmente que o gás natural vendido aos clientes directos tem crescido de uma forma relativamente constante. No que diz respeito às distribuidoras regionais, as quantidades adquiridas de gás natural caracterizam-se por uma forte sazonalidade: entre 1999 e 2006 os consumos mínimos verificaram-se sempre no mês de Agosto e os consumos máximos nos meses de Janeiro ou de Dezembro.

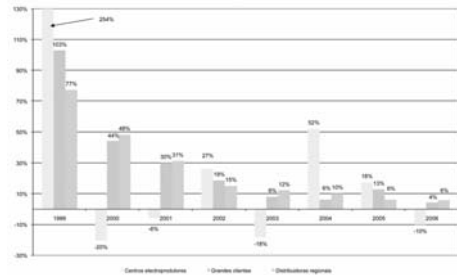


**Figura 5 - Evolução das vendas de gás natural**

Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

A Figura 6 apresenta as taxas de crescimento médias anuais dos consumos de gás natural pelos centros electroprodutores, pelos clientes

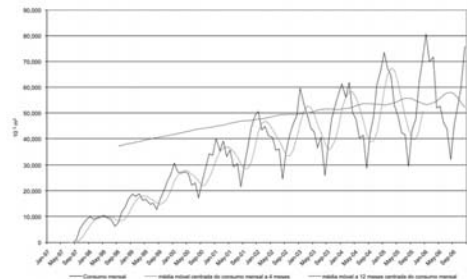
directos e pelas distribuidoras regionais. De um modo geral, as taxas de crescimento diminuíram, observa-se igualmente que os centros electroprodutores alternam taxas de crescimento negativas com taxas de crescimento positivas. A volatilidade da evolução do consumo do gás natural é definida em termos marginais pelo desvio-padrão da taxa de variação mensal. Entre 1999 e 2006, o desvio-padrão da taxa de variação mensal foi de 51% no caso do gás natural vendido aos centros electroprodutores, de 19% no caso do gás natural vendido às distribuidoras regionais e de 9%, no caso do gás natural vendido aos clientes directos.



**Figura 6 - Taxa de crescimento médio anual**

Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

Como foi referido, as vendas de gás natural às distribuidoras apresentam um carácter sazonal. A Figura 7 evidencia este facto ao apresentar a evolução das vendas de gás natural por parte da Transgás às distribuidoras regionais, assim como as respectivas médias móveis centradas a 4 e 12 meses.



**Figura 7 - Vendas de gás natural às distribuidoras de gás natural**

Tendo em conta que as séries temporais se caracterizam por contemplar as componentes de tendências, as sazonais, as cíclicas e as ir-

regulares, numa primeira abordagem pode-se concluir que:

- A série das vendas aos produtores tem uma componente irregular muito pronunciada.
- A série das vendas aos clientes directos e às distribuidoras regionais apresentam uma tendência crescente pronunciada.
- A série das vendas às distribuidoras regionais apresenta uma tendência sazonal bastante vincada.

A análise da correlação dos consumos mensais de gás natural por parte dos centros electroprodutores, das distribuidoras de energia eléctrica e dos clientes directos, que decorre da observação do Quadro 1 sustenta o tratamento diferenciado da evolução da procura do gás natural por parte dos centros electroprodutores, por um lado, e por parte das distribuidoras regionais e dos clientes directos, por outro lado. Embora o padrão de evolução das quantidades adquiridas pelas distribuidoras e pelos clientes directos seja diferente, estes têm um elevado coeficiente de correlação, 0,93. Pelo contrário, a evolução das quantidades adquiridas pelos centros electroprodutores não apresenta uma correlação tão significativa com as quantidades adquiridas pelas distribuidoras de energia eléctrica, 0,62, e pelos clientes directos, 0,71.

QUADRO 1

	Centros electroprodutores	Distribuidoras regionais	Grandes clientes
Centros electroprodutores	1.00		
Distribuidoras regionais	0.62	1.00	
Grandes clientes	0.71	0.93	1.00

Correlações das quantidades adquiridas mensalmente

#### Variáveis explicativas da evolução do consumo

Este ponto visa identificar variáveis explicativas da evolução do consumo de gás natural em Portugal. As primeiras variáveis identificadas são o preço do gás natural e de outros combustíveis substitutos, assim como variáveis macroeconómicas e climatéricas. Numa primeira análise sobre as variáveis explicativas (variáveis independentes) da evolução da procura de gás natural interessa perceber se as variáveis escolhidas apresentam alguma relação com a

variável que queremos estudar (variável dependente), neste caso a procura de gás natural mensal medido em  $m^3(n)$  ou, se pelo contrário são acontecimentos independentes e, como tal, não apresentam uma relação. Para medir esta relação entre as variáveis vamos-nos socorrer de dois instrumentos estatísticos: a análise de correlação e a análise da regressão. Esta análise é uma primeira abordagem. A interpretação dos resultados é efectuada com cautela pelo facto do gás natural em Portugal ter sido introduzido há relativamente pouco tempo, sendo que muito da dinâmica da evolução do consumo de gás natural em Portugal se deve ao próprio efeito do arranque do sector e não depende em si de nenhum factor externo. Posteriormente, serão desenvolvidas análises com séries estatísticas mais longas e com aplicação de mais metodologias.

#### Gráficos de dispersão

Iremos analisar a correlação entre duas variáveis, a qual se designa por correlação simples. O diagrama de dispersão permite a representação gráfica da correlação simples que pretendemos analisar entre as variáveis explicativas e a variável independente (consumo de gás natural). As variáveis em análise são os preços dos bens substitutos e os preços do gás natural. Por falta de séries temporais suficientemente longas, outras variáveis independentes não foram objecto de análise.

#### Preços

Para além dos preços médios do gás natural, os preços escolhidos foram seleccionados por dizerem respeito a bens, potencialmente, substitutos do gás natural. Em termos económicos, um bem substituto de outro bem é um bem que pode assegurar a mesma função e representar a mesma utilidade para o consumidor do que esse bem, embora não tenha precisamente as mesmas características. Quando o preço de um bem aumenta a sua procura diminui, mas em contrapartida, a procura do bem substituto deverá aumentar. Assim, neste

<sup>3</sup> Preço médio  $i$  = Facturação Transgás/Quantidades Transgás vendidas, em que  $i$  = centros electroprodutores, distribuidoras regionais e clientes directos.

ponto foram escolhidas como variáveis explicativas respeitantes a bens substitutos, o preço do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, comercializável até Dezembro de 2002, o preço do fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%, o preço do gasóleo de aquecimento, a cotação do Brent, o preço da electricidade, o preço do butano em garrafas, o preço do butano em granel, o preço do propano em garrafas, o preço do propano em granel e o preço do propano canalizado. Adicionalmente, como variáveis explicativas foram igualmente seleccionadas as tarifas de gás natural dos clientes domésticos e dos clientes industriais homologadas pela Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) e o preço médio<sup>3</sup> dos consumos dos centros electroprodutores, das distribuidoras regionais e dos clientes directos. Os dados mensais considerados iniciam-se em Janeiro de 1999 e terminam em Dezembro de 2006, com excepção dos preços dos Gases de Petróleo Liquefeitos, GPL, cujas séries estão compreendidas entre Janeiro de 2004 e Dezembro de 2006.

Apenas são apresentados os gráficos que evidenciam uma possível relação entre o preço dos combustíveis e o consumo de gás natural. Saliencia-se que em nenhum caso foi identificado qualquer relação entre os preços dos combustíveis e o consumo de gás natural pelos centros electroprodutores.

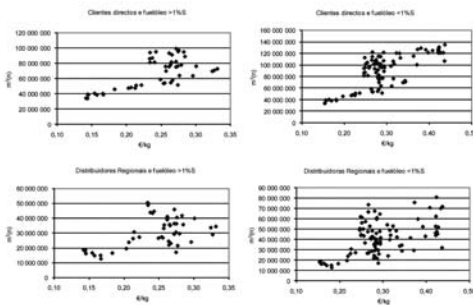


Figura 8 - Fuelóleo

A aparente correlação existente entre os consumos iniciais das distribuidoras regionais e dos clientes directos e os níveis de preços de fuelóleo poderá apenas dever-se a uma relação espúria<sup>4</sup>. Esta relação poderá

resultar do facto do preço do fuelóleo encontrar-se num nível reduzido na fase de arranque do gás natural em Portugal, sendo que o crescimento do consumo de gás natural e do preço do fuelóleo em simultâneo poderá ser fruto de factores que não estão forçosamente relacionados. Os clientes directos com cogeração podem possuir motores bi-fuel que lhes permite realizar o *switching* entre o gás natural e o fuelóleo. A relação entre as quantidades adquiridas pelos clientes directos e pelas distribuidoras regionais e os preços do fuelóleo será analisada economicamente, com mais detalhe, mais adiante. A Figura 9 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais e do preço do gasóleo de aquecimento.

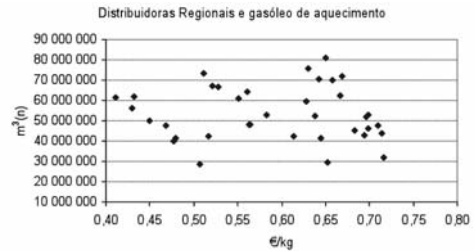


Figura 9 - Gasóleo de aquecimento

Pela análise da figura conclui-se que dificilmente existirá uma relação entre o consumo das distribuidoras regionais e o valor mensal do preço médio do gasóleo de aquecimento. Mais adiante, avalia-se a existência ou não de uma relação entre estas duas variáveis através de uma análise econométrica. A Figura 10 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural pelos clientes directos e da cotação média mensal do Brent.

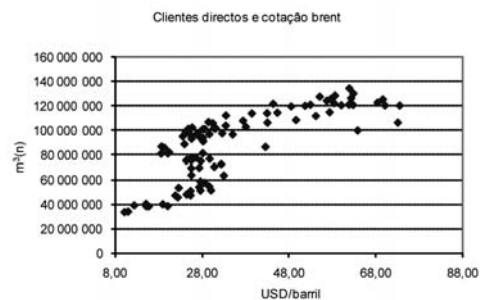


Figura 10 - Brent

<sup>4</sup> Uma relação espúria ocorre quando dois acontecimentos, não apresentando uma relação de causa/efeito entre si, a consideração de um terceiro elemento, comum aos dois acontecimentos, introduz uma casualidade inexistente entre os dois acontecimentos iniciais.



A análise da figura permite-nos indicar que o consumo de gás natural por parte dos clientes directos aparenta uma correlação positiva com a cotação do petróleo. A explicação para tal relação poderá estar na simultaneidade da evolução do preço do Brent e do preço do fuel, que a análise às correlações efectuada no ponto seguinte evidencia, tornando o gás natural mais competitivo face ao fuel. Salienta-se que a actualização dos preços de gás natural face a um cabaz de preços de petróleos, decorrente do contrato de aquisição de gás natural em regime de *take or pay* celebrado com a SONATRACH, apresenta um desfasamento de seis meses face às actualizações desses preços. Uma análise econométrica será efectuada de modo a analisar esta relação.

A Figura 11 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras regionais e do preço do butano em garrafas.

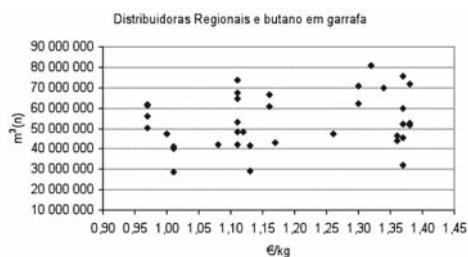


Figura 11 - Butano em garrafas

A análise do diagrama de dispersão permite concluir que as duas variáveis não apresentam uma clara relação entre si. As distribuidoras regionais para abastecerem uma área com gás natural precisam, em primeiro lugar, de dispor de redes de distribuição. Assim, o facto de um cliente querer trocar o seu abastecimento através de garrafas de butano para gás natural poderá não influenciar o consumo de gás natural. É necessário que, tecnicamente, essa mudança seja possível, independentemente da evolução do preço do butano em garrafa. Por outro lado, quando o consumidor já se encontra abastecido por gás natural dificilmente voltará à situação inicial, por comodidade. A análise econo-

métrica efectuada procurará confirmar a pouca relação existente entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do butano garrafa. A Figura 12 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural das distribuidoras regionais e o preço do butano em granel.

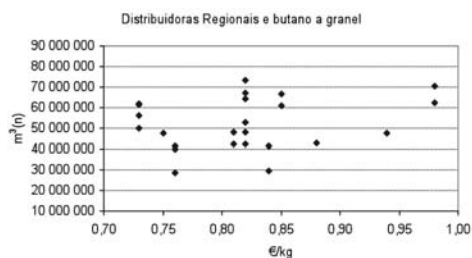


Figura 12 - Butano em granel

Tal como referido anteriormente, a análise do diagrama permite concluir que não existe uma correlação entre o consumo de gás natural por parte das distribuidoras regionais e o preço mensal do butano em granel. A justificação referida na análise anterior é igualmente aplicável nesta relação. Efectuar-se-á uma análise econométrica de modo a poder confirmar a análise gráfica. A Figura 13 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural das distribuidoras regionais e o preço do propano em garrafas.

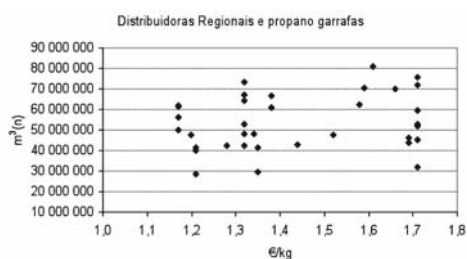


Figura 13 - Propano em garrafas

Como nos dois casos anteriores efectuar-se-á uma análise econométrica de modo a confirmar ou não a não existência de correlação. A Figura 14 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural pelos clientes directos e o preço do propano a granel.

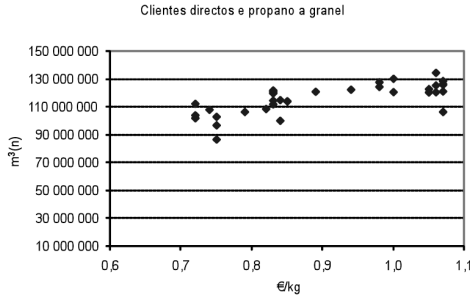


Figura 14 - Propano a granel

Os consumos dos clientes directos encontram-se positivamente correlacionados com os preços do propano a granel. A análise económica procurará evidenciar o âmbito desta correlação. A Figura 15 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural das distribuidoras regionais e o preço do propano canalizado.

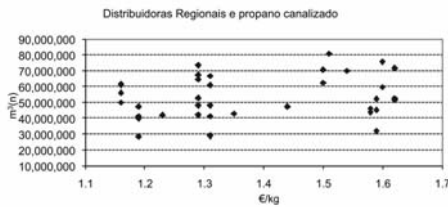


Figura 15 - Propano canalizado

O diagrama de dispersão apresentado na figura anterior permite indicar que não existe uma relação entre o preço mensal do propano canalizado e o consumo de gás natural por parte das distribuidoras regionais. Tal como na figura anterior, a explicação para o diagrama poderá encontrar-se no efeito tempo e no efeito elasticidade. Esta análise será completada com uma análise econométrica. As Figuras 16A e 16B apresentam o digrama de dispersão entre o consumo de gás natural das distribuidoras regionais e dos clientes directos e o seu preço médio.

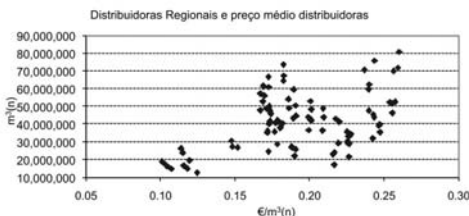


Figura 16A - Gás natural

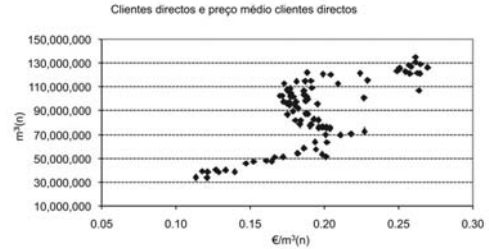


Figura 16B - Gás natural

Existe uma relação entre o preço médio e o consumo dos clientes directos. Contudo, esta não é uma relação linear. Assim, ao longo do tempo dois factores parecem interagir, com efeitos opostos:

- + O factor tempo associado à penetração das redes que leva ao aumento do consumo de gás natural, independentemente do aumento do seu preço com o tempo. Este efeito é particularmente visível nos primeiros momentos.

- + O efeito elasticidade procura - preço que leva à diminuição da procura do gás natural com o aumento do seu preço.

Observa-se um comportamento semelhante, embora de uma forma muito mais difusa, entre as quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e o seu preço médio.

### Análise da correlação entre as variáveis independentes (Preços)

Analisou-se a correlação entre as variáveis independentes com séries mensais. O intuito desta análise reside na tentativa de identificar variáveis que, por apresentarem andamentos parecidos entre si, possam ser substituídas por outras variáveis aquando da construção de regressões.

As correlações superiores a 0,90 encontradas foram:

- + Correlação entre 0,90 e 0,92 entre o preço da electricidade e o preço do butano em garrafa, do butano em granel, do propano em garrafa, do propano em granel e do propano canalizado.

- + Correlação acima de 0,95 entre o preço do gasóleo de aquecimento e a cotação do Brent.

- + Correlação de 0,90 entre o preço da electri-

cidade e a cotação do Brent.

- + Correlação entre 0,99 e 1 - correlação muito próxima da correlação total - entre butano em garrafas, butano a granel, propano em garrafa, propano em granel e propano canalizado.

- + Correlação entre 0,90 e 0,95 entre estes bens e a tarifa de gás natural para os domésticos e uma correlação acima de 0,95 com a tarifa de gás natural para os industriais.

- + Correlação acima de 0,95 entre o preço médio dos clientes directos e o preço do fuelóleo com teor de enxofre superior e inferior a 1%, butano em garrafas, butano a granel, propano em garrafa, propano em granel e propano canalizado.

### Regressões

Recorrendo ao método dos mínimos quadrados, efectuaram-se regressões entre as variáveis independentes e dependentes que apresentam as seguintes características:

- + Graficamente aparentam ter uma relação espúria.
- + Graficamente aparentam estar minimamente relacionadas.
- + Terem uma frequência mensal.

O Quadro 2 apresenta a análise efectuada através do método dos mínimos quadrados.

QUADRO 2

	Nº de observações	Variável independente	Nível de dependência Coeficiente (estatístico t)	Constante Coeficiente (estatístico t)	R <sup>2</sup>	F-test <sup>7</sup>	Estatística Durbin-Watson
Variável dependente	Quantidades adquiridas de gás natural por clientes directos	30 preço médio propano	61,471 753	65,509 594	0,544	49,447	1,449
		60 preço médio gás natural	545 598 909	-16 034 738	0,502	51,822	0,332
		60 preço médio butano com max 1% de S	275 662 278	-170 236 346	0,473	41,304	0,222
		60 preço médio butano com 1% de S	288 485 278	-163 559 594	0,503	520,882	0,242
		60 preço de 1% de enxofre	14,619 246	21 971 594	0,502	176,564	0,242
		60 preço médio Brent	11,423	19,177	0,502	176,564	0,242
		60 preço médio butano com max 1% de S	321 780 178	-1 200 274	0,502	38,302	0,332
		60 preço de 1% de enxofre	8,122	1,629	0,502	38,302	0,332
		60 preço médio gás natural	172 207 678	-2 200 274	0,502	38,302	0,332
		60 preço médio butano com max 1% de S	5,722	1,629	0,510	26,102	0,332
Variável dependente	Quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes industriais regionais	30 preço médio propano	109 207 678	-1 200 274	0,278	17,702	0,332
		60 preço de 1% de enxofre	14,212	1,629	0,502	38,302	0,332
		30 preço médio butano	-2,514 478	25,545 474	0,502	0,162	0,482
		30 preço médio gás natural	14,212	1,629	0,502	38,302	0,332
		30 preço médio butano granel	1,122	1,629	0,502	38,302	0,332
		30 preço médio propano granel	21,514 478	-34,544 474	0,502	1,82	0,512
		30 preço médio butano granel	14,212 178	-35,545 474	0,502	1,82	0,512
		30 preço médio propano granel	1,122	1,629	0,502	38,302	0,332
		30 preço médio propano canalizado	17,814 278	-28,114 274	0,502	38,302	0,332
		30 preço médio propano canalizado	11,122	11,122	0,502	38,302	0,332

Resultados das regressões pelo método dos mínimos quadrados

Observa-se que, com excepção da regressão entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel, cujo teste de *Durbin-Watson* é inconclusivo para um nível de significância de 5%, todas as restantes regressões apresentam uma forte autocorrelação dos resíduos, tendo em conta este mesmo teste. Como as séries analisadas

são séries temporais, este facto não é de estranhar. Apenas foi efectuado um conjunto de testes à forma funcional (teste *Ramsey Reset*) e à heteroscedasticidade (teste *White*) às regressões que cumpriram os seguintes critérios<sup>5</sup>:

- + A regressão evidencia uma relação espúria (por exemplo os preços do gás natural não estarem positivamente relacionados com as quantidades adquiridas).
- + Terem um coeficiente de determinação<sup>6</sup>, R<sup>2</sup>, acima de 10%.

As regressões que cumprem estes cenários são as regressões definidas entre:

- + As quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.
- + As quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.
- + As quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos e o preço do propano a granel.

Um conjunto de testes foi efectuado às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel.

O teste de *Ramsey Reset* à forma funcional rejeita a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de significância de 5%. O teste *White* à heteroscedasticidade permite não rejeitar a hipótese nula. A hipótese nula do teste é a existência de homoscedasticidade<sup>7</sup> dos resíduos de que não se verifica heteroscedasticidade dos resíduos. Como já foi referido, o teste de *Durbin-Watson* para níveis de significância de 5% é inconclusivo. Neste cenário alterou-se a forma funcional da regressão. Num primeiro momento, testou-se uma relação quadrática entre as variáveis independente e dependente. O teste de *Ramsey Reset* efectuado levou a rejeitar a regressão. Posteriormente, optou-se por transformar a função linear numa função log-log, isto é, a variável dependente e a variável independente são logaritmiciza-

<sup>5</sup> Também não foram incluídas as regressões com o fuelóleo com teor de enxofre acima de 1%, tendo em conta que o consumo deste combustível foi substituído por fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%, deixando de ser comercializado a partir de Janeiro de 2003.  
<sup>6</sup> Este coeficiente mede a variação percentual de uma variável explicada pela correlação de ambas as variáveis.  
<sup>7</sup> Esta propriedade verifica-se quando a variância dos resíduos é constante.

das. O Quadro 3 apresenta os resultados da equação, assim como dos principais testes efectuados.

QUADRO 3

variável independente	variável explicativa	coeficiente	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	estatística Durbin-Watson	estatística de White	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Breusch-Pagan	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset
log quantidade gás natural directa	log preço propano a granel	0,2201	0,2	0,8500	0,47%	0,999	1,993	0,001	0,000	0,001	0,001	0,001
	intercepto	-0,3	-1,0472	0,3000								

Regressão (método mínimos quadrados) da função log-log das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do propano a granel

Neste caso, o teste de *Ramsey-Reset* permite não rejeitar a hipótese nula da forma funcional ser correcta par um nível de significância de 5%. Contudo, o teste de *Durbin-Watson*, embora de um menor grau, continua a não ser conclusivo para um nível de significância de 5%. Este facto levanta algumas dúvidas quanto a se poder considerar o elevado coeficiente de determinação, de cerca de 55%, nomeadamente se, como se verá, a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos não é uma série estacionária. Todavia, esta análise permitiu evidenciar que o consumo de gás natural pelos clientes directos não é insensível à evolução do preço do propano a granel.

Um conjunto de testes foi efectuado às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

O teste de *Ramsey-Reset* à forma funcional rejeita a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de significância de 5%. O teste *White* à heteroscedasticidade efectuado permite rejeitar a hipótese nula. Tendo em conta teste de *Durbin-Watson* existe autocorrelação dos resíduos, para um nível de significância de 5%. O Quadro 4 apresenta os resultados da regressão da anterior função transformada em função quadrática.

QUADRO 4

variável independente	variável explicativa	coeficiente	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	estatística Durbin-Watson	estatística de White	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Breusch-Pagan	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset
quantidade gás natural directa	log preço propano a granel	0,2201	0,2	0,8500	0,47%	0,999	1,993	0,001	0,000	0,001	0,001	0,001
	intercepto	-0,3	-1,0472	0,3000								

Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre

Neste caso, o teste de *Ramsey-Reset* permite não rejeitar a hipótese nula da forma funcional ser a correcta. Contudo, os testes apresentados mostram existir heteroscedasticidade, assim como autocorrelação dos resíduos. A regressão foi transformada num modelo autoregressivo de grau 2, isto é, num modelo que inclua os termos de erros com dois desfasamentos temporais. O Quadro 5 apresenta os resultados obtidos. Todavia, importa realçar que a presente análise permitiu definir a existência de relação entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

QUADRO 5

variável independente	variável explicativa	coeficiente	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	estatística Durbin-Watson	estatística de White	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset
quantidades clientes directos	quantidade gás natural directa	1,1742	138,819	0,0000	0,88%	1,8	38,3025	35,5190	
	quantidade gás natural directa	1,1742	138,819	0,0000					
	log(1)	0,000	0,000	0,999					
	log(2)	0,001	1,13	0,2540					

Modelo autoregressivo de grau 2 da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre

A autocorrelação dos resíduos foi eliminada. Todavia, o elevado valor do coeficiente de correlação leva a desconfiar dos resultados obtidos. A inclusão do factor tempo através do valor dos resíduos desfasados temporalmente levou a um aumento do coeficiente de correlação. Neste âmbito, deverá existir um claro problema de estacionariedade com a necessidade de co-integrar as duas variáveis. Esta análise será efectuada em posteriores trabalhos. O Quadro 6 apresenta os resultados dos testes efectuados às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

QUADRO 6

variável independente	variável explicativa	coeficiente	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	estatística Durbin-Watson	estatística de White	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Breusch-Pagan	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset	estatística de Ramsey-Reset
quantidade distribuidoras	log preço propano a granel	0,2201	0,2	0,8500	0,47%	0,999	1,993	0,001	0,000	0,001	0,001	0,001
	intercepto	-0,3	-1,0472	0,3000								

Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre

O teste de *Ramsey-Reset* à forma funcional permite não rejeitar a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de

significância de 5%. O teste White à heteroscedasticidade permite igualmente não rejeitar a hipótese nula de que não se verifica heteroscedasticidade dos resíduos. Todavia, o teste de Durbin-Watson mostra existir autocorrelação dos resíduos. A regressão foi transformada num modelo autoregressivo de grau 2, isto é, num modelo que inclua os termos de erros até dois desfasamentos temporais. O Quadro 7 apresenta os resultados obtidos.

QUADRO 7

variável independente	variável explicativa	coeficiente	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de informação Akaike	Critério de informação Schwarz
quantidades distribuídas	constante + t-1	118.222.477	2,53	0,0133	0,726	0,000	1,9875	-34,7851	35,0016
	tempo	2.709.441	0,48	0,6283					
	t-1	0,500	0,33	0,7393					
	t-2	-0,209	-1,37	0,1691					

Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre

A autocorrelação dos resíduos foi eliminada. Contudo, neste caso também o elevado valor do coeficiente de determinação leva a desconfiar dos resultados obtidos. A inclusão do factor tempo através do valor dos resíduos desfasados temporalmente levou a um aumento do coeficiente de determinação. Neste âmbito, deverá existir um claro problema de estacionariedade com a necessidade de cointegrar as duas variáveis. Esta análise será efectuada em posteriores trabalhos. Todavia, a presente análise definiu a existência de relação positiva entre a evolução das quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e a evolução do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre. Outros estudos deverão ser efectuados de modo a integrar de uma melhor forma o factor temporal. O recurso aos modelos VAR (vectores autoregressivos) parece ser a melhor opção. No ponto seguinte, o factor temporal, pela sua importância, será considerado aquando da definição dos modelos previsionais de evolução da procura das quantidades adquiridas pelas distribuidoras às regionais e pelos clientes directos ao se recorrer à metodologia ARIMA.

## Previsões de consumo para o ano gás 2007-2008

### Cenários de Evolução dos Consumos dos Centros Electroprodutores

A irregularidade do consumo de gás natural por parte dos produtores de gás natural dificulta a aplicação de uma metodologia estatística de previsão. Neste sentido, o enfoque é dado à compreensão da evolução passada e tentar encontrar correlação entre a evolução do consumo de gás natural e outros factores de previsão, tais como a hidraulicidade ou a evolução da produção de energia eléctrica através de outras tecnologias, nomeadamente através de grupos geradores eólicos. Nos cenários, que de seguida serão analisados, não são considerados os grupos de queima dual da central do Carregado, pelo carácter residual que têm demonstrado no consumo de gás natural face aos restantes centros electroprodutores e por o Contrato de Aquisição de Energia (CAE) do Carregado cessar em 2007.

### Tapada do Outeiro

#### Cenário 1

Durante o ano gás 2007-2008, o fim dos CAE já deverá ser uma realidade. Contudo, o anunciado fim dos CAE apenas deverá dizer respeito aos centros electroprodutores pertencentes à EDP. Neste sentido, as centrais termoeléctricas desenvolverão um relacionamento comercial com o Agente Comercial. Deste modo, a produção de energia eléctrica por estes produtores passará a ter um regime semelhante ao que vigora para os produtores em regime especial. À data da realização do trabalho, o artigo 165.º do Regulamento das Relações Comerciais estabelece que o comercializador de último recurso em MT e AT deve adquirir:

- + Energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial.
- + Energia eléctrica ao Agente Comercial através de contratos bilaterais<sup>8</sup>.

A energia eléctrica adquirida ao Agente Comercial corresponde à produzida pelos

<sup>8</sup> A obrigação de aquisição de energia eléctrica ao Agente Comercial por parte do comercializador de último recurso não se verifica actualmente.

centros electroprodutores que mantiveram os CAE, nomeadamente a central da Tapada do Outeiro. Pode-se assumir que as quantidades definidas nos contratos bilaterais são as quantidades de energia eléctrica necessárias para satisfazer o AGC. Neste sentido, o cumprimento do AGC, tal como ele existe, corresponde a um consumo de 1 086 000 m<sup>3</sup> (n), isto é, o equivalente a uma produção de 6 205 MWh e uma utilização de 71,5%.

### Cenário 2

Foi referido que a evolução do consumo de gás natural pelos produtores de energia eléctrica está muito dependente da evolução de novos investimentos em centrais com outras tecnologias, nomeadamente a PRE. Num cenário extremo poder-se-á considerar que o verificado até 2006, isto é, que o aumento da produção dos PRE se fez, muito provavelmente, à custa da produção das centrais com CAE, continuará a verificar-se após o término dos CAE das centrais pertencentes à EDP. Neste cenário, há que estimar a evolução da PRE e em particular dos grupos geradores eólicos. A REN previu que o peso das eólicas representa cerca de 43% das emissões da PRE em 2007. Em 2005, a energia eólica apenas representava 26% do total da energia eléctrica entregue para a rede pública pela PRE. Nas tarifas de energia eléctrica para 2007 foi previsto um forte incremento da produção de energia eléctrica pelas centrais eólicas, acima de acima de 2 000 MWh, levando a que o nível de produção das centrais eólicas seja próximo da produção das centrais a gás natural com CAE. Foi igualmente previsto que a produção das restantes PRE aumente, embora de uma forma muito menos acentuada. Deste modo, assume-se neste cenário que a tendência de crescimento das centrais eólicas se fará mormente à custa da produção da central da Tapada do Outeiro. Resta então determinar qual o incremento das centrais eólicas e o incremento dos consumos em Portugal continental. A Figura 17 mostra a evolução da potência ins-

talada prevista dos grupos geradores eólicos, comparando o previsto em 2005 no plano de investimento da REN, com o valor médio do ano implícito nas tarifas de 2007. Considerou-se um coeficiente de utilização de 26%, igual ao verificado em 2006, para definir a potência instalada das centrais eólicas implícita nas tarifas de 2007.

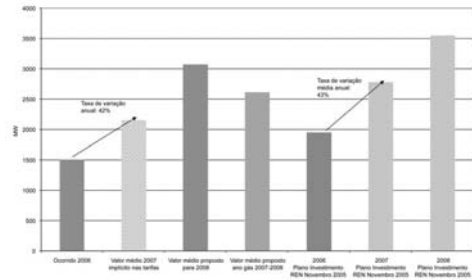


Figura 17 - Evolução da potência instalada verificada, prevista no plano de investimento 2006-2011 da REN e implícita nas tarifas de 2007

Observa-se um forte crescimento da potência instalada implícita nas tarifas de 2007 face ao verificado em 2006 (ano em que a potência instalada já tinha aumentado 60% face ao ano anterior). Contudo, os valores implícitos nas tarifas são inferiores aos valores constantes do plano de investimento da REN de 2005. Extrapolou-se a potência instalada média dos grupos geradores eólicos para o ano gás 2007-2008, tendo em conta o crescimento previsto de 43%, entre 2006 e 2007. A potência instalada resultante é de 2 614 MW. Para um factor de utilização de 30%, a produção de energia eléctrica é assim de 6 796 GWh. O Quadro 8 apresenta os valores previstos para este cenário da produção na central da Tapada do Outeiro, com base na extrapolação para o ano gás 2007-2008 das taxas de variação constantes das previsões para as tarifas de 2007:

- + Dos consumos totais em Portugal continental.
- + Da produção da PRE que não sejam geradores eólicos.
- + Da produção prevista para a energia eólica.

O valor resultante de 3 976 GWh é li-

geiramente inferior ao valor verificado em 2006. Este valor resultaria num consumo de 701 559 m<sup>3</sup>, muito abaixo do actual AGC. Assim, considera-se este cenário pouco provável no quadro da manutenção do CAE da central da Tapada do Outeiro e do carácter prioritário que terá a energia eléctrica produzida por esta central, para o comercializador de último recurso. Por outro lado, as centrais a carvão do Pego e de Sines estarão paradas durante alguns meses ao longo do ano gás 2007-2008 devido aos investimentos de dessulfurização programados. Neste âmbito, as centrais de ciclo combinado a gás natural terão um papel preponderante na substituição da produção das centrais a carvão. Contudo, sublinhe-se que este facto já foi considerado aquando da definição das tarifas de energia eléctrica para 2007, o que não impediu a REN de prever um consumo de gás natural para 2007 de cerca de 0,9 bcm, abaixo dos montantes implícitos no AGC.

QUADRO 8

	2006 ocorrido	2006 (tarifas 2007)	2007 (tarifas 2007)	Unidade: GWh Ano gás 2007-2008 (valor médio proposto)
Gás SEP	4.179.000	3.953.503	5.214.919	3.975.599
Eólicas	2.892.000	2.877.000	4.910.000	6.795.641
Resto PRE	5.864.000	5.822.000	6.542.000	6.542.000
SEP e SENV	49.879.000	49.472.000	51.439.000	52.085.320

Previsões cenário 2

### Termoeléctrica do Ribatejo

Embora este centro electroprodutor tenha actuado desde o início no mercado liberalizado, este interveniente está associado a um contrato de *take or pay*, tal como a central a ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, neste caso celebrado com a *Nigerian Limited*. O primeiro ano em que a TER funcionou com os seus três grupos foi 2006. Nesse ano, o seu consumo foi superior ao do ano anterior (em que não teve os três grupos a funcionar em pleno) em cerca de 20%, pelo que se prevê que este crescimento não se deverá manter. Contudo, se considerarmos os investimentos em carteira das centrais de ciclo combinado a gás natural, programados para os finais de 2008, e o facto

de que a TER só registou uma utilização de 57%, ainda deverá existir alguma margem de crescimento para a produção da TER. Neste contexto propõe-se dois cenários: um primeiro cenário com um nível de consumo de gás natural mais modesto, igual ao consumo verificado em 2006, de 1 037 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>(n) de gás natural, no qual se considera haver pouca margem de manobra para o crescimento da produção tendo em conta a evolução da PRE. Contudo, esta produção é suficiente para satisfazer o *take or pay* de 1 bcm (n) de GNL; no segundo cenário, mais expansivo, prevê-se o consumo de gás natural 5% acima do ocorrido em 2006, igual a 1 089,5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (n), levando a um factor de utilização da central de 60%.

### Análise ARIMA das séries respeitantes às distribuidoras regionais e aos clientes directos

No que diz respeito à venda de gás natural para consumo de clientes directos ou das distribuidoras regionais, as análises económicas efectuadas podem ser completadas com métodos previsionais, nomeadamente o ARIMA, depois da devida “estacionarização”<sup>9</sup> das séries.

### Consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais

#### Análise da estacionaridade

As séries temporais podem não ser estacionárias. A estacionaridade das séries é uma pré-condição necessária à aplicação das análises previsionais do tipo ARIMA, bem como à realização de regressões. Em termos genéricos, um processo é estacionário em sentido estrito se para qualquer inteiro positivo n, para quaisquer inteiro t1, t2, ..., tn e tk, os vectores de variáveis aleatórias (Y<sub>t1</sub>, ..., Y<sub>tn</sub>) e (Y<sub>t1+k</sub>, ..., Y<sub>tn+k</sub>) tiverem a mesma distribuição:

$F(y_1, y_2, \dots, y_n; t_1, t_2, \dots, t_n) = F(y_1, y_2, \dots, y_n; t_1+k, t_2+k, \dots, t_n+k)$ , sendo que  $(y_1, y_2, \dots, y_n)$  pertence a  $R^n$ . Assim, é indiferente observar a série em qualquer período.

<sup>9</sup> Tornar a média e a variância da variável dependente constante ao longo do tempo.

A estacionaridade em sentido restrito é uma propriedade muito difícil de se verificar na realidade. Deste modo, aceita-se como condição de verificação da estacionaridade, a estacionaridade em sentido lato, que se traduz nos seguintes pontos:

- A variância e a média são constantes.
- Os resíduos são resíduos brancos, isto é,  $E(\varepsilon_t) = 0$  e  $\text{Var}(\varepsilon_t) = \sigma^2$

O primeiro passo do trabalho consiste na análise à estacionaridade. O Quadro 9 mostra que para um nível de significância de 5%, não se rejeita a hipótese nula de que as variâncias são iguais e rejeita-se a hipótese nula de que as médias são iguais.

QUADRO 9

		Levene's Test for Equality of Variances				t-test for Equality of Means					
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference		
Distribuidoras Regionais	Equal variances assumed	0,148	0,701	12,417	111	0,000	28488028	2372800,3	2 147	2 147	
	Equal variances not assumed			12,417	114,826	0,000	28488028	2372800,3	2 147	2 147	

Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo do gás natural pelas distribuidoras regionais

A consideração da igualdade das variâncias leva a que não se tenha de logaritmizar a série. A rejeição da hipótese nula das médias iguais obriga a integrar a série, isto é, determinar cada valor em  $t$ , com base no verificado no passado. No caso da integração de grau 1, ter-se-á:

$$\hat{Y}_{(t)} - Y_{(t-1)} = \mu$$

Sendo  $\hat{Y}_{(t)}$ , o valor previsto da série  $Y$  no momento  $t$  e  $\mu$  uma constante relacionada com a tendência de longo prazo da série. A análise das autocorrelações dos resíduos permite ajudar na definição do grau de integração a considerar. A Figura 18 mostra que os coeficientes de autocorrelação dos resíduos (ACF) até um desfasamento temporal de 28 meses distam mais de dois erros padrão em relação a zero<sup>10</sup>. Observa-se igualmente, o carácter sazonal, de 12 em 12 meses, da evolução da autocorrelação dos resíduos.

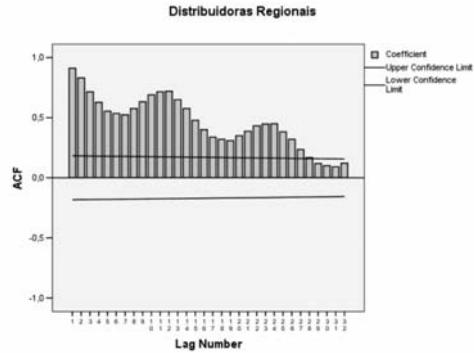


Figura 18 - Coeficientes de autocorrelação dos resíduos

### Definição do modelo ARIMA

Um modelo ARIMA  $(p,d,q)$  de previsão, não sazonal, define-se pelos seguintes vectores:

- $p$ , o número do termo de autoregressão, e que diz respeito aos desfasamentos das séries que aparece na equação de previsão.
- $d$ , o número das diferenças não sazonais que é necessário aplicar para tornar a série estacionária, isto é, o grau de integração.
- $q$ , o número de diferenças dos erros previsionais, chamadas de termos das médias móveis.

Assim, por exemplo, um modelo ARIMA  $(1,1,1)$  será definido do seguinte modo:

$$\hat{Y}_{(t)} = \mu + Y_{(t-1)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)}$$

Em que:

- $Y_{(t-1)}$ , representa o termo de diferenciação.
- $\alpha_1 Y_{(t-1)}$ , representa o termo de regressão, de uma forma geral, existe quando o modelo é sub-integrado.
- $\theta_1 e_{(t-1)}$ , representa o termo de média móvel dos erros, de uma forma geral, existe quando o modelo é sobre-integrado.
- $\mu$ , é uma constante que representa a tendência de longo prazo.

Se considerarmos a sazonalidade, a estas parcelas definidas juntam-se parcelas equi-

<sup>10</sup> As linhas horizontais assinalam a distância de 2 erros padrão em relação a zero.



valentes relativas a defasamentos sazonais. A definição do modelo ARIMA é um processo interactivo, o qual é efectuado após se ter definido se o modelo é ou não estacionário. No caso presente, em que o modelo não é estacionário, houve necessidade de o integrar. É comumente aceite de que o grau de integração não pode ultrapassar 2 períodos. Numa primeira fase, integrou-se o modelo para um período e analisaram-se as autocorrelações dos resíduos (ACF) e as autocorrelações parciais dos resíduos (PACF). A Figura 19 e a Figura 20 apresentam, respectivamente, os gráficos das ACF e das PACF, para um modelo ARIMA (0,1,0), isto é, um modelo com diferenciação de grau 1. Observa-se que os valores da autocorrelação para o 12º mês são bastante elevados, evidenciando a existência de sazonalidade. No 2º mês existe igualmente uma autocorrelação elevada dos resíduos.

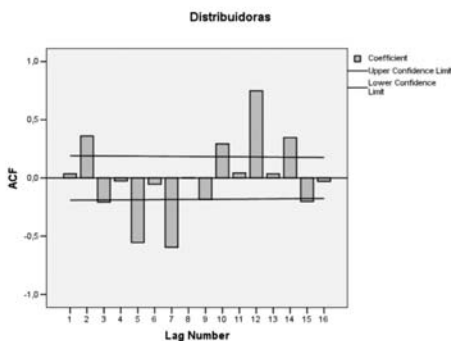


Figura 19 - Autocorrelação dos resíduos

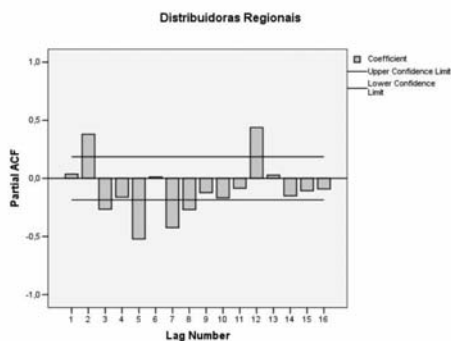


Figura 20 - Autocorrelação parcial dos resíduos

O teste aumentado de *Dick-Fuller* é utilizado para avaliar se uma série é ou não estacionária. No caso presente, o teste de *Dick-Fuller* permite rejeitar a hipótese nula de que a série das quantidades facturadas de gás natural pelas distribuidoras regionais, com integração de grau 1, não é estacionária para um nível de significância de 1%, isto é, a série é estacionária.

QUADRO 10

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i>	
	-10,36
1% Valor crítico*	-3,49
5% Valor crítico	-2,89
10% Valor crítico	-2,58

Teste aumentado de *Dick-Fuller* de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária

\*Valor crítico de *MacKinnon* para a rejeição da hipótese nula da raiz unitária

Acresce definir qual o modelo ARIMA que melhor se coaduna às particularidades das séries:

- + Não estacionária de grau 1.
- + Com sazonalidade para um período de 12 meses.
- + Com autocorrelação dos resíduos positiva e muito significativa para um defasamento de 2 meses, indicando a necessidade de incluir um termo de regressão. Este comportamento verifica-se igualmente após o 12º mês.
- + Com autocorrelação parcial dos resíduos negativa e significativa a partir do terceiro mês, indicando a necessidade de incluir um termo de média móvel.

Depois de se ter definido a periodicidade para 12 meses, efectuaram-se previsões para um conjunto de modelos ARIMA evidenciados no quadro seguinte. Escolheu-se o modelo ARIMA recorrendo a um conjunto de análises, nomeadamente, à análise dos critérios de informação<sup>11</sup>(*Akaike's e Swartz*) e do grau de significância dos termos, para um nível de significância de 5%<sup>12</sup>.

Os modelos escolhidos são

- + ARIMA(1,1,1) (0,1,2), com sazonalidade e sem constante:

<sup>11</sup> Os teste de critérios de informação Akaike e Schwartz, testam a capacidade do modelo estatístico se ajustar à realidade.

<sup>12</sup> Para além destas análises, a comparação gráfica dos valores obtidos através dos modelos com valores mais significativos e dos valores ocorridos foi igualmente realizada. Por uma questão de dimensão, esta comparação não é aqui apresentada.

$\hat{Y}_{(t)} = Y_{(t-1)} + Y_{(t-2)} - Y_{(t-3)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)} - \theta_2 e_{(t-2)} - \theta_3 e_{(t-3)}$   
 + ARIMA(1,1,1) (0,1,0), com sazonalidade e sem constante:

$$\hat{Y}_{(t)} = Y_{(t-1)} + Y_{(t-2)} - Y_{(t-3)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)}$$

A Figura 21 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,2) das quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais entre 1998 e 2008, comparando-a com os valores ocorridos.

QUADRO 11

Critério de informação	Constante		AR(1)		AR(2)		BAR(1)		BAR(2)		MA(1)		MA(2)		SMA(1)		SMA(2)		
	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor	Coeficiente	
ARMA(1,1,0,0,1,0)	3.410,0	-0,30	-0,30	-0,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(1,1,0,0,1,0) sem constante	3.408,0	-0,30	-0,30	-0,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,0)	3.401,4	-0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	0,72	0,13	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,0) sem constante	3.400,1	-0,62	-	-	-	-	-	-	-	-	0,66	0,31	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,0)	3.398,8	-0,30	0,30	0,43	-	-	-	-	-	-	0,96	0,13	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,0) sem constante	3.392,1	-0,30	0,30	0,45	-	-	-	-	-	-	0,96	0,13	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,0,1,1,0)	3.404,3	-0,34	-0,33	-0,31	-	-	-0,30	-2,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,0,1,1,0) sem constante	3.402,4	-0,32	-0,32	-0,32	-	-	-0,28	-2,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,2,0,1,0)	3.393,9	-0,30	0,30	0,83	0,42	-	-	-	-	-	0,89	0,28	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,2,0,1,0) sem constante	3.391,0	-0,30	0,40	0,30	-	-	-	-	-	-	0,89	0,28	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,2)	3.103,1	-0,37	-	0,37	-	-	0,33	2,86	0,75	0,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,1,2) sem constante	3.398,0	-0,30	0,41	0,37	-	-	-	-	-	-	0,89	0,28	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1,1,0,2,0)	3.064,4	0,06	-	0,46	-	-	-0,21	-1,94	0,17	1,92	0,84	1,88	-	-	-	-	-	-	-

Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais

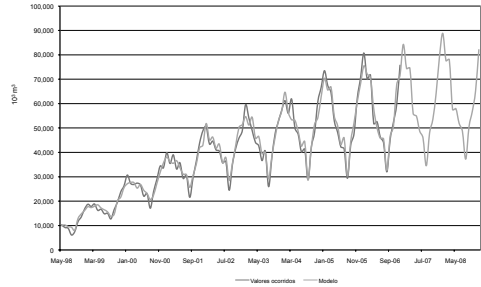


Figura 21 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA (1,1,1) (0,1,2))

Observa-se que os valores propostos pelo modelo e os valores ocorridos são muito próximos, sendo que o modelo consegue replicar com precisão o padrão de evolução sazonal da procura de gás natural por parte das distribuidoras regionais. A Figura 22 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais entre 1998 e 2008, comparando-a com os valores ocorridos. Observa-se igualmente que os valores do modelo e os valores ocorridos são muito próximos.

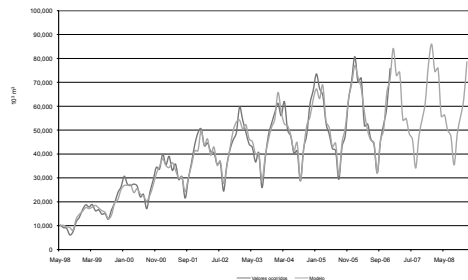


Figura 22 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA (1,1,1) (0,1,0))

O Quadro 12 apresenta as quantidades de gás natural previstas serem consumidas pelas distribuidoras regionais no ano gás 2007-2008 e 2006-2007 resultantes da aplicação dos modelos escolhido. Este Quadro apresenta igualmente as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais entre Junho de 2005 e Dezembro de 2006, comparando-os com os valores estimados pelo modelo. Para o ano gás 2007-2008, as taxas de crescimento face ao período anterior estão compreendidas entre 3% e 4,5%, o que corresponde a quantidades entre  $719\ 325\ 10^3\ m^3$  (n) e  $737\ 175\ 10^3\ m^3$  (n).

QUADRO 12

	Jan-Dez 2006 (1)	Junho 2005 - Junho 2006 (2)	Julho 2006 - Dezembro 2006 (3)	Jan 2007 - Dezembro 2007 (4)	Junho 2007 - Dezembro 2008 (5)	% (2)/(1)(1)	% (3)/(1)(1)	% (4)/(2)(2)	% (5)/(2)(2)
Quantidades ocorridas	682 143	667 652	-	717 988	737 175	3,2%	4,5%	-	4,2%
ARIMA(1,1,0)(0,1,2)	686 247	676 863	707 484	717 988	737 175	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(0,1,0)	679 183	672 448	668 407	709 738	719 325	2,4%	4,5%	3,0%	-

Unidade: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

Quantidades previstas pelos modelos

### Consumo de gás natural pelos Clientes Directos

Neste ponto, procurar-se-á definir um modelo ARIMA que permita prever a evolução do consumo de gás natural por parte dos clientes directos.

#### Análise da estacionaridade

O Quadro 13 mostra que a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos não é estacionária, tendo em conta que tanto se rejeita os testes à igualdade das médias, como se rejeita os testes à igualdade das variâncias. Deste modo, a série deverá ser integrada e logaritimizada.

QUADRO 13

	Levene's Test for Equality of Variances	F-test for Equality of Means							
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference Lower Upper
Cientes Equal variances assumed	36,816	0	18,262	118	0	0476187	382446,8	6 10 <sup>7</sup>	7 10 <sup>7</sup>
Equal variances not assumed			18,381	88,858	0	0476187	381288,0	6 10 <sup>7</sup>	7 10 <sup>7</sup>

Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos

A Figura 23 confirma a não estacionaridade da série. Observa-se que apenas a partir do trigésimo primeiro mês os resíduos distam menos de dois erros padrão em relação a zero. Observa-se igualmente o contínuo decréscimo dos resíduos.

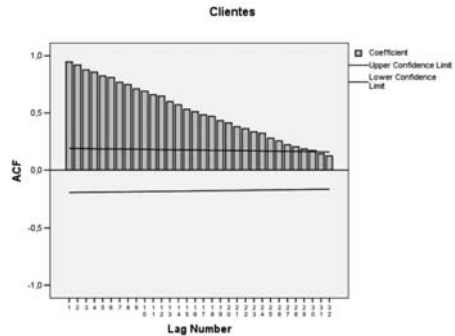


Figura 23 - Autocorrelação dos resíduos

Após a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos ter sido logaritimizada e integrada para o grau 1, esta pode ser considerada estacionária, como se pode observar do Quadro 14. Assim, este Quadro mostra<sup>13</sup> que, para um nível de significância de 5%, não se rejeita a hipótese nula das médias e das variâncias serem iguais, ou seja, a série poderá ser estacionária.

QUADRO 14

	Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						
	F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference Lower Upper	
DIFF(Cientes logaritmicos)	0,007	0,931	-.817	93	0,418	-.015482	0,18951	-.051795	0,021717
Equal variances assumed									
Equal variances not assumed			-.817	92,898	0,418	-.015482	0,18950	-.053114	0,021760

Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos

Contudo, a análise gráfica da autocorrelação dos resíduos não demonstra claramente que a série é estacionária. Assim, a Figura 24 mostra que a série da autocorrelação dos resíduos decresce de uma forma muito ligeira, apresentando valores negativos e positivos alternadamente. O facto do primeiro termo não ser positivo leva a concluir que o modelo não deverá requerer um termo de diferenciação. Por seu lado, a série da autocorrelação parcial decresce claramente em termos absolutos, sendo o primeiro termo negativo, o que indica a necessidade do modelo incluir um termo de média móvel dos resíduos. Em ambos os casos, é clara a sazonalidade das séries a 12 meses.

<sup>13</sup> Os teste de critérios de informação Akaike e Schwartz, testam a capacidade do modelo estatístico se ajustar à realidade.

<sup>14</sup> Para além destas análises, a comparação gráfica dos valores obtidos através dos modelos com valores mais significativos e dos valores ocorridos foi igualmente realizada. Devido à sua dimensão, esta comparação não é aqui apresentada.

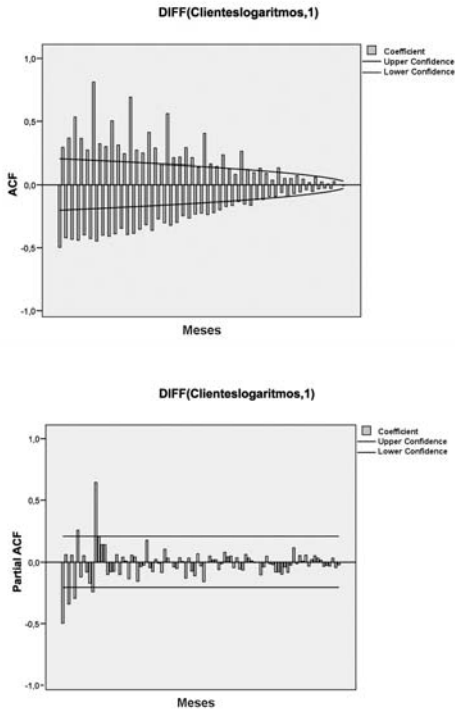


Figura 24 - Autocorrelação dos resíduos e autocorrelação parcial dos resíduos após a integração de grau 1

Contradizendo os resultados da análise do gráfico, o teste aumentado de *Dick-Fuller* vem corroborar os testes à igualdade da variância e da média da série, ao permitir rejeitar a hipótese de que a série logaritimizada das quantidades facturadas de gás natural pelos clientes directos, com integração de grau 1, não é estacionária para um nível de significância de 1%. Deste modo, não é necessário elevar o grau de integração da série.

**QUADRO 15**

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i>	-16,54
1% Valor crítico*	-3,49
5% Valor crítico	-2,89
10% Valor crítico	-2,58

Teste aumentado de *Dick-Fuller* de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária

\*Valor crítico de *Mackinnon* para a rejeição da hipótese nula da raiz unitária

Definição do modelo ARIMA

O modelo ARIMA escolhido deve-se ajustar às seguintes características da série analisada:

- + Não estacionária de grau 1.
- + Com sazonalidade para um período de 12 meses.

+ Com autocorrelação dos resíduos, ora positiva ora negativa, com uma leve tendência decrescente em termos absolutos, voltando a ser significativamente positiva no 12º mês. A Figura 24 mostrou que no primeiro mês o desfaseamento é negativo, indiciando que poderá não ser necessário a inclusão de um termo de regressão.

+ Com autocorrelação parcial dos resíduos negativa decrescente, passando a positiva e significativa no 12º mês. Registe-se, que no primeiro mês o desfaseamento é significativo e negativo, indiciando a necessidade de inclusão de um termo de média móvel dos resíduos.

Os modelos que respondem a esses critérios são apresentados no Quadro 16.

Como no caso precedente escolheu-se o modelo ARIMA recorrendo à análise dos critérios de informação e o grau de significância dos termos<sup>14</sup>, para um nível de significância de 5%. O Quadro 16 apresenta os testes de critérios de informação para os modelos ARIMA acima definidos, bem como os valores e os testes t de Student dos seus respectivos termos. Os modelos escolhidos são:

- + Modelo logaritimizado com sazonalidade ARIMA(0,1,1) (0,1,0) e sem constante:

$$\log \hat{y}_t = \log y_{(t-1)} + \log y_{(t-12)} - \log y_{(t-13)} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)}$$

- + Modelo logaritimizado com sazonalidade ARIMA(0,1,1) (0,1,1) e sem constante:

$$\log \hat{y}_t = \log y_{(t-1)} + \log y_{(t-12)} - \log y_{(t-13)} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)} - \log \theta_2 - \log e_{(t-12)}$$

Não foram escolhidos os modelos com constantes por estas serem negativas, indicando uma tendência de longo prazo decrescente que se deve ao peso dado pelos modelos aos primeiros anos das séries. A normal inflexão do crescimento após os primeiros anos de arranque enviesa os resultados.

Critério de informação	Constante		AR(1)		AR(2)		SAR(1)		SAR(2)		MA(1)		MA(2)		SMA(1)		SMA(2)		
	Akaike	Schwartz	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	Estimado	Confiança	
ARMA(1,1)(0,1,0)	-274,1	-274,1	-0,01	-1,29	-0,34	-2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(1,1)(0,1,0) sem covariância	-273,6	-273,6	-	-	-0,23	-2,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,0)	-273,9	-273,9	-0,01	-1,72	-	-	-	-	-	-	0,44	4,35	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,0) sem covariância	-282,2	-282,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,38	3,75	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(1,1)(0,1,0)	-283,3	-276,1	-0,01	-1,89	0,25	1,02	-	-	-	-	0,62	3,14	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(1,1)(0,1,0) sem covariância	-285,2	-277,3	-	-	0,20	0,69	-	-	-	-	0,54	2,12	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,1)	-286,2	-286,0	0,00	-4,61	-	-	-	-	-	-	0,40	4,36	-	-	0,64	1,64	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,1) sem covariância	-290,6	-286,8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	2,79	-	-	0,48	3,20	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,0)	-283,5	-279,8	-0,01	-1,89	0,00	0,01	-0,22	-1,51	-	-	0,35	1,11	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(2,1)(0,1,0) sem covariância	-283,0	-278,2	-	-	0,00	0,12	-0,23	-1,16	-	-	0,27	0,75	-	-	-	-	-	-	-
ARMA(1,2)(0,1,0)	-284,1	-274,4	-0,01	-1,82	-0,97	-2,00	-	-	-	-	-0,24	-0,89	0,42	3,92	-	-	-	-	-
ARMA(1,2)(0,1,0) sem covariância	-283,0	-278,8	-	-	-0,99	-2,00	-	-	-	-	-0,31	-1,08	0,38	3,42	-	-	-	-	-
ARMA(1,1)(0,1,2)	-287,0	-284,8	0,00	-4,95	0,39	1,51	-	-	-	-	0,65	3,95	-	-	0,73	0,17	0,95	0,22	-
ARMA(1,1)(0,1,2) sem covariância	-286,5	-278,9	-	-	0,11	0,20	-	-	-	-	0,37	0,94	-	-	0,49	3,11	0,19	1,36	-

Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos

A Figura 25 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos entre 2000 e 2006, comparando-a

com os valores ocorridos. Observa-se que, os valores do modelo e os valores ocorridos são próximos. Contudo, o modelo nem sempre consegue ajustar-se com precisão à realidade, nomeadamente, no que diz respeito aos meses de maior consumo.

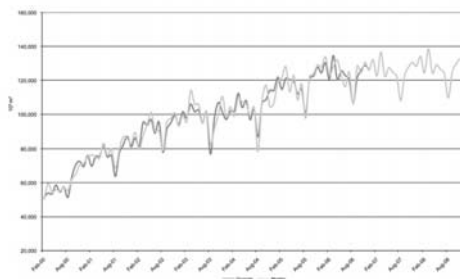


Figura 25 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1))

A Figura 26 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1) das quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos entre 2000 e 2006, comparando-a com os valores ocorridos. Este modelo estima um crescimento das quantidades adquiridas mais acentuado do que o modelo anterior.

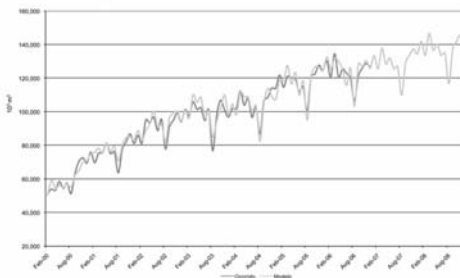


Figura 26 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1))

As quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais assumem um maior grau de imprevisibilidade. Assim, o Quadro 17 mostra que a margem de evolução do consumo de gás natural pelos clientes directos é bastante alargada, encontrando-se entre 1% e 5%, se considerarmos os dois modelos seleccionados. Se não aparecerem novos clientes directos, como deverá ser o caso para o ano gás 2007-2008, o

13 Os teste de critérios de informação Akaike e Schwartz, testam a capacidade do modelo estatístico se ajustar à realidade.

crescimento deverá tender assintoticamente para zero. A prevista entrada em funcionamento da cogeração na Portucel de Setúbal, em Março de 2008, pouco alterará esta situação. Neste contexto, consideram-se valores próximos do limite inferior do intervalo considerado como sendo os mais prováveis, isto é, a consideração de valores à volta de 1,52 bcm (n).

QUADRO 17

	Unidade: 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>							
	Jan-Dez 2006 (1)	Julho 2005 Junho 2006 (2)	Julho 2006 Junho 2007 (3)	Jan 2007 - Dez 2007 (4)	Julho 2007 Junho 2008 (5)	% (2)(1)(1)	% (3)(1)(3)	% (4)(2)(2)
Quantidades ocorridas	662.143	667.502	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0)	1.486.720	1.474.771	1.506.303	1.506.133	1.517.230	0,6%	0,6%	0,7%
ARIMA(0,1,1)(0,1,1)	1.500.920	1.473.967	1.524.894	1.555.275	1.605.019	1,5%	3,5%	2,2%

Quantidades adquiridas pelos clientes directos prestas pelos modelos

### Conclusões

De acordo com os resultados obtidos na secção anterior, as previsões da ERSE agrupam-se em três cenários:

- + Cenário alto (4,51 bcm (n) ), que corresponde à soma dos valores mais elevados dos intervalos de consumos (0,74 bcm (n) nas distribuidoras, 1,61 bcm (n) nos clientes directos e 2,2 bcm (n) nos centros electroprodutores).
- + Cenário baixo (3,97 bcm (n) ), que corresponde à soma dos valores mais baixos dos intervalos de consumos (0,72 bcm (n) nas distribuidoras, 1,52 bcm (n) nos clientes directos e 1,69 bcm (n) nos centros electroprodutores).

### Bibliografia

- [1] Greene, William H., 1997, *Econometric Analysis – Third Edition* Prentice Hall International Editions
- [2] Mas-Colell, Whinston & Green, 1995, “*Microeconomic Theory*”, Oxford university press.

+ Cenário escolhido, (4,36 bcm (n) ). Este cenário corresponde ao cenário em que os consumos que se consideraram mais prováveis, isto é:

- + O valor médio do intervalo para o consumo das distribuidoras, 0,73 bcm.
- + O valor mais baixo do intervalo do consumo dos clientes directos, 1,52 bcm, por se considerar que, sem a entrada de novos clientes, o crescimento dos consumos tendem assintoticamente para zero.

+ O respeito pelo AGC da Turbogás e consumo igual ao verificado em 2006 pela TER, respectivamente, 1,08 bcm (n) e 1,04 bcm, perfazendo um total 2,12 bcm (n) para os centros electroprodutores.

A previsão da REN corresponde a 4,31 bcm (n), muito próximo do cenário considerado mais provável pela ERSE. Por seu lado, as previsões da Transgás situam-se claramente acima do intervalo proposto pela ERSE. Recorde-se que o valor máximo da ERSE tem subjacente taxas de crescimento anuais dos consumos das distribuidoras e dos clientes directos de 4,5% e 5,2%, respectivamente, e um incremento do consumo da TER de 5% face ao verificado em 2006, bem como o respeito pelo AGC no caso da Tapada do Outeiro.







