

## **CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E GÁS NATURAL**

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

Junho 2012

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

<b>SUMÁRIO EXECUTIVO.....</b>	<b>1</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>2 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO .....</b>	<b>19</b>
2.1 Pressupostos .....	19
2.1.1 Eletricidade.....	19
2.1.2 Gás natural.....	21
2.2 Principais variáveis utilizadas para definição dos cenários .....	23
2.3 Funcionalidades dos contadores inteligentes .....	23
2.3.1 Eletricidade.....	25
2.3.2 Gás natural.....	26
2.4 Comunicações .....	28
2.4.1 Eletricidade.....	28
2.4.2 Gás Natural .....	29
2.5 Acesso à informação disponibilizada pelos contadores inteligentes .....	29
2.5.1 Eletricidade.....	29
2.5.2 Gás natural.....	31
2.6 Calendário de instalações dos contadores inteligentes.....	31
2.6.1 Eletricidade.....	31
2.6.2 Gás natural.....	33
2.7 Cenários selecionados para submeter a análises custo-benefício .....	35
2.7.1 Eletricidade.....	35
2.7.2 Gás natural.....	38
2.7.3 Eletricidade e Gás natural .....	41
<b>3 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO .....</b>	<b>45</b>
3.1 Descrição da metodologia utilizada .....	45
3.2 Custos e benefícios na eletricidade .....	46
3.2.1 Custos .....	46
3.2.2 Benefícios.....	49
3.3 Custos e benefícios no gás natural.....	55
3.3.1 Custos .....	55
3.3.2 Benefícios.....	59
3.4 Custos e benefícios não quantificados .....	62
3.5 Análise global dos cenários analisados .....	63
3.5.1 Eletricidade.....	63
3.5.2 Gás natural.....	67

3.5.3	Eletricidade e gás natural.....	69
3.6	Análise do cenário mais favorável para a eletricidade – Cenário 2 .....	73
3.6.1	Análise por agente da cadeia de valor.....	73
3.6.2	Análise dos itens de custo e benefício.....	74
3.6.3	Análises de sensibilidade .....	76
3.7	Análise de sensibilidade a um <i>roll-out</i> para consumidores de eletricidade de maior consumo (potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA) .....	79
<b>4</b>	<b>IMPACTES DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE.....</b>	<b>83</b>
4.1	Impactes nos custos e proveitos do ORD.....	83
4.2	Impactes nas tarifas e faturas dos clientes em BTN.....	93
<b>5</b>	<b>MODELOS ORGANIZATIVOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES .....</b>	<b>97</b>
5.1	Modelos contagem de energia existentes na União Europeia.....	97
5.2	Modelos de implementação do <i>roll-out</i> de contadores inteligentes em Portugal.....	99
5.3	Identificação do modelo mais favorável para implementação de contadores inteligentes.....	102
<b>6</b>	<b>PRINCIPAIS CONCLUSÕES.....</b>	<b>103</b>
6.1	Principais resultados .....	103
6.1.1	Eletricidade.....	103
6.1.2	Gás Natural .....	104
6.2	Variáveis determinantes .....	105
6.3	Aspetos a ponderar na decisão .....	106
<b>ANEXOS .....</b>	<b>109</b>	
I.	Resultados da consulta pública .....	111
II.	Situação atual da medição de eletricidade e de gás natural em Portugal .....	125
III.	Glossário e Siglas .....	135

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Estrutura simplificada de um sistema de contadores inteligentes.....	10
Figura 2-1 - Eletricidade: roll-out 1 .....	32
Figura 2-2 - Eletricidade: roll-out 2 .....	33
Figura 2-3 - Gás natural: roll-out 1 .....	34
Figura 2-4 - Gás natural: roll-out 2 .....	35
Figura 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	64
Figura 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo .....	65
Figura 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo .....	66
Figura 3-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	67
Figura 3-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo .....	68
Figura 3-6 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	70
Figura 3-7 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	71
Figura 3-8 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	72
Figura 3-9 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor.....	73
Figura 3-10 - VAL (M€) por item de custo e de benefício .....	74
Figura 3-11 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado.....	75
Figura 3-12 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€).....	77
Figura 3-13 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€).....	78
Figura 3-14 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€).....	78
Figura 3-15 - Caracterização dos consumos em BTN.....	79
Figura 3-16 - VAL (M€) para um <i>roll-out</i> parcial na eletricidade (consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA) .....	81
Figura 4-1 - Número de contadores inteligentes instalados anualmente.....	89
Figura 4-2 - Custos anuais com a instalação de contadores inteligentes.....	89
Figura 4-3 - Impacte anual no OPEX da instalação de contadores inteligentes.....	90
Figura 4-4 - Impacte anual no CAPEX da instalação de contadores inteligentes .....	92
Figura 4-5 - Impacte anual nos proveitos permitidos da instalação de contadores inteligentes .....	92
Figura 4-6 - Valor atual líquido dos fluxos futuros para efeitos de regulação.....	93
Figura 5-1 - Modelos de mercado de contagem .....	98

## **ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 1-1 - Boas Práticas recomendadas pelo ERGEG .....	13
Quadro 1-2 - Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu .....	14
Quadro 2-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade .....	20
Quadro 2-2 - Pressupostos considerados para gás natural.....	22
Quadro 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos.....	64
Quadro 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos .....	65
Quadro 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos .....	66
Quadro 3-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos.....	67
Quadro 3-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos .....	69
Quadro 3-6 - Eletricidade e Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos .....	70
Quadro 3-7 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos.....	71
Quadro 3-8 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos .....	72
Quadro 4-1 - Aspectos com maior impacte na variação do OPEX.....	91
Quadro 4-2 - Impactes nas faturas de eletricidade .....	94

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

As diretivas comunitárias 2009/72/CE e 2009/73/CE que estabelecem regras comuns, respetivamente para o mercado interno de eletricidade e de gás natural, determinam a obrigação dos Estados-Membros avaliarem a implementação de sistemas de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural até 3 de setembro de 2012.

As diretivas anteriormente mencionadas foram transpostas para a legislação nacional através da aprovação dos decretos-lei n.º 78/2011 e n.º 77/2011, ambos de 20 de junho. Nos termos estabelecidos nestes diplomas, a ERSE apresenta ao Governo o presente Estudo que inclui:

- A avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores;
- O modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação.

Em linha com o estabelecido no Anexo I das diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, o presente Estudo incide sobre os clientes domésticos e as pequenas empresas. Deste modo, foram considerados no âmbito do Estudo, os seguintes consumidores:

- Consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA);
- Consumidores de gás natural em baixa pressão, com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>.

A ERSE decidiu recorrer ao apoio de um consultor especializado (KEMA) para elaborar o Estudo previsto nos decretos-lei anteriormente mencionados.

No âmbito da realização do Estudo, a ERSE submeteu a consulta pública as análises custo-benefício efetuadas com o objetivo de recolher comentários e sugestões junto dos consumidores, operadores de redes, comercializadores e outras entidades interessadas.

O presente Estudo integra os resultados dos trabalhos realizados pela KEMA e teve em consideração os documentos publicados sobre esta matéria pelo *European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG) e pela Comissão Europeia, bem como os comentários e sugestões recebidos na consulta pública que decorreu entre 15 de maio e 15 de junho de 2012.

A elaboração do Estudo contemplou uma fase dedicada à recolha de informação e sistematização dos resultados obtidos noutros países na realização de projetos-piloto e de análises custo-benefício. Esta informação encontra-se sistematizada no Relatório da KEMA "Relatório 2E/G: Experiência de outros países", disponível na página da ERSE na Internet. Os países europeus considerados para este efeito foram a França, a Holanda, o Reino Unido e a Irlanda (só eletricidade) por terem realizado análises custo-benefício recentemente e se considerarem representativos da diversidade de abordagens em

curso. Adicionalmente foi estudado um caso fora do espaço europeu (Estado de Victoria, na Austrália) e outras pequenas experiências e projetos-piloto.

A realização das análises custo-benefício assentou num conjunto de pressupostos definidos pela ERSE. Os principais pressupostos assumidos foram os seguintes:

- As análises custo-benefício são efetuadas a preços correntes. Para 2012 foi considerada a taxa de inflação prevista no Orçamento do Estado. Para o período 2013 a 2015 foram considerados os valores do Documento de Estratégia Orçamental 2011-2015. A partir de 2016 foi assumido um valor constante de 2% para a taxa de inflação.
- O valor central para a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor atual líquido (VAL) dos cenários analisados foi de 10% (taxa nominal).
- Os preços de energia elétrica, comercialização e acesso às redes foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para 2012 (BTN), atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.
- Os preços das diferentes componentes do fornecimento de gás natural foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para o ano gás 2011-2012, atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.
- Os preços do CO<sub>2</sub> para 2012 e 2013 foram baseadas nos preços dos contratos de futuros (7,86 euros/ton e 8,51 euros/ton, respetivamente). Para além de 2014 foram consideradas as estimativas de preços da Comissão Europeia no estudo "Impact Assessment – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050".
- Para os contadores inteligentes (eletricidade e gás natural) foi considerado um tempo de vida útil e um período de amortização de 15 anos. Para os equipamentos e infraestruturas de comunicações foi considerado um período de vida útil e um período de amortização de 10 anos.
- Foi considerado que o consumo de eletricidade e a ponta máxima do sistema evoluem a uma taxa anual de 1,8%, que corresponde à taxa de crescimento média considerada no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT).
- Admitiu-se um crescimento anual de 2,5% no número de clientes de gás natural com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>. O aumento de consumo estimado para este segmento de clientes corresponde a um aumento do consumo anual *per capita* de aproximadamente 0,5%.

As análises custo-benefício efetuadas incidiram sobre diversos cenários para a implementação dos contadores inteligentes. Para definição dos cenários foram consideradas as seguintes variáveis principais:

- Funcionalidades dos contadores inteligentes.
- Calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*).



- Sistemas de comunicação entre o contador e os utilizadores dos dados.
- Tipo de informação proporcionada ao consumidor sobre o consumo da sua instalação (*feedback*).

Tendo em consideração as variáveis de análise anteriormente referidas foram definidos e analisados 20 cenários: 8 cenários que correspondem exclusivamente à instalação de contadores inteligentes de eletricidade (cenários 1 a 8), 6 cenários que correspondem exclusivamente à instalação de contadores inteligentes de gás natural (cenários 9 a 14 descritos) e 6 cenários que consideram simultaneamente a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural (cenários 15 a 20).

De acordo com as recomendações da Comissão Europeia e outros organismos internacionais para a elaboração de análises custo-benefício relativamente ao *roll-out* de contadores inteligentes, foi considerada uma cadeia de valor alargada com os seguintes agentes de mercado:

- Consumidores, que correspondem aos consumidores domésticos e pequenas empresas que pagam aos comercializadores os seus consumos. Foram considerados os consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA) e os consumidores de gás natural com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>.
- Comercializadores, que faturam os seus clientes pela energia entregue e compram a energia necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes.
- Operadores de rede de distribuição (ORD), que operam e gerem a rede de distribuição (de eletricidade ou de gás natural).
- Operadores de rede de transporte (ORT), que operam e gerem a rede de transporte (de eletricidade ou de gás natural).
- Outros / Sociedade, onde se incluem também os produtores (no caso da eletricidade).

Diversos fatores (parâmetros ou variáveis) influenciam os resultados das análises custo-benefício. Enquanto os custos de fornecimento, instalação e operação dos contadores inteligentes podem ser avaliados com rigor, existe uma maior incerteza relacionada com os benefícios, cuja valorização assenta frequentemente em pressupostos ou previsões.

Para efetuar as análises custo-benefício, a KEMA desenvolveu um modelo que considera os custos e benefícios para os diferentes agentes de mercado ao longo do período de análise. As análises custo-benefício baseiam-se no cálculo do Valor Atual Líquido, VAL (*Net Present Value*, NPV) sobre um período de 40 anos. O tempo considerado permite filtrar efeitos de curto prazo, considerando reinvestimentos sempre que o tempo de vida útil de um ativo expira.

O VAL de cada um dos cenários identificados foi comparado com o VAL de um cenário *Business-As-Usual* (cenário BAU), de modo a calcular o valor diferencial entre o cenário BAU e cada um dos cenários. Todos os valores de VAL correspondem a euros de 2012.

Para além do indicador VAL foi também calculado para todos os cenários o valor do rácio Benefício/Custo.

Os parâmetros ou variáveis sobre os quais exista maior incerteza quanto ao seu valor ou com maior influência nos resultados foram objeto de análises de sensibilidade.

Na análise efetuada foi considerada a eventual substituição de todos os contadores de eletricidade instalados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (clientes em BTN).

Nas situações de maior incerteza, designadamente quanto aos benefícios, foi adotada uma abordagem prudente sobre o eventual valor dos benefícios e custos em causa. Assim, nas análises custo-benefício efetuadas não foram quantificados, entre outros, os seguintes aspetos:

- Benefícios associados à possibilidade de uma maior incorporação e gestão mais eficiente da produção descentralizada de eletricidade, designadamente a partir de fontes renováveis. Estes benefícios não foram quantificados devido ao nível de incerteza e necessidade de investigação adicional sobre esta matéria.
- Benefícios associados à eventual facilitação de uma implementação de veículos elétricos (VE).
- Benefícios associados à facilitação da evolução para redes elétricas inteligentes (*smartgrids*). Embora se considere que uma estrutura de contadores inteligentes é necessária para fazer a transição da situação atual para redes elétricas inteligentes, trata-se de benefícios ainda muito incertos e que requerem investigação adicional.
- Permitir a integração de contadores inteligentes de água no caso de soluções *multi-utility*.
- Valor residual dos contadores convencionais substituídos antes do final da sua vida útil (valor residual foi considerado nulo).
- Serviços de valor acrescentado. Os contadores inteligentes podem proporcionar o desenvolvimento e disponibilização de novos serviços por diferentes agentes no mercado, designadamente comercializadores e empresas que prestam serviços de energia ("ESCO" na terminologia anglo-saxónica). A quantificação dos benefícios associados à prestação destes serviços encerra ainda uma elevada incerteza que depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado.
- Serviços de gestão de consumos para os consumidores que desejem melhorar a sua eficiência energética e a possibilidade de gestão de equipamentos nas suas instalações. A quantificação destes benefícios encerra ainda uma elevada incerteza e depende em grande medida de desenvolvimentos tecnológicos e do mercado.
- Efeitos sobre diversos setores da economia. Existe uma complexa interligação de efeitos que encerram um elevado nível de incerteza. A introdução dos contadores inteligentes terá impactes

em diversos setores, designadamente nas telecomunicações (prestação de serviços adicionais), fornecimento de equipamentos e de contadores inteligentes, prestação de serviços, que poderão ser substituídos por automação de diversas atividades (leituras, interrupção e restabelecimento do fornecimento, etc.), entre outros.

- Benefício associado à melhoria das operações relacionadas com cobranças e recuperação de dívidas de clientes.
- Efeitos sobre receitas fiscais. Existe uma complexa interligação de efeitos, que encerram um elevado nível de incerteza e a necessidade de investigação adicional e de maior detalhe.
- Não foi quantificado o risco dos contadores inteligentes se tornarem obsoletos antes do fim da vida útil, como consequência de evoluções tecnológicas atualmente imprevisíveis.

## **RESULTADOS PARA A ELETRICIDADE**

Os principais resultados obtidos para a eletricidade podem resumir-se do seguinte modo:

- As análises custo-benefício são positivas para os cenários estudados.
- Os Cenários 1 e 2 são os que apresentam resultados mais favoráveis. Estes cenários consideram contadores com funcionalidades *standard* e um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS. O Cenário 1 considera o início do *roll-out* em 2016 e o Cenário 2 em 2014.
- Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores), os Cenários 1 e 2 apresentam um Valor Atual Líquido (VAL), respetivamente de 244 e 256 milhões de euros. Para estes cenários, o rácio Benefício/Custo apurado é de 1,21.
- Para os Cenários 1 e 2 foram consideradas funcionalidades *standard*, que se revelaram consensuais entre os participantes na consulta pública, e correspondem às funcionalidades mínimas necessárias para assegurar os benefícios pretendidos com as diretivas comunitárias.
- Não foi considerada a possibilidade dos contadores de eletricidade incluírem uma porta *multi-utility* para permitir a recolha no futuro de informação de outros contadores. Os custos associados à porta *multi-utility* (contador de eletricidade mais caro em 20-30%), o facto do número de clientes de gás natural ser muito inferior ao número de clientes de eletricidade e a possibilidade de num futuro próximo virem a ser desenvolvidas soluções tecnológicas que permitam obter os mesmos resultados através da utilização da porta HAN (*Home Area Network*) justificam esta opção.
- As análises efetuadas para os Cenários 1 e 2 permitem retirar as seguintes conclusões sobre impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição:

- O aumento de custos com capital (CAPEX) sobrepõe-se à redução de custos operacionais (OPEX), o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE);
- O período de amortização dos contadores inteligentes de 15 anos origina impactes máximos nos proveitos permitidos em ciclos com esta duração, ocorrendo o primeiro máximo em 2022;
- Os ganhos no OPEX têm uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*).
- Os impactes esperados nas tarifas e nas faturas dos clientes em BTN são os seguintes:
  - O aumento gradual dos proveitos anteriormente referidos resulta num agravamento das tarifas entre 1,1% e 1,5%;
  - Este acréscimo tarifário é compensado por uma redução do consumo de 2% (e transferência de consumos entre períodos tarifários) resultando numa redução da fatura final dos clientes;
  - Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
  - Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,17% e 0,47%;
  - A redução da fatura de eletricidade para os consumidores com tarifa bi-horária assume valores superiores, de cerca de 1,5% em média.

## **RESULTADOS PARA O GÁS NATURAL**

Os principais resultados obtidos para o gás natural foram os seguintes:

- A análise custo-benefício é negativa para todos os cenários estudados.
- Grande parte dos benefícios identificados para a eletricidade não se verificam no gás natural.
- Existe uma reduzida experiência/maturidade em termos de contagem inteligente para o gás natural.
- Os valores das análises custo-benefício tornam-se ainda mais negativos quando se incluem na cadeia de valor analisada os Comercializadores. Este efeito é sobretudo o resultado das perdas de receitas associadas à esperada poupança de energia por parte dos consumidores.

### **ASPETOS A PONDERAR NA DECISÃO**

Para a eletricidade e apesar dos resultados das análises custo-benefício terem revelado resultados positivos, identificam-se seguidamente um conjunto de aspetos que, na opinião da ERSE, poderão ser considerados na tomada de decisão sobre a instalação de contadores inteligentes de eletricidade:

- Os resultados das análises custo-benefício apresentam uma elevada sensibilidade a alguns dos pressupostos e parâmetros considerados, nomeadamente à taxa de atualização ou à estimativa de redução dos consumos associada a uma melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes.
- A importância do desenvolvimento do processo de normalização a nível europeu de modo a potenciar a compatibilidade entre equipamentos e os benefícios de economias de escala; neste capítulo, é de esperar que os custos dos equipamentos tenderão a reduzir-se com o arranque previsto para 2012 dos *roll-out* em alguns países europeus, designadamente na França e no Reino Unido.
- Possibilidade de cumprimento das metas europeias (80% dos contadores instalados até ao final de 2020) desde que o *roll-out* seja iniciado até 2016. O arranque do *roll-out* massivo dos contadores inteligentes de eletricidade poderia ser precedido da realização de novas análises custo-benefício utilizando o modelo desenvolvido pela KEMA para a realização do presente Estudo.
- Os modelos organizativos para a medição de energia e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado encontram-se em análise em vários países europeus; seria importante clarificar o enquadramento legislativo das atividades de medição de energia, designadamente no que se refere à definição das funções a desempenhar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador.



## 1 INTRODUÇÃO

A necessidade de avaliar a implementação de sistemas de contadores inteligentes assumiu grande prioridade com a publicação da Diretiva 2006/32/CE sobre eficiência energética e mais recentemente com a publicação das diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE que estabelecem regras comuns, respetivamente para o mercado interno de eletricidade e de gás natural.

A Diretiva 2009/72/CE (eletricidade) estabelece a obrigação dos Estados-Membros avaliarem a implementação de sistemas de contadores inteligentes de eletricidade. O n.º 2 do Anexo I desta Diretiva estabelece o seguinte:

*“Os Estados-Membros devem assegurar a implementação de sistemas de contadores inteligentes, os quais devem permitir a participação ativa dos consumidores no mercado de comercialização de eletricidade. A implementação desses sistemas de contadores pode ser submetida a uma avaliação de natureza económica de custos a longo prazo, dos benefícios para o mercado e para o consumidor individual, da forma de contadores inteligentes economicamente mais razoável e rentável e do calendário mais viável para a sua distribuição. Esta avaliação deve ser efetuada até 3 de setembro de 2012.*

*Com base nessa avaliação, os Estados-Membros, ou qualquer autoridade competente por estes designada, devem fixar um calendário correspondente a um período de 10 anos, no máximo, com vista à implementação de sistemas de contadores inteligentes.*

*Se a introdução dos contadores inteligentes for avaliada favoravelmente, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020.”*

Por sua vez, o n.º 2 do Anexo I da Diretiva 2009/73/CE (gás natural) estabelece o seguinte:

*“Os Estados-Membros devem assegurar a implementação de sistemas inteligentes de medida que favoreçam a participação ativa dos consumidores no mercado de fornecimento de gás. A implementação desses sistemas pode ser submetida a uma avaliação económica a longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado e para o consumidor, a título individual, ou a um estudo que determine qual o modelo de contador inteligente que é economicamente o mais racional e o menos oneroso e dentro de que prazo será possível proceder à sua distribuição.*

*Esta avaliação tem lugar até 3 de setembro de 2012.*

*Sob reserva dos resultados dessa avaliação, os Estados-Membros ou qualquer autoridade competente por estes designada para o efeito, estabelecem um calendário para a implementação de sistemas inteligentes de medida.”*

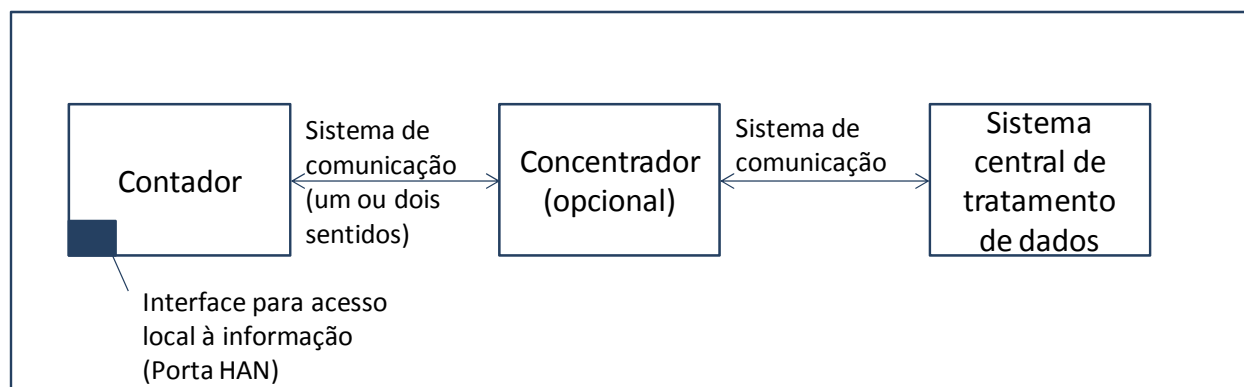
A Comissão Europeia, na Nota Interpretativa das diretivas sobre as regras aplicáveis aos mercados retalhistas<sup>1</sup>, define os sistemas inteligentes de medição de energia do seguinte modo:

*“An intelligent metering system or “smart meter” is an electronic device that can measure the consumption of energy, adding more information than a conventional meter, and can transmit data using a form of electronic communication. A key feature of a smart meter is the ability to provide bi-directional communication between the consumer and supplier/operator. It should also promote services that facilitate energy efficiency within the home. To move from old, isolated and static metering devices towards new smart/active devices is an important issue for competition in energy markets. The implementation of smart meters is an essential first step towards the implementation of smart grids.”*

Os contadores inteligentes dispõem de um conjunto de funcionalidades adicionais relativamente aos contadores convencionais de eletricidade (eletromecânicos) e de gás natural (diafragma). Com os contadores inteligentes, as leituras dos contadores passam a ser efetuadas remotamente, eliminando-se os inconvenientes da faturação por estimativa. A informação registada pelos contadores inteligentes é mais completa e desagregada, favorecendo a eficiência energética, as ofertas mais sofisticadas de preços e maior eficiência na operação das redes.

Importa ter claro que os sistemas inteligentes de medição de energia não se referem unicamente ao contador. Incluem um conjunto de sistemas, cuja estrutura simplificada é apresentada na Figura 1-1.

**Figura 1-1 - Estrutura simplificada de um sistema de contadores inteligentes**



<sup>1</sup>[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/interpretative\\_notes/doc/implementation\\_notes/2010\\_01\\_21\\_retail\\_market\\_s.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_retail_market_s.pdf)



Os sistemas inteligentes de medição de energia têm suscitado questões relativamente à privacidade dos consumidores, à proteção dos dados pessoais e à segurança na comunicação de dados. Estas matérias estão a ser objeto de estudo aprofundado pela Comissão Europeia, devendo ser assegurado que os sistemas inteligentes de medição de energia cumprem integralmente as recomendações europeias e a legislação nacional vigente sobre a proteção de dados pessoais.

As diretivas anteriormente mencionadas foram transpostas para a legislação nacional através da aprovação dos decretos-lei n.º 78/2011 e n.º 77/2011, ambos de 20 de junho. Estes diplomas estabelecem que a ERSE apresenta ao Governo, até 30 de junho de 2012, um Estudo que incluía:

- A avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores;
- O modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação.

Em linha com o estabelecido no Anexo I das diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, o Estudo da ERSE incide sobre os clientes domésticos e as pequenas empresas. Deste modo, foram considerados no âmbito do Estudo, os seguintes consumidores:

- Consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA);
- Consumidores de gás natural em baixa pressão, com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>.

A ERSE decidiu recorrer ao apoio de um consultor especializado para elaborar o Estudo previsto nos decretos-lei anteriormente mencionados. A seleção do consultor foi efetuada através de Concurso Público (Anúncio de Procedimento n.º 4648/2011, publicado no Diário da República de 19 de setembro). O consultor selecionado foi a KEMA.

A elaboração do presente Estudo compreendeu as seguintes fases:

1. Recolha de informação sobre a situação atual da atividade de medição de energia elétrica e de gás natural, junto dos operadores de redes;
2. Recolha de informação sobre os projetos-piloto de contadores inteligentes desenvolvidos ou em desenvolvimento em Portugal;
3. Recolha de informação e sistematização dos resultados obtidos noutros países na realização de projetos-piloto e na realização de análises custo-benefício no âmbito do processo de tomada de decisão sobre a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural;
4. Identificação dos cenários sobre os quais incidirão as análises custo-benefício;
5. Definição do modelo de análise dos custos e benefícios dos contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural;
6. Elaboração das análises custo-benefício para cada um dos cenários identificados;

7. Consulta Pública para recolha de sugestões e comentários;
8. Elaboração da versão final do Estudo a enviar ao Governo.

Após conclusão das primeiras 6 fases do Estudo, a ERSE submeteu a consulta pública as análises custo-benefício efetuadas com o objetivo de recolher comentários e sugestões junto dos consumidores, operadores de redes, comercializadores e outras entidades interessadas. A consulta pública decorreu entre 15 de maio e 15 de junho, tendo sido recebidos comentários de 19 entidades. No Anexo I ao presente documento é apresentado um resumo dos principais comentários apresentados em resposta às 10 questões submetidas pela ERSE a consulta pública.

A consulta pública foi precedida da realização de um inquérito aos comercializadores e de uma Workshop no passado dia 17 de fevereiro que contou com a participação de um número alargado de entidades que se pronunciaram sobre diversos aspetos relacionados com os contadores inteligentes, designadamente sobre os cenários a submeter às análises custo-benefício.

O presente Estudo integra os resultados dos trabalhos realizados pela KEMA e teve em consideração os documentos publicados sobre esta matéria pelo ERGEG e pela Comissão Europeia, designadamente os seguintes:

- “Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas”<sup>2</sup>, publicado pelo ERGEG em fevereiro de 2011;
- “Set of common functional requirements of the Smart Meter”<sup>3</sup>, publicado pela Comissão Europeia em outubro de 2011;
- “Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems”<sup>4</sup>, publicado pela Comissão Europeia em março de 2012.

As Boas Práticas recomendadas pelo ERGEG para os contadores inteligentes de eletricidade (E) e gás natural (G) são apresentadas no Quadro 1-1.

---

<sup>2</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Customers/Tab2/E10-RMF29-05\\_GGP\\_SM\\_8-Feb2011.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab2/E10-RMF29-05_GGP_SM_8-Feb2011.pdf)

<sup>3</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/smartgrids\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm)

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/smartgrids\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm)

**Quadro 1-1 - Boas Práticas recomendadas pelo ERGEG**

Assunto	Recomendações/Funcionalidades	Aplicação
Privacidade e segurança dos dados	Consumidores têm o controlo sobre a utilização dos dados da sua instalação (com exceção dos dados necessários para executar atividades reguladas)	E/G
Serviços para os consumidores	Informações mensais gratuitas de consumos reais e custos	E/G
	Informação de consumos e custos associados, a pedido do consumidor	E/G
	Mudança de comercializador e alterações contratuais facilitadas e baseadas em consumos reais	E/G
	Faturação baseada em consumos reais	E/G
	Ofertas comerciais de acordo com os perfis de consumo reais dos consumidores	E/G
	Alterar (aumentar ou reduzir) remotamente a potência contratada	E
	Ativar ou desativar remotamente o fornecimento	E/G
	Contadores devem permitir a medição do consumo e da energia exportada para a rede (de modo a facilitar a microprodução)	E
	Receber alertas em caso de interrupção não programada do fornecimento (caso seja do interesse dos consumidores)	E
	Receber alertas de níveis de consumo considerados excecionais (caso seja do interesse dos consumidores)	E/G
Contadores devem estar equipados com <i>interface</i> normalizado para assegurar a comunicação com outros equipamentos na residência dos consumidores	E/G	
Atualizações do <i>software</i> dos contadores efetuadas remotamente (para que os consumidores possam beneficiar dos desenvolvimentos futuros)	E/G	

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

<b>Assunto</b>	<b>Recomendações/Funcionalidades</b>	<b>Aplicação</b>
Custos e benefícios	As análises custo-benefício devem ter em conta uma cadeia de valor alargada (operadores de redes, comercializadores, produtores, etc.)	E/G
<i>Roll-out</i>	Caso a análise custo-benefício seja positiva, todos os consumidores devem beneficiar de contadores inteligentes	E/G
	A entidade responsável pela realização do <i>roll-out</i> deve observar o princípio da igualdade de tratamento e da não-discriminação entre consumidores	E/G

A Comissão Europeia, através da DG ENER e da DG INFSO, promoveu um inquérito junto dos países que já desenvolveram análises custo-benefício, tendo em vista identificar as funcionalidades comuns aos contadores inteligentes a nível europeu. Em resultado da análise da informação recolhida, em outubro de 2011, a Comissão Europeia publicou o documento "*A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the Smart Meter*", onde identifica 10 funcionalidades que se têm revelado mais consensuais nas análises custo-benefício realizadas. As funcionalidades consideradas consensuais são apresentadas no Quadro 1-2.

**Quadro 1-2 - Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu**

<b>Âmbito</b>	<b>Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu</b>
Consumidores	Contadores devem estar equipados com <i>interface</i> normalizado (porta HAN) para assegurar a comunicação de dados com outros equipamentos na residência dos consumidores
	Registo do consumo com frequência suficiente de modo a incentivar a poupança de energia
Entidade responsável pela medição de energia	Leituras remotas dos registos dos contadores
	Comunicação bidirecional entre o contador e redes externas para manutenção e controlo do contador
	Leituras com frequência suficiente para os consumidores e operadores das redes

<b>Âmbito</b>	<b>Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu</b>
Aspetos comerciais	Capacidade para suportar sistemas tarifários avançados (múltiplos registos e alteração remota dos períodos tarifários)
	Capacidade de remotamente ativar/desativar o fornecimento e de alterar as condições de fornecimento
Privacidade e segurança na comunicação dos dados	Comunicação segura de dados
	Capacidade para detetar e prevenir fraudes
Produção descentralizada	Capacidade de medição de energia elétrica ativa e reativa no sentido da rede para a instalação do consumidor e vice-versa (medição do consumo da instalação e da energia exportada para a rede, caso exista microprodução)

O documento “*Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems*”, publicado pela Comissão Europeia em março de 2012, contém um conjunto de recomendações que foram consideradas na realização das análises custo-benefício desenvolvidas pela KEMA e cujos resultados são apresentados no Capítulo 3.

Para além da análise dos documentos anteriormente referidos, o Estudo promovido pela ERSE contemplou uma fase dedicada à recolha de informação e sistematização dos resultados obtidos noutros países na realização de projetos-piloto e de análises custo-benefício. Esta informação encontra-se sistematizada no Relatório da KEMA “Relatório 2E/G: Experiência de outros países”, disponível na página da ERSE na Internet<sup>5</sup>.

Os países europeus considerados para este efeito foram a França, a Holanda, o Reino Unido e a Irlanda (só eletricidade) por terem realizado análises custo-benefício recentemente e se considerarem representativos da diversidade de abordagens em curso. Adicionalmente foi estudado um caso fora do espaço europeu (Estado de Victoria, na Austrália) e outras pequenas experiências e projetos-piloto.

De seguida salientam-se os aspetos considerados mais relevantes associados às experiências internacionais analisadas, designadamente:

---

<sup>5</sup> <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/consultaspublicas.aspx>

- A maioria dos países iniciou análises custo-benefício para avaliar a eventual transição para sistemas de contagem inteligente. No caso da França, foram efetuadas análises separadas para a eletricidade e para o gás natural. Noutros casos essa análise foi efetuada conjuntamente, como na Holanda e no Reino Unido.
- Em geral, as análises custo-benefício incluem uma cadeia de valor alargada, considerando os consumidores, os comercializadores, os operadores das redes de distribuição e o resto da sociedade.
- Entre os itens de custo nas análises custo-benefício encontram-se frequentemente os seguintes: aquisição de contadores, instalação de contadores, substituição de contadores antes do final da sua vida útil, comunicações (infraestrutura e custos operacionais), sistemas de informação, aquisição de monitores *IHD*, implementação de mecanismos de segurança e privacidade, formação de pessoal, custos de divulgação e informação.
- Entre os itens de benefício nas análises de custo-benefício encontram-se frequentemente os seguintes: redução de consumo, leituras remotas, redução de emissões de CO<sub>2</sub>, maior facilidade na mudança de comercializador, melhoria do planeamento, da monitorização e da operação da rede, redução de perdas, redução de reclamações, adiamento de investimentos, novos serviços para os consumidores e gestão de carga em ponta. Quase todos os casos estudados identificam a existência de diversos itens de benefício que, atualmente, não são passíveis de quantificação, tais como a facilitação da penetração de produção distribuída, da introdução de veículos elétricos ou da introdução de redes inteligentes.
- Em termos de tecnologias de comunicação a situação difere de país para país, existindo países em que a tecnologia a adotar já se encontra definida, como no caso da França, e outros em que a definição da tecnologia ficou em aberto, como a Holanda ou a Irlanda. As tecnologias de comunicação mais consideradas e analisadas são *PLC*, *GPRS/GSM* e *RF Mesh / Wireless LAN*. A coexistência de diferentes tecnologias parece ser a tendência nos vários países. Em alguns casos antecipa-se que o sistema de comunicações adotado será comum para a eletricidade e para o gás natural, sendo que, nestes casos, o contador de gás natural é ligado ao contador de eletricidade. Noutros casos, como o francês, os sistemas de comunicações para eletricidade e gás natural são distintos.
- Itens como o *IHD* não são consensuais, sendo que no Reino Unido e Irlanda é considerado como parte das funcionalidades básicas enquanto nos outros países analisados é apenas um dispositivo que pode ser ligado a uma *interface* do contador.
- Outro aspeto não consensual diz respeito à inclusão da válvula de segurança nos contadores inteligentes de gás natural de forma a permitir o corte/restabelecimento do fornecimento à distância. Esta característica não foi considerada na França, mas foi incluída nas funcionalidades dos contadores na Holanda.

- Em todos os países analisados o consumidor é o proprietário dos dados e determina quem lhes pode aceder. Os temas relacionados com a privacidade da informação são referidos em praticamente todos os casos analisados. A disponibilização de informação aos consumidores é quase sempre possível de duas formas: através da informação que lhes é enviada/disponibilizada pelo operador da rede de distribuição ou comercializador através da faturação, ou através de uma interface local no contador à qual possa ser ligado um dispositivo para leitura imediata de dados (*IHD*) ou outros dispositivos existentes nas instalações do cliente.
- Na maioria dos casos a responsabilidade pela aquisição, instalação e manutenção dos contadores inteligentes de eletricidade é dos operadores das redes de distribuição. As exceções identificadas são a Alemanha e o Reino Unido, onde a figura de uma entidade responsável pela leitura e processamento dos dados dos contadores inteligentes está prevista na lei.
- Os custos de implementação recaem inicialmente sobre os operadores das redes de distribuição, sendo os benefícios partilhados por consumidores, comercializadores, operadores das redes de distribuição e sociedade em geral.

A responsabilidade pelo *roll-out* de contadores inteligentes de eletricidade está a ser atribuída aos operadores das redes de distribuição, exceto no caso do Reino Unido em que essa responsabilidade será do comercializador. Quase todos os países apontam para uma implementação até 2020, como induzido pela legislação europeia, variando entre 5 e 8 anos, após a realização de projetos-piloto ou *roll-outs* iniciais controlados.

O presente documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são descritos os cenários submetidos às análises custo-benefício;
- No Capítulo 3 são apresentados os resultados das análises custo-benefício;
- No Capítulo 4 são apresentados os impactes do rol-out dos contadores inteligentes de eletricidade nos custos e proveitos do operador da rede de distribuição, bem como nas tarifas e faturas de eletricidade;
- No Capítulo 5 são analisados diferentes modelos organizativos de implementação de contadores inteligentes;
- No Capítulo 6 sistematizam-se os principais resultados e identificam-se vários aspetos que se consideram determinantes para a avaliação do Governo.

No Anexo I é apresentado um resumo dos comentários das entidades que participaram na Consulta Pública.

No Anexo II apresenta-se informação de caracterização da medição de eletricidade e de gás natural em Portugal.

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

*ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011*

---

Os Relatórios elaborados pela KEMA encontram-se disponíveis na página da ERSE na Internet.



## 2 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

Neste capítulo apresentam-se os pressupostos considerados, as principais variáveis utilizadas para definir os cenários e, finalmente, os cenários selecionados para serem submetidos a análises custo-benefício.

### 2.1 PRESSUPOSTOS

#### 2.1.1 ELETRICIDADE

As análises custo-benefício são efetuadas a preços correntes. Para 2012 foi considerada a taxa de inflação prevista no Orçamento do Estado. Para o período 2013 a 2015 foram considerados os valores no Documento de Estratégia Orçamental. A partir de 2016 foi assumido um valor constante de 2% para a taxa de inflação.

Foi considerado que o consumo de eletricidade e a ponta máxima do sistema evoluem a uma taxa anual de 1,8%, que corresponde à taxa de crescimento média considerada no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT).

O número de clientes/contadores considerado em 2012 e 2013 corresponde ao valor previsto pela EDP Distribuição. Para os anos seguintes, admitiu-se um número constante de cerca de 6,2 milhões de contadores.

O tempo de vida útil considerado para os contadores convencionais é de 20 anos com um período de amortização de 10 anos, o que corresponde à situação atual. Para os contadores inteligentes foi considerado um tempo de vida útil e um período de amortização de 15 anos. Para os equipamentos e infraestruturas de comunicações foi considerado um período de vida útil e um período de amortização de 10 anos.

O valor central para a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor atual líquido (VAL) dos cenários analisados foi de 10% (taxa nominal). Este valor está alinhado com as taxas de remuneração dos ativos regulados dos operadores das redes e reflete as dificuldades de financiamento da economia nacional.

Os preços de energia, comercialização e acesso às redes foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para 2012 (BTN), atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.

Os preços do CO<sub>2</sub> para 2012 e 2013 foram baseadas nos preços dos contratos de futuros (7,86 euros/ton e 8,51 euros/ton, respetivamente). Para além de 2014 são consideradas as estimativas de preços da Comissão Europeia no estudo "*Impact Assessment – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*".

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

Os pressupostos considerados para a eletricidade são apresentados no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade**

Pressuposto	Valores	Observações
<b>Taxa de inflação</b>	2012 - 3,1% 2013 e 2014 - 1,4% 2015 - 1,5% ≥ 2016 - 2%	Valores de 2012 - Previsão OE 2013 a 2015 - Documento estratégia Orçamental 2011-2015 Admitido 2% a partir de 2016.
<b>Evolução anual da ponta máxima do sistema</b>	1,8%	Fonte das taxas de crescimento: PDIRT 2012-2017 de Julho de 2011, que apresenta dois cenários (1,3% e 2,3%). Considerado taxa de crescimento média anual de 1,8%, constante ao longo do período de análise.
<b>Evolução anual dos consumos no período</b>	1,8%	Fonte das taxas de crescimento: PDIRT 2012-2017 de Julho de 2011, que apresenta dois cenários (1,3% e 2,3%). Considerado taxa de crescimento média anual de 1,8%, constante ao longo do período de análise.
<b>Evolução do número de clientes/contadores</b>	2012 - 6 156 811 2013 - 6 175 325 ≥ 2014 - 6 202 092	2012-2014 - Informação previsional para o período de regulação 2012-2014 da EDP Distribuição. A partir de 2015 considera-se que o número de clientes se mantém.
<b>Período de vida útil dos contadores – convencionais e inteligentes</b>	Convencionais - 20 anos Inteligentes - 15 anos	
<b>Período de amortização dos contadores convencionais/Taxa de depreciação</b>	10 anos	Corresponde à situação actual.
<b>Período de amortização dos contadores inteligentes/Taxa de depreciação</b>	15 anos	
<b>Período de amortização dos equipamentos e infraestruturas de comunicações/Taxa de depreciação</b>	10 anos	
<b>Taxas de desconto</b>	Produtores - 10% ORDs - 10% Comercializadores -10% Consumidores - 10%	Análise de sensibilidade entre 8% e 12%
<b>Externalidades ambientais associadas ao consumo de energia (ex.Custo do CO2)</b>	2012 - 7,86€/ton 2013 - 8,51€/ton ≥ 2014 – Comissão Europeia	As estimativas para 2012 e 2013 foram baseadas nos preços dos contratos de futuros (7,86 Euro/ton e 8,51 Euro/ton, respectivamente). Para além de 2014 são consideradas as estimativas de preços da Comissão Europeia no estudo "Impact Assessment – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"
<b>Preços de energia BTN 2012 (€/kWh)</b>	Ponta - 0,084375 Cheias - 0,072980 Vazio - 0,057871	Valores calculados a partir dos valores das tarifas de BTN aprovadas para 2012. A partir de 2012, considera-se que os valores são actualizados pela taxa de inflação.
<b>Preços de comercialização BTN 2012 (€/kWh)</b>	0,004126	Valores calculados a partir dos valores das tarifas de BTN aprovadas para 2012. A partir de 2012, considera-se que os valores são actualizados pela taxa de inflação.
<b>Preços de acesso BTN 2012 (€/kWh)</b>	0,094738	Valores calculados a partir dos valores das tarifas de BTN aprovadas para 2012. A partir de 2012, considera-se que os valores são actualizados pela taxa de inflação.

### 2.1.2 GÁS NATURAL

Para o gás natural, as taxas de inflação, as taxas de desconto, o tempo de vida útil dos contadores e os preços do CO<sub>2</sub> são idênticos aos considerados para a eletricidade.

O número de clientes/contadores considerado em 2012 e 2013 corresponde ao valor previsto pelos operadores das redes de distribuição. Para os anos seguintes, admitiu-se um crescimento anual de 2,5% no número de clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>.

O consumo de gás natural dos consumidores com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> e a ponta máxima do sistema evoluem de acordo com uma taxa anual de 3%. O aumento de consumo estimado para este segmento de clientes corresponde a um aumento do consumo anual *per capita* de aproximadamente 0,5%.

O período de amortização dos contadores convencionais é de 16 anos (situação atual). Para os contadores inteligentes foi considerado um período de amortização idêntico ao período de vida útil (15 anos).

Os preços das diferentes componentes do fornecimento de gás natural foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para o ano gás 2011-2012, atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.

Quadro 2-2 - Pressupostos considerados para gás natural

Pressuposto	Valores	Observações
Taxa de inflação	2012 - 3,1% 2013 e 2014 - 1,4% 2015 - 1,5% ≥ 2016 - 2%	Valores de 2012 - Previsão OE 2013 a 2015 - Documento estratégia Orçamental 2011-2015 Admitido 2% a partir de 2016.
Evolução anual da ponta máxima do sistema	3%	Analisadas as taxas de crescimento: PDIRT GN 2011-2014 de Março de 2011. Proposta taxa de crescimento média anual de 3%, constante ao longo do período de análise.
Evolução anual dos consumos no período	3%	Analisadas as taxas de crescimento: PDIRT GN 2011-2014 de Março de 2011. Proposta taxa de crescimento média anual de 3%, constante ao longo do período de análise.
Evolução do número de clientes/contadores	2012 - 1 276 625 2013 - 1 326 433	Crescimento médio de 2,5% a partir de 2013.
Período de vida útil dos contadores – convencionais e inteligentes	Convencionais - 20 anos Inteligentes - 15 anos	
Período de amortização dos contadores convencionais/Taxa de depreciação	16 anos	Corresponde à situação actual.
Período de amortização dos contadores inteligentes/Taxa de depreciação	15 anos	
Período de amortização dos equipamentos e infraestruturas de comunicações/Taxa de depreciação	10 anos	
Taxas de desconto	ORDs - 10% Comercializadores -10% Consumidores - 10%	Análise de sensibilidade entre 8% e 12%
Externalidades ambientais associadas ao consumo de energia (ex.Custo do CO2)	2012 - 7,86€/ton 2013 - 8,51€/ton ≥ 2014 – Comissão Europeia	As estimativas para 2012 e 2013 foram baseadas nos preços dos contratos de futuros (7,86 Euro/ton e 8,51 Euro/ton, respectivamente). Para além de 2014 são consideradas as estimativas de preços da Comissão Europeia no estudo "Impact Assessment – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"
Preços de gás natural 2012 (€/kWh)	Energia - 0,02748 Uso Global Sistema - 0,00134 Uso Rede de Transporte - 0,00158 Uso Rede Distribuição - 0,03011 Comercialização - 0,00775	Valores calculados a partir dos valores das tarifas aprovadas para 2012. A partir de 2012, considera-se que os valores são actualizados pela taxa de inflação.

## 2.2 PRINCIPAIS VARIÁVEIS UTILIZADAS PARA DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

As análises custo-benefício tomam em consideração diversos cenários para a implementação dos contadores inteligentes. Para definição dos cenários foram consideradas as seguintes variáveis principais, apresentando-se também a justificação para a sua seleção:

- **Funcionalidades dos contadores inteligentes** - Diferentes níveis de funcionalidades correspondem a diferentes custos e também valores distintos de benefícios.
- **Calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*)** - A data de início, duração e seleção dos consumidores para substituição dos contadores influencia o valor dos benefícios que são capturados e o valor dos custos que são incorridos.
- **Sistemas de comunicação entre o contador e os utilizadores dos dados** - Diferentes sistemas de comunicações apresentam custos estruturalmente distintos. Adicionalmente, diferentes sistemas de comunicações são necessários ou adequados (tecnicamente e economicamente) em diferentes tipos de *roll-out* ou geografias (dispersão de instalações).
- **Tipo de informação proporcionada ao consumidor sobre o consumo da sua instalação** (também chamado de *feedback*) - Distintos tipos de informação correspondem, por um lado, a custos diferenciados e, por outro lado, a diferentes potenciais de poupança por parte dos consumidores.

## 2.3 FUNCIONALIDADES DOS CONTADORES INTELIGENTES

Para identificação das funcionalidades dos contadores inteligentes submetidas a análise custo-benefício foram tomados em consideração os seguintes aspetos:

- Boas práticas e recomendações internacionais.
- Contributos resultantes dos contactos com fabricantes nacionais e internacionais de contadores.
- Identificação de dois conjuntos de funcionalidades associados a diferenças de custos ou diferenças de benefícios significativas. Um conjunto de funcionalidades mínimas necessárias para responder aos benefícios pretendidos com as diretivas comunitárias e objetivos nacionais e ter em consideração aspetos de obsolescência tecnológica, apresentando um conjunto de funcionalidades que se considerem *standard* no momento do correspondente *roll-out*. Outro conjunto de funcionalidades mais avançadas que implicam custos e benefícios acrescidos.
- Evitar incluir funcionalidades que não se enquadrem no que é a prática *standard* internacional e que possam resultar em especificações excessivamente *customizadas* para o mercado nacional, o que, dada a sua dimensão poderia resultar num custo dos contadores elevado, não permitindo beneficiar de economias de escala e da curva de aprendizagem a nível internacional.

- Limitar o número de variantes de conjuntos de funcionalidades de modo a proporcionar uma análise de cenários concisa e objetiva.

Dos contactos com diversos fabricantes de contadores, do conhecimento de diversos projetos em curso internacionalmente e da experiência da KEMA a nível internacional, foi possível extrair as seguintes conclusões principais:

- Impacte dos custos associados a armazenamento de informação é limitado.
- Impacte dos custos dos contadores de eletricidade associados à capacidade de recolher informação de 15 em 15 minutos face a períodos horários é limitado.
- Impacte dos custos associados à capacidade de proporcionar tarifas múltiplas é limitado.
- Unidade com capacidade de corte e restabelecimento do fornecimento nos contadores de eletricidade tem um custo adicional não desprezável mas é uma funcionalidade considerada *standard* a curto/médio-prazo.
- Funcionalidade de segurança e encriptação tem um custo adicional não desprezável mas é uma funcionalidade considerada *standard* a curto-prazo.
- Custos com *displays* com capacidades sofisticadas (por exemplo, capacidades gráficas, cores) são elevados e têm impacte no seu tempo de vida útil.
- Disponibilização de uma porta de comunicação normalizada para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network (HAN)* do consumidor tem um custo estimado inferior a 10% do custo do contador e é considerada *standard* por diversos fabricantes.
- Medição da energia elétrica ativa nos 2 sentidos e medição de energia elétrica reativa nos 4 quadrantes é considerado *standard* para a generalidade dos fabricantes.
- Registo de parâmetros relacionados com qualidade de energia elétrica e de onda de tensão são considerados *standard*, exceto quando se trata de informação sobre harmónicas ou informação sobre micro-cortes.
- Funcionalidade de *multi-utility* tem um custo adicional não desprezável.
- Funcionalidade de pré-pagamento pode ser assegurada via *software* e *firmware* recorrendo a adequada configuração dos sistemas de faturação e parametrização (eventualmente remota) dos contadores.
- Considerados tempos de vida útil entre 15 e 20 anos (valores considerados *standard*).

### 2.3.1 ELETRICIDADE

Para a eletricidade foram considerados dois conjuntos de funcionalidades. Um conjunto de funcionalidades *standard* que corresponde às funcionalidades que a generalidade dos fabricantes considera como sendo prática comum na sua produção nas datas previstas para um eventual *roll-out* (pós 2014) e um conjunto de funcionalidades que para além das funcionalidades *standard* inclui a funcionalidade de *multi-utility*, algo que é consistentemente referido pelos fabricantes como um elemento que pode influenciar o custo do contador de uma forma não marginal (aumento de custo de cerca de 20%).

Seguidamente apresenta-se a descrição das funcionalidades *standard* e da funcionalidade avançada (*multi-utility*).

#### **FUNCIONALIDADES STANDARD**

- Informação de medida e registo
  - Leitura remota da energia consumida (leituras diárias, mensais e por solicitação);
  - Leitura remota de eletricidade fornecida à rede (para produção descentralizada);
  - Medição da energia elétrica ativa nos 2 sentidos e medição de energia elétrica reativa nos 4 quadrantes (consumo e emissão para a rede);
  - Capacidade para suportar a aplicação de sistemas tarifários avançados (alteração remota das parametrizações tarifárias); agregação das medidas em pelo menos 6 períodos programáveis, para dois sistemas tarifários em simultâneo (ORD e comercializador);
  - Possibilidade de fazer contagens com desagregação de pelo menos 15 minutos;
  - Registo e leitura remota de potência máxima (período de 15 minutos);
  - Possibilidade de medição, registo e disponibilização (*ad hoc* ou periódica) de grandezas (potência, corrente, tensão, fator de potência) num determinado momento;
  - Registo e leitura remota de eventos;
  - Registo e leitura remota de informação sobre falhas na alimentação da rede elétrica;
- Operação remota do contador
  - Comunicação bidirecional entre o contador e redes externas;
  - Capacidade de parametrização remota do contador (potência contratada, parametrizações tarifárias, etc.);
  - Possibilidade de atualização do *firmware* dos contadores;

- Capacidade de corte e reposição do fornecimento à distância;
- Qualidade de serviço
  - Registo e leitura remota de parâmetros de qualidade de energia elétrica fornecida, nomeadamente registo do número e da duração das interrupções de energia e tempo fora dos limites regulamentares estabelecidos para a qualidade da onda de tensão;
- Informação no *display* do contador
  - Informação que permita a conferência de faturas;
  - Indicação visual do estado do fornecimento de energia (posição do interruptor);
- Interface local para comunicação de dados
- Existência de uma porta de comunicação normalizada (ou seja, de acordo com *standards* internacionais) para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network (HAN)* do consumidor; esta porta deverá permitir ligar um monitor (*display*) destacável para visualização da informação (*In-House Display – IHD*)
- Garantia de proteção e confidencialidade dos dados
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude
- Limitação temporária de fornecimento de eletricidade por definição de valor limite
- Alerta de consumo excessivo no contador (passível de parametrização)
- Nível de resolução (metrologia) pelo menos igual ao atual.

Deverá ser prevista a reserva de memória disponível (para dados e código) e de capacidade de processamento do contador de modo a prever a possibilidade de evolução futura.

#### **FUNCIONALIDADE AVANÇADA (MULTI-UTILITY)**

- Todas as funcionalidades mencionadas para a opção *Standard*
- Possibilidade de funcionar como *hub* para ligação de contadores associados a outras utilidades (por exemplo, gás natural ou água).

#### **2.3.2 GÁS NATURAL**

Para o gás natural foram considerados dois conjuntos de funcionalidades: um conjunto de funcionalidades simples que corresponde às funcionalidades que proporcionam leitura remota de informação dos contadores mas apenas com comunicação unidirecional (*AMR – Automated Meter Reading*); um conjunto de funcionalidades avançadas que proporciona uma comunicação bidirecional



(*AMM – Automated Meter Management*) e ainda a funcionalidade de *multi-utility*, referida pelos fabricantes como um elemento que pode influenciar o custo do contador de forma significativa.

Seguidamente apresenta-se a descrição das funcionalidades simples e das funcionalidade avançadas (*multi-utility*).

#### **FUNCIONALIDADES SIMPLES**

- Comunicação unidirecional, do contador para os sistemas centrais
- Registo de perfis horários e diários
- Leitura remota da informação no contador
- Informação em monitor
  - Informação que permita a conferência das faturas;
  - Indicação visual do estado do fornecimento;
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude
- Garantia da privacidade dos dados dos clientes e segurança na comunicação de dados
- Comunicação mensal com os sistemas centrais, com informação diária detalhada
- Existência de uma porta de comunicação normalizada (ou seja, de acordo com standards internacionais) para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network* (HAN) do consumidor para visualização da informação (*In-House Display – IHD*)
- Interface local para comunicação de dados e/ou parametrização do contador
- Alarme de bateria baixa

Deverá ser prevista a reserva de memória disponível (para dados e código) e de capacidade de processamento do contador de modo a prever a possibilidade de evolução futura.

#### **FUNCIONALIDADES AVANÇADAS**

- Comunicação bidirecional
- Registo de perfis horários e diários
- Leitura remota da informação no contador
- Capacidade de parametrização remota do contador
- Possibilidade de atualizar remotamente o *firmware* dos contadores
- Garantia da privacidade dos dados dos clientes e segurança na comunicação de dados

- Possibilidade de ligação a outro dispositivo para funcionar em modo *multi-utility*
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude
- Informação em monitor
  - Informação que permita a conferência das faturas;
  - Indicação visual do estado do fornecimento de energia (posição da válvula);
- Comunicação diária com os sistemas centrais, com informação detalhada
- Existência de uma porta de comunicação normalizada (ou seja, de acordo com standards internacionais) para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network* (HAN) do consumidor para visualização da informação (*In-House Display* – IHD)
- Interface local para comunicação de dados e/ou parametrização do contador
- Sistema de segurança para reativação de fornecimento (com operação local por parte do cliente ao nível do contador ou outro tipo de operação que garanta a segurança da intervenção remota)
- Alarme de bateria baixa

Deverá ser prevista a reserva de memória disponível (para dados e código) e de capacidade de processamento do contador de modo a prever a possibilidade de evolução futura.

## **2.4 COMUNICAÇÕES**

### **2.4.1 ELETRICIDADE**

Uma das variáveis consideradas na definição dos cenários submetidos a análises custo-benefício refere-se aos sistemas de comunicação para recolha dos dados dos contadores. Para efeitos de realização das análises custo-benefício, foram considerados os 3 sistemas de comunicações a seguir descritos:

- **Sistema de comunicações 1:** Considera-se que 85% dos contadores estão equipados com *modems* PLC, que comunicam com concentradores de dados (DTC) que por sua vez comunicam com os sistemas centrais via GPRS; os restantes 15 % dos contadores estão equipados com *modems* GPRS (ou seja, tecnologia rádio utilizando uma rede pública) que comunicam diretamente com os sistemas centrais. O troço da ligação entre o contador nas instalações do consumidor e os concentradores de dados no ponto de rede mais próximo designa-se *Local Area Network (LAN)*, enquanto o troço da ligação entre o concentrador de dados e os sistemas centrais de recolha de dados é designado *Wide Area Network (WAN)*. O recurso em 15% das situações a comunicações via GPRS deve-se ao facto de existirem diversos locais onde a utilização de PLC não é tecnicamente viável devido à elevada dispersão geográfica de contadores.

- **Sistema de comunicações 2:** Considera-se que 85% dos contadores estão equipados com *modems* de tecnologia *meshed* alternativa a PLC (por exemplo, *RF Mesh* ou equivalente), que comunicam com concentradores de dados que por sua vez comunicam com os sistemas centrais via fibra ótica; os restantes 15% dos contadores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam diretamente com os sistemas centrais.
- **Sistema de comunicações 3:** Considera-se que 100% dos contadores nas instalações dos consumidores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam com os sistemas centrais utilizando esta tecnologia<sup>6</sup>.

As alternativas anteriormente apresentadas não são naturalmente exaustivas das diferentes opções existentes, mas representam aquelas que constituem a prática mais corrente na indústria.

## 2.4.2 GÁS NATURAL

Para efeitos de realização das análises custo-benefício no gás natural, foram considerados os 2 sistemas de comunicações a seguir descritos:

- **Sistema de comunicações 1:** Considera-se que 80% dos contadores estão equipados com *modems* de tecnologia *meshed* (por exemplo, *RF Mesh* ou equivalente), que comunicam com concentradores de dados que por sua vez comunicam com os sistemas centrais via GPRS, e os restantes 20% dos contadores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam diretamente com os sistemas centrais.
- **Sistema de comunicações 2:** Considera-se que 100% dos contadores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam diretamente com os sistemas centrais.

## 2.5 ACESSO À INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS CONTADORES INTELIGENTES

### 2.5.1 ELETRICIDADE

Conforme anteriormente referido, uma das variáveis consideradas na definição dos cenários submetidos a análises custo-benefício diz respeito à informação proporcionada ao consumidor sobre o seu consumo (*feedback*). Foram considerados os 3 tipos de *feedback* aos consumidores a seguir descritos:

- **Feedback Indireto 1:** Informação básica semelhante à que existe atualmente, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real. Proporciona uma redução de

---

<sup>6</sup> Na realidade poderá ser utilizada uma combinação de soluções de segunda, terceira ou quarta geração (2G, 3G ou 4G).

consumo e uma alteração de comportamento do consumidor reduzidas (redução de consumo e transferência de consumos de horas cheias para horas de vazio de 1%).

- **Feedback Indireto 2:** Informação detalhada, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real, incluindo recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor médias (redução de consumo e transferência de consumos de horas cheias para horas de vazio de 2%).
- **Feedback Direto:** Os consumidores têm acesso aos seus dados de consumo e aos preços da energia em tempo real. O consumidor pode tomar decisões sobre o seu consumo em tempo real e visualizar as consequências de uma forma imediata. Este mecanismo de informação está associado à existência de um *In-Home Display (IHD)* na residência do consumidor. Este mecanismo de informação inclui todas as características do *feedback* indireto. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor elevadas (redução de consumo e transferência de consumos de horas cheias para horas de vazio de 3%).

Considera-se que nos casos de *Feedback* Indireto acima mencionados, os consumidores têm acesso aos seus dados históricos de consumo através de um *website*, através das faturas e/ou através do envio de *sms* e *emails*. Estes mecanismos de informação poderão incluir recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia através da comparação com dados históricos e com o consumo de grupos de referência.

Considera-se que a frequência e qualidade da informação têm influência no nível de redução de consumo obtida pelos consumidores. Este pressuposto é confirmado pelos estudos realizados nos últimos anos em diversos países, inclusivamente com estudos efetuados com dados empíricos de implementações efetivas no terreno. Alguns desses exemplos são referidos no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA.

É também de referir que os valores de redução de consumo de energia considerados em outras análises custo-benefício e verificados em experiências noutros países têm variado, na sua maioria, entre 2% e 8%. Em Portugal, resultados recentes de experiências-piloto apontam para valores médios de cerca de 3,9% (margem de erro de 2,1%) em casos com *feedback* semelhante ao acima referido como *Feedback* Indireto 1. Trata-se de uma experiência-piloto que decorreu em Évora e que envolveu mais de 15 000 clientes com o objetivo de analisar a melhoria na eficiência de consumo elétrico, através da análise e comparação dos consumos elétricos em três grupos de clientes em Évora e Montemor-o-Novo.

## 2.5.2 GÁS NATURAL

Tal como para a eletricidade, foram considerados os 3 tipos de *feedback* aos consumidores a seguir descritos:

- **Feedback Indireto 1:** Informação básica semelhante à que existe atualmente, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor insignificante (considerado 0%).
- **Feedback Indireto 2:** Informação detalhada, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real, incluindo recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor médias (considerado 0,5%).
- **Feedback Direto:** Os consumidores têm acesso aos seus dados de consumo e aos preços da energia em tempo real. O consumidor pode tomar decisões sobre o seu consumo em tempo real e visualizar as consequências de uma forma imediata. Este mecanismo de informação está associado à existência de um *In-Home Display (IHD)* na residência do consumidor. Este mecanismo de informação inclui todas as características do *Feedback* Indireto. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor mais elevadas (considerado 1%).

Conforme anteriormente referido, considera-se que nos casos de *Feedback* Indireto acima mencionados, os consumidores têm acesso aos seus dados históricos de consumo através de um *website*, através das faturas e/ou através do envio de *sms* e *emails*. Estes mecanismos de informação poderão incluir recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia através da comparação com dados históricos e com o consumo de grupos de referência.

É também de referir que os valores de redução de consumo de energia considerados em outras análises custo-benefício e verificados em experiências noutros países têm variado, na sua maioria, entre 0% e 4%. Os valores acima mencionados atendem às especificidades do mercado de gás natural, designadamente os baixos consumos que se verificam no segmento doméstico em Portugal.

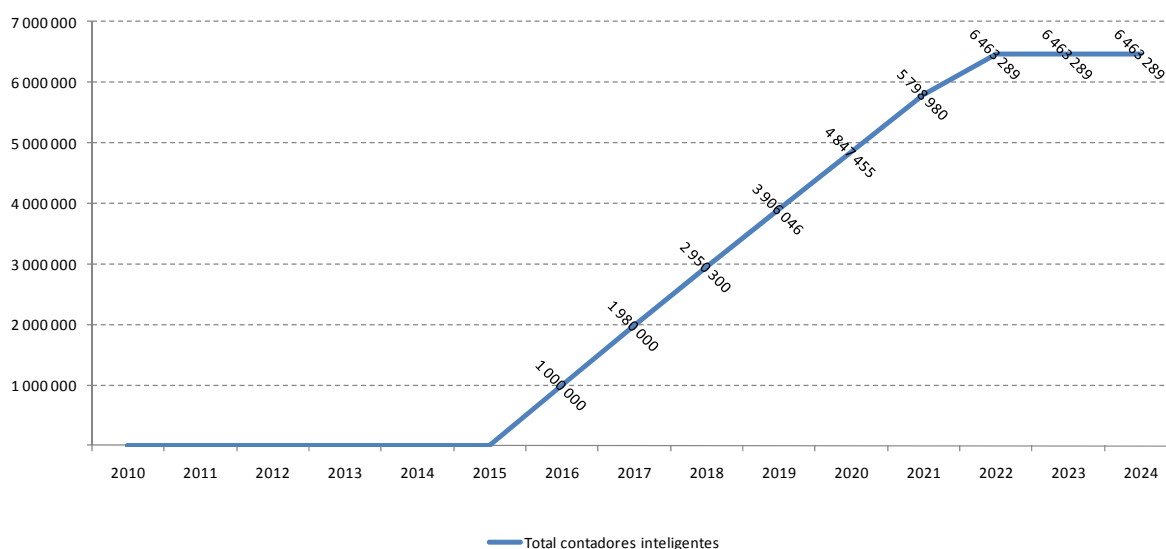
## 2.6 CALENDÁRIO DE INSTALAÇÕES DOS CONTADORES INTELIGENTES

### 2.6.1 ELETRICIDADE

Um outro aspeto importante a considerar na definição dos cenários submetidos a análise custo-benefício é a calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*). Foram analisadas as seguintes alternativas:

- Roll-out 1:** Início do *roll-out* em 2016, atingindo 80% dos contadores em 2020, e terminando o *roll-out* em 2022. Esta calendarização tem em conta as atuais dificuldades de financiamento da economia e procura captar os potenciais benefícios decorrentes de desenvolvimentos na tecnologia de contadores inteligentes e de economias de escala, assegurando o cumprimento da meta imposta pela Diretiva 2009/72/CE (contadores inteligentes em 80% das instalações até ao final de 2020, caso a análise custo-benefício seja positiva). Foi considerada uma evolução linear no número de contadores inteligentes instalados, o que corresponde a instalar cerca de 1 milhão de contadores por ano. A evolução do número de contadores inteligentes instalados é apresentada na Figura 2-1.

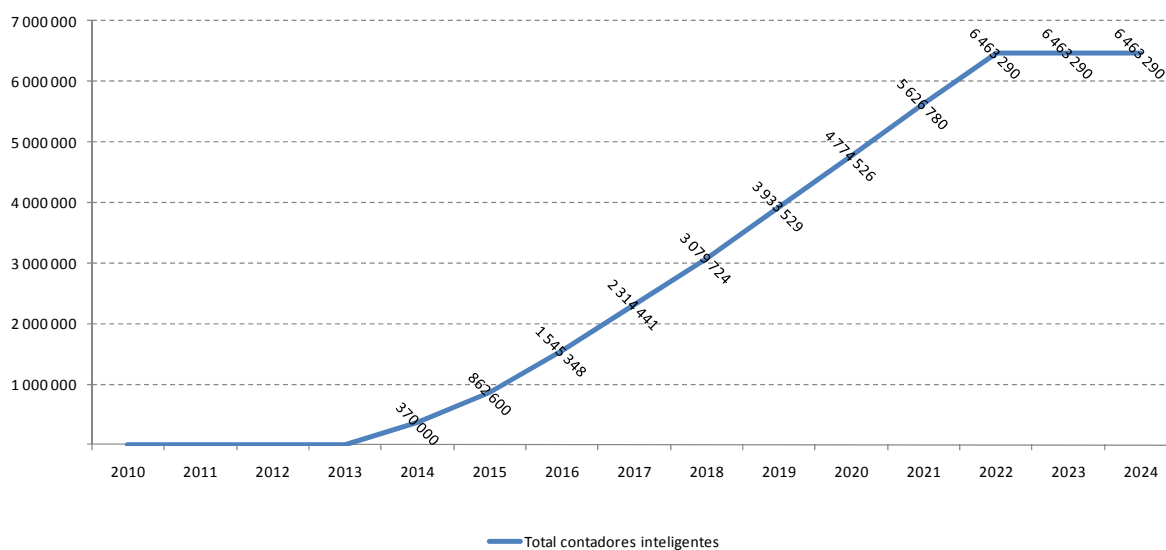
**Figura 2-1 - Eletricidade: roll-out 1**



Fonte: KEMA

- Roll-out 2:** Início do *roll-out* em 2014, atingindo 80% dos contadores em 2020, e terminando o *roll-out* em 2022. Esta calendarização proporciona um *roll-out* menos intenso em termos logísticos. Foi considerada uma evolução no número de contadores inteligentes instalados em forma de "S", com valores anuais mínimos de 370 mil contadores e máximos de 900 mil contadores. A evolução do número de contadores inteligentes instalados é apresentada na Figura 2-2.

Figura 2-2 - Eletricidade: roll-out 2



Fonte: KEMA

Não foram consideradas calendarizações mais tardias pois implicariam, para conseguir atingir 80% dos contadores até 2020, uma instalação anual superior a 1 milhão de contadores, o que poderia resultar em custos de substituição dos contadores bastante mais elevados.

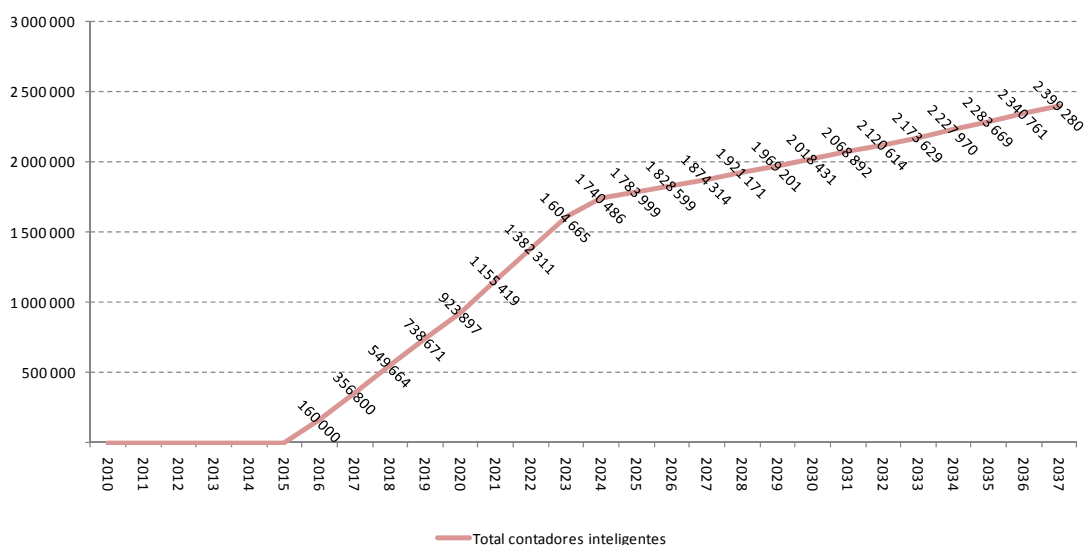
No âmbito das análises de sensibilidade apresentadas no Capítulo 3, foi estudada a possibilidade do *roll-out* incidir somente sobre os consumidores com uma potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA. Os resultados obtidos são apresentados no ponto 3.7.

## 2.6.2 GÁS NATURAL

Na definição dos cenários submetidos a análises custo-benefício foram consideradas as seguintes alternativas para a calendarização da substituição dos contadores de gás natural:

- **Roll-out 1:** Início do *roll-out* em 2016 e conclusão em 2024. Esta calendarização tem em conta as atuais dificuldades de financiamento da economia e procura captar os potenciais benefícios decorrentes de desenvolvimentos na tecnologia de contadores inteligentes e de economias de escala. Com efeito, a maturidade da tecnologia dos contadores inteligentes de gás natural é menor do que para a eletricidade. Acresce que para o gás natural, ao contrário do que acontece para a eletricidade, a diretiva não impõe metas para 2020. Foi considerada uma evolução no número de contadores inteligentes instalados em forma de "S", com valores anuais mínimos de 160 mil contadores e máximos de 250 mil contadores. A evolução do número de contadores inteligentes instalados é apresentada na Figura 2-3.

Figura 2-3 - Gás natural: roll-out 1

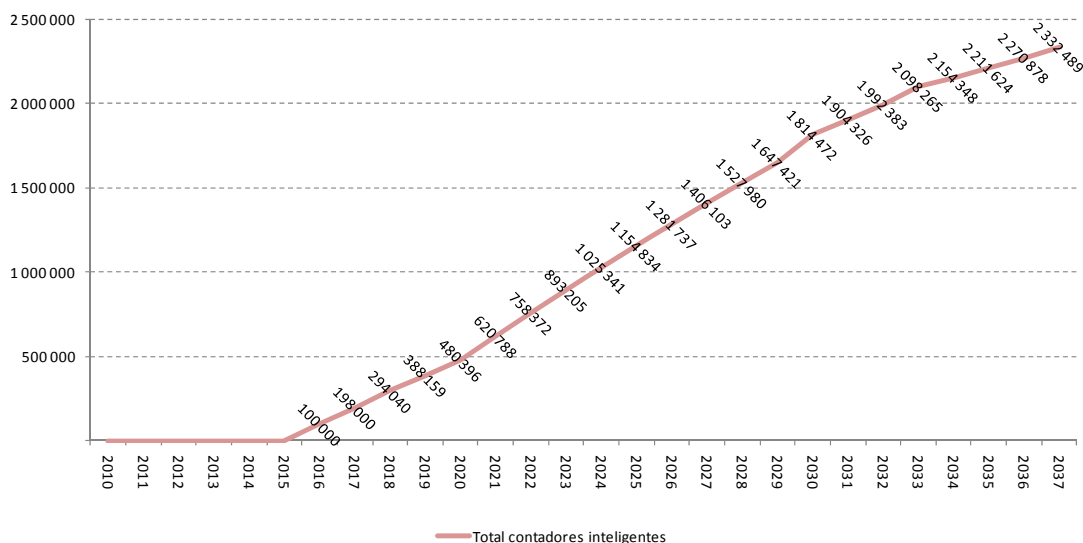


Fonte: KEMA

- Roll-out 2:** Início do *roll-out* em 2016 e conclusão em 2033. Esta calendarização de substituição dos atuais contadores é mais lenta do que a considerada no *roll-out* 1. No entanto, os custos de manter a gestão do *roll-out* durante mais tempo são também mais elevados e não permite evitar os custos de leituras locais tão rapidamente. Foi considerada uma evolução no número de contadores inteligentes instalados próxima de uma forma de "S" (sem abrandamento no final), com valores anuais mínimos de 100 mil contadores e máximos de 120 mil contadores. A evolução do número de contadores inteligentes instalados é apresentada na Figura 2-4.



Figura 2-4 - Gás natural: roll-out 2



Fonte: KEMA

## 2.7 CENÁRIOS SELECIONADOS PARA SUBMETTER A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

### 2.7.1 ELETRICIDADE

Tendo em consideração as alternativas anteriormente apresentadas para as principais variáveis de análise, foram submetidos a análises custo-benefício os 8 cenários seguintes:

- **Cenário 1**
  - Funcionalidade *standard*
  - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
  - *Feedback* Indireto 2
  - *Roll-out* entre 2016 e 2022
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que se testam as funcionalidades *standard* dos contadores, com o sistema de comunicações mais comumente considerado na Europa e nos projetos-piloto desenvolvidos em Portugal, considerando uma resposta dos consumidores aos estímulos de redução de consumo intermédia e assumindo um *roll-out* com início em 2016.
- **Cenário 2**
  - Funcionalidade *standard*
  - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS

- *Feedback* Indireto 2
  - *Roll-out* entre 2014 e 2022
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito da calendarização do *roll-out*. Com efeito, a única alteração relativamente ao Cenário 1 é a calendarização do *roll-out*, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se o início do *roll-out* em 2014, em vez de 2016.
- **Cenário 3**
    - Funcionalidade *standard*
    - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
    - *Feedback* Indireto 1
    - *Roll-out* entre 2016 e 2022
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito da reação dos consumidores aos estímulos de redução de consumo de energia. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 é o tipo de *feedback* que é proporcionado aos consumidores e conseqüentemente o nível de redução de consumo que é efetuado pelos consumidores, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se uma redução de consumo de energia reduzida, em vez de intermédia.
- **Cenário 4**
    - Funcionalidade *standard*
    - Sistema de comunicações 2: 85% tecnologia *meshed* alternativa a PLC e 15% GPRS
    - *Feedback* Indireto 2
    - *Roll-out* entre 2016 e 2022
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito do sistema de comunicações considerado. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 é o sistema de comunicações considerado, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se uma tecnologia *meshed* alternativa a PLC (por exemplo, *RF mesh*), em vez de PLC como considerado no Cenário 1.
- **Cenário 5**
    - Funcionalidade *standard*
    - Sistema de comunicações 3: 100% GPRS
    - *Feedback* Indireto 2

- *Roll-out* entre 2016 e 2022
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1 e ao Cenário 4, permite isolar o efeito do sistema de comunicações considerado. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 e ao Cenário 4 é o sistema de comunicações considerado, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se um sistema de comunicações totalmente baseado em GPRS, em vez de PLC, como considerado no Cenário 1 ou de outra tecnologia *meshed*, como considerado no Cenário 4.
- **Cenário 6**
    - Funcionalidade *standard*
    - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
    - *Feedback* Indireto 2, admitindo-se que 20% dos consumidores adquirem um IHD (*In-House Display*), beneficiando de *feedback* direto
    - *Roll-out* entre 2014 e 2022
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 2, permite isolar o efeito da existência de *feedback* direto, ou seja, do impacte da utilização do IHD por parte de 20% dos consumidores. Esses consumidores beneficiam de uma redução de consumo mais elevada (assume-se que a existência de informação mais frequente, mais imediata, mais intuitiva e eventualmente de melhor qualidade, induz uma maior redução de consumo através de um comportamento mais racional e otimizado). Por outro lado, estes consumidores incorrem num custo adicional associado à aquisição do IHD.
- **Cenário 7**
    - Funcionalidade *standard*
    - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
    - *Feedback* Indireto 1, admitindo-se que 20% dos consumidores adquirem um IHD (*In-House Display*), beneficiando de *feedback* direto
    - *Roll-out* entre 2014 e 2022
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 6, permite verificar de que modo os resultados obtidos são influenciados pelo tipo de *feedback* proporcionado aos consumidores e consequentes reduções de consumo. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 6 é o tipo de *feedback* que é proporcionado aos consumidores e consequentemente o nível de redução de consumo que é efetuado pelos consumidores, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração.

- **Cenário 8**

- Funcionalidade avançada (*multi-utility*)
- Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 2, admitindo-se que 20% dos consumidores adquirem um IHD (*In-House Display*), beneficiando de *feedback* direto
- Roll-out entre 2014 e 2022
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que permite testar a robustez do Cenário 2 face a um contador mais caro que proporciona soluções *multi-utility*, permitindo a opção no curto ou médio prazo de recolha através do contador de eletricidade de informação de outros contadores (gás natural ou água).

Cada um dos cenários anteriormente descritos foi comparado com o cenário *Business as Usual (BAU)*, que considera a realização de leituras dos contadores com periodicidade trimestral.

## 2.7.2 GÁS NATURAL

À semelhança do efetuado para a eletricidade, foram submetidos a análises custo-benefício 6 cenários. Estes cenários consideram exclusivamente a instalação de contadores inteligentes de gás natural, bem como os sistemas de comunicação necessários para o seu funcionamento. Os cenários selecionados foram os seguintes:

- **Cenário 9**

- Funcionalidade Simples (AMR)
- Sistema de comunicações 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2016 e 2024
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade mínima dos contadores (sistema unidirecional AMR), com um sistema de comunicações baseado numa tecnologia *meshed* (por exemplo rádio, como no caso das experiências em França), considerando uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo intermédia e o *roll-out* mais rápido.

- **Cenário 10**

- Funcionalidade Simples (AMR)
- Sistema de comunicações 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS

- *Feedback* Indireto 2
  - *Roll-out* entre 2016 e 2033
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade mínima dos contadores (sistema unidirecional AMR), com um sistema de comunicações baseado numa tecnologia *meshed*, considerando uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo intermédia e um *roll-out* mais lento do que o considerado no Cenário 9. Permite assim isolar o efeito da calendarização do *roll-out*, uma vez que é a única alteração face ao Cenário 9.
- **Cenário 11**
    - Funcionalidade Simples (AMR)
    - Sistema de comunicações 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS
    - *Feedback* Indireto 1
    - *Roll-out* entre 2016 e 2033
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade mínima dos contadores (sistema unidirecional AMR), com um sistema de comunicações baseado numa tecnologia *meshed*, mas considerando agora uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo em média nula, conjuntamente com um *roll-out* mais lento. Permite isolar o efeito da reação dos consumidores aos estímulos de redução de consumo de energia. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 10 é o tipo de *feedback* que é proporcionado aos consumidores e conseqüentemente o nível de redução de consumo, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração.
- **Cenário 12**
    - Funcionalidade Simples (AMR)
    - Sistema de comunicações 2: 100% GPRS
    - *Feedback* Indireto 2
    - *Roll-out* entre 2016 e 2033
    - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade mínima dos contadores (sistema unidirecional AMR), com um sistema de comunicações baseado em tecnologia GPRS, considerando uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo intermédia, com um *roll-out* mais lento. A única alteração face ao Cenário 10 é o sistema de comunicações considerado, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se um sistema de comunicações totalmente baseado em GPRS, em vez de uma tecnologia *meshed*, como considerado no Cenário 10.

- **Cenário 13**

- Funcionalidade Avançada (AMM)
- Sistema de comunicações 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS
- *Feedback* Indireto 2, admitindo-se que 20% dos consumidores adquirem um IHD (*In-House Display*), beneficiando de *feedback* direto
- *Roll-out* entre 2016 e 2033
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade avançada dos contadores (sistema bidirecional AMM), com um sistema de comunicações baseado numa tecnologia *meshed*, considerando uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo mais elevada, com um *roll-out* mais lento. Permite analisar o efeito da existência de *feedback* direto, ou seja, do impacte da utilização do IHD. Com efeito, neste cenário as alterações consideradas são a utilização de IHD por parte de 20% dos consumidores e o custo mais elevado dos contadores com funcionalidades avançadas, o que permite analisar o impacte dessas alterações. Esses consumidores beneficiam de uma redução de consumo mais elevada (assume-se que a existência de informação mais frequente, mais imediata, mais intuitiva e eventualmente de melhor qualidade, induz uma maior redução de consumo através de um comportamento mais racional e otimizado). Por outro lado, estes consumidores incorrem num custo adicional associado à aquisição do IHD.

- **Cenário 14**

- Funcionalidade Avançada (AMM)
- Sistema de comunicações 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2016 e 2033
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário onde se testa a funcionalidade avançada dos contadores (sistema bidirecional AMM), com um sistema de comunicações baseado numa tecnologia *meshed*, considerando uma resposta dos consumidores em termos de redução de consumo intermédia, com um *roll-out* mais lento. Permite analisar o efeito de um *feedback* mais limitado face ao Cenário 13, não se considerando a utilização de IHD por parte de 20% dos consumidores.

Cada um dos cenários anteriormente descritos foi comparado com o cenário *Business as Usual* (BAU), que considera a realização de leituras dos contadores com periodicidade bimestral.

### 2.7.3 ELETRICIDADE E GÁS NATURAL

Os cenários apresentados nos pontos anteriores dizem respeito exclusivamente à instalação de contadores inteligentes de eletricidade (cenários 1 a 8 descritos em 2.7.1) e gás natural (cenários 9 a 14 descritos em 2.7.2). Foram igualmente analisados 6 cenários em que é considerada simultaneamente a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural. Para este efeito, foram consideradas duas situações distintas em termos de sistemas de comunicações:

- Contadores de eletricidade e de gás natural fazem uso de sistemas de comunicação distintos.
- Contadores de eletricidade e de gás natural fazem uso da mesma infraestrutura de comunicação implementada para os contadores de eletricidade (sistema *piggy-backed*). O contador de eletricidade recebe a informação do contador de gás natural, evitando-se os custos de implementação de uma rede de comunicações específica para os contadores de gás.

Os cenários analisados em que se considera simultaneamente a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural são os seguintes:

- **Cenário 15**
  - Sistemas de comunicações independentes para eletricidade e gás natural
  - Cenário 2 da eletricidade
  - Cenário 10 do gás natural
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que os contadores de eletricidade começam a ser instalados em 2014, enquanto que os contadores de gás natural esperam por uma maior maturidade da tecnologia, sendo substituídos mais lentamente a partir de 2016. Os contadores de gás são unidirecionais (AMR) e todos os consumidores (eletricidade e gás natural) beneficiam de um *Feedback* Indireto 2.
- **Cenário 16**
  - Sistemas de comunicações independentes para eletricidade e para gás
  - Cenário 2 da eletricidade
  - Cenário 14 do gás natural
  - Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que difere do anterior unicamente no que se refere às funcionalidades dos contadores de gás natural que são agora bidirecionais (AMM).
- **Cenário 17**
  - Sistemas de comunicações comuns para eletricidade e para gás (*piggy-backed*) para 80% dos contadores de gás natural; uma vez que os contadores de eletricidade e de gás natural

nem sempre estão instalados em locais suficientemente próximos, foi considerado que 20% dos contadores de gás natural comunicam utilizando tecnologia GPRS (não foi considerada uma tecnologia *meshed* pois as situações em causa podem ocorrer de uma forma dispersa o que inviabiliza economicamente essa tecnologia).

- Cenário 8 da eletricidade (contador *multi-utility*)
- Cenário 14 do gás natural
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que os contadores de eletricidade começam a ser instalados em 2014, enquanto que os contadores do gás esperam por uma maior maturidade da tecnologia, sendo substituídos mais lentamente a partir de 2016. Os contadores de gás são bidirecionais (AMM) e todos os consumidores (eletricidade e gás natural) beneficiam de um Feedback Indireto 2.

- **Cenário 18**

- Sistema de comunicações idêntico ao descrito para o Cenário 17
- Cenário 8 da eletricidade (contador *multi-utility*)
- Cenário 13 do gás natural
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que os contadores de eletricidade começam a ser instalados em 2014, enquanto que os contadores do gás esperam por uma maior maturidade da tecnologia, sendo substituídos mais lentamente a partir de 2016. Os contadores de gás são bidirecionais (AMM) e todos os consumidores (eletricidade e gás) beneficiam de faturas com informação mais detalhada. Este cenário permite analisar o efeito da existência de *feedback* direto, ou seja, do impacto da utilização do IHD por parte de 20% dos consumidores. Esses consumidores incorrem num custo associado com a aquisição do IHD, mas beneficiam de uma redução de consumo mais elevada como já anteriormente explicado. Note-se que é considerada a existência de um único IHD, que deverá ser ligado ao contador de eletricidade (de modo a preservar o tempo de vida das baterias dos contadores de gás natural).

- **Cenário 19**

- Sistema de comunicações idêntico ao descrito para o Cenário 17
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que os contadores de eletricidade começam a ser instalados em 2014, enquanto que os contadores de gás esperam por uma maior maturidade da tecnologia (2016) e vão sendo substituídos mais lentamente. Os contadores de gás são bidirecionais (AMM) e todos os consumidores (eletricidade e gás) beneficiam de faturas com informação mais detalhada. Os contadores fazem uso de uma única infraestrutura de comunicações, neste caso baseada em tecnologia rádio *meshed*.



- **Cenário 20**

- Sistema de comunicações idêntico ao descrito para o Cenário 17
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que os contadores de eletricidade começam a ser instalados em 2014, enquanto que os contadores de gás esperam por uma maior maturidade da tecnologia (2016) e vão sendo substituídos mais lentamente. Os contadores de gás são bidirecionais (AMM) e todos os consumidores (eletricidade e gás) beneficiam de faturas com informação mais detalhada. Os contadores fazem uso de uma única infraestrutura de comunicações, neste caso baseada em GPRS.



### 3 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

#### 3.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZADA

De acordo com as recomendações da Comissão Europeia e outros organismos internacionais para a elaboração de análises custo-benefício relativamente ao *roll-out* de contadores inteligentes, foi considerada uma cadeia de valor alargada com os seguintes agentes de mercado:

- Consumidores, que correspondem aos consumidores domésticos e pequenas empresas que pagam aos comercializadores os seus consumos. Foram considerados os consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA) e os consumidores de gás natural com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>.
- Comercializadores, que faturam os seus clientes (Consumidores) pela energia entregue e compram a energia necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes.
- Operadores de Rede de Distribuição (ORD), que operam e gerem a rede de distribuição (de eletricidade ou de gás natural).
- Operadores de Rede de Transporte (ORT), que operam e gerem a rede de transporte (de eletricidade ou de gás natural).
- Outros / Sociedade, onde se incluem também os produtores (no caso da eletricidade).

Diversos fatores (parâmetros ou variáveis) influenciam os resultados das análises custo-benefício. Enquanto os custos de instalação e operação dos contadores inteligentes podem ser avaliados com rigor, existe uma maior incerteza relacionada com os benefícios, cuja valorização assenta frequentemente em pressupostos ou previsões.

Para efetuar as análises custo-benefício, a KEMA desenvolveu um modelo que considera os custos e os benefícios para os diferentes agentes de mercado ao longo do período de análise. As análises custo-benefício baseiam-se no cálculo do Valor Atual Líquido, VAL (*Net Present Value*, NPV) sobre um período de 40 anos. O tempo considerado permite filtrar efeitos de curto prazo, dando assim oportunidade a que uma situação estável se estabeleça. Por outro lado, o período de análise deverá cobrir o tempo de vida útil dos ativos/investimentos. O modelo considera reinvestimentos sempre que o tempo de vida útil de um ativo expira.

O VAL de cada um dos cenários identificados foi comparado com o VAL de um cenário *Business-As-Usual* (cenário BAU), de modo a calcular o valor diferencial entre o cenário BAU e cada um dos cenários. Todos os valores de VAL correspondem a euros de 2012.

Para além do indicador VAL foi também calculado para todos os cenários o valor do rácio Benefício/Custo. Um rácio de 1 significa que os benefícios são iguais aos custos. Um rácio superior a 1 significa que os benefícios são superiores aos custos. Um rácio menor que 1 significa que os benefícios são inferiores aos custos.

Os parâmetros ou variáveis sobre os quais exista maior incerteza quanto ao seu valor ou que podem ter maior influência nos resultados são objeto de análises de sensibilidade.

Na análise efetuada foi considerada a eventual substituição de todos os contadores de eletricidade instalados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

## **3.2 CUSTOS E BENEFÍCIOS NA ELETRICIDADE**

### **3.2.1 CUSTOS**

O Relatório da KEMA disponível na página da ERSE na Internet apresenta de forma detalhada os custos considerados nas análises custo-benefício efetuadas. Nesta secção descrevem-se de forma sumária as principais rubricas de custo consideradas nas análises custo-benefício para a eletricidade.

#### **CUSTOS COM AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES**

Foi considerado um custo de 45 euros para um contador inteligente monofásico com as funcionalidades consideradas *standard* e sem *modem* de comunicações. Para os contadores trifásicos foi considerado o valor de 80 euros.

Para contadores monofásicos com funcionalidades avançadas (*multi-utility*) e sem *modem* de comunicações foi considerado o valor de 55 euros. Para os contadores trifásicos foi considerado o valor de 95 euros. Estes valores estão em linha com os valores considerados internacionalmente e apresentados no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA.

Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de +/- 20% sobre os valores anteriormente indicados.

Foi considerada uma redução temporal de custos de 2% por ano até um valor máximo de 20% de redução face ao valor inicial anteriormente indicado, de modo a tomar em consideração evoluções na curva de aprendizagem e efeitos de economias de escala a nível mundial.

De acordo com a informação recolhida e apresentada no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 1E/G: Situação atual e experiência com projetos-piloto em Portugal", KEMA, foram considerados 70% de contadores monofásicos e 30% de contadores trifásicos.

Para os *modems* de comunicação foi considerado um custo de 15 euros para um *modem* PLC (variação entre 10 e 20 euros para efeitos de análise de sensibilidade), 25 euros para um *modem* GPRS (variação entre 15 e 35 euros), onde se inclui o custo do cartão SIM associado, e 40 euros para um *modem* de outra tecnologia *meshed* alternativa a PLC (neste último caso foi considerado o valor de *modems RF Mesh* como referência) (variação entre 15 e 45 euros).

Para instalação dos contadores foi considerado um custo médio de 17 euros, de acordo com a informação prestada pelo ORD.

#### **CUSTOS COM INFRAESTRUTURA DE COMUNICAÇÕES**

Para além dos *modems* de comunicação referidos anteriormente para cada um dos tipos de comunicação considerados, há ainda que tomar em consideração os custos de concentradores/coletores de dados para as tecnologias *meshed* (PLC e outras), e os custos de sistemas, equipamentos e *software*, necessários para gerir a infraestrutura de comunicações bidirecional, incluindo equipamentos para encaminhamento de dados (*routers*), equipamentos para assegurar a privacidade e a segurança dos dados (por exemplo, *firewalls*), outros servidores e licenças.

Para os custos dos concentradores PLC foi considerado um valor de 1 200 euros (para efeitos de análise de sensibilidade considerou-se uma variação entre 750 e 2 250 euros). Para outras tecnologias *meshed* foram considerados diversos elementos na rede (antenas, coletores e outros dispositivos), tendo o custo sido modelizado como o de um coletor com um valor de 6 000 euros (variação entre 4 000 e 8 000 euros, para análise de sensibilidade).

Para os sistemas de gestão das comunicações foi considerado um custo anual de 600 mil euros durante 4 anos, uma equipa de gestão com 20 pessoas e custos de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

Foram considerados custos anuais de operação e de manutenção de 1% do valor do investimento.

#### **CUSTOS COM COMUNICAÇÕES**

Para comunicações GPRS entre os contadores individuais dos consumidores e os sistemas centrais, e tendo em conta o volume de dados a transferir, foi considerado um custo entre 0,8 e 0,6 euros por mês (em função do volume) por contador, em linha com os valores nacionais e internacionais (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 0,5 e 1 euro por mês e por contador).

Para as comunicações GPRS entre um concentrador PLC e os sistemas centrais (WAN), tendo em conta o volume de dados necessário transferir, foi considerado um valor de 5 euros por mês (com uma variação entre 2,5 e 7,5 euros) por concentrador. Para as comunicações entre um coletor de outra tecnologia *meshed* e os sistemas centrais (WAN), foi considerada a utilização de fibra ótica.

#### **CUSTOS COM SISTEMAS DE INFORMAÇÃO**

Para gerir e processar toda a informação que é recolhida e transmitida relacionada com os contadores inteligentes é necessário implementar diversos sistemas e processos, designadamente:

- Infraestrutura de armazenamento de dados, servidores, *routers* e capacidade de processamento dos dados dos contadores;
- Sistema de recolha e gestão de dados;
- Gestão do parque de contadores e das operações de comunicação com o sistema de contagem inteligente (alterações contratuais, alteração de tarifários, etc);
- Gestão e disponibilização de dados aos agentes de mercado;
- Integração com os sistemas de faturação e outros sistemas corporativos;
- Novos sistemas e remodelação dos existentes para permitir o tratamento de dados de consumo mais detalhados;
- Infraestrutura para proporcionar aos consumidores acesso direto aos seus dados de consumo;
- Garantia de segurança e privacidade dos dados.

Foi considerado um custo de 36 milhões de euros durante um período de 4 anos para a implementação destes sistemas. Considerou-se também um custo de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

#### **CUSTOS GLOBAIS COM A IMPLEMENTAÇÃO DO *ROLL-OUT* DE CONTADORES INTELIGENTES**

Com a implementação do *roll-out* são de considerar custos de gestão, logística, processos de aquisição de contadores, formação e gestão do relacionamento com os diversos agentes e entidades envolvidas. Foi incluído nesta rubrica o custo com campanhas de sensibilização e comunicação dirigidas aos consumidores sobre contadores inteligentes. Para este efeito, foi considerado um valor de cerca de 3 milhões de euros por ano durante o período de *roll-out*.

### **CUSTOS COM *IN-HOUSE DISPLAY* PARA EFEITOS DE FEEDBACK DIRETO**

Foi considerado um custo unitário dos IHD de 35 euros e um valor de 15 euros para proceder à sua instalação. Para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 20 e 55 euros.

Considerou-se ainda que os IHD incorrem num consumo adicional de energia (e conseqüente emissão de CO<sub>2</sub>) e que têm um tempo de vida semelhante aos contadores inteligentes.

Na análise efetuada, a aquisição de um IHD é uma opção dos consumidores, sendo-lhe imputados os respetivos os custos.

### **CUSTO DE OPORTUNIDADE DO TEMPO DOS CONSUMIDORES COM A INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES E IHD**

Com a instalação de contadores inteligentes, e também com a instalação de IHD (quando ocorre), existe um tempo adicional que os consumidores têm de despende com o atendimento das equipas de instalação que não ocorreria se não houvesse a instalação de contadores inteligentes. O tempo dos consumidores foi valorizado a 3 euros/hora.

### **REDUÇÃO DE RENDIMENTO NA CADEIA DE VALOR POR REDUÇÃO DE CONSUMO**

A poupança efetuada pelos consumidores tem impactes nas receitas de diversos agentes da cadeia de valor. A forma como esse efeito é repercutido nos produtores e comercializadores foi incluído no modelo que suportou a realização das análises custo-benefício.

### **CUSTOS AFUNDADOS ("*STRANDED COSTS*")**

A introdução de contadores inteligentes implica a substituição de contadores convencionais que ainda não atingiram o seu tempo de vida contabilístico e que conseqüentemente representam ainda um ativo líquido positivo. Estes custos foram considerados nas análises custo-benefício.

## **3.2.2 BENEFÍCIOS**

O Relatório da KEMA disponível na página da ERSE na Internet apresenta de forma detalhada os benefícios considerados nas análises custo-benefício efetuadas. Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais benefícios associados aos contadores inteligentes considerados.

#### **CUSTOS EVITADOS DE AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DE CONTADORES CONVENCIONAIS**

De acordo com informação validada junto do mercado, foi considerado um custo de 36 euros para um contador convencional monofásico e de 59 euros para os contadores trifásicos. Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de +/- 20% sobre estes valores.

Conforme já anteriormente referido, foram considerados 70% de contadores monofásicos e 30% de contadores trifásicos.

Foi considerado um custo de 12,8 euros para instalação de um contador convencional.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CONSUMO DE ENERGIA POR PARTE DOS CONSUMIDORES**

Devido à redução de consumo de eletricidade induzida pela melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes, os consumidores obtêm uma redução na sua fatura.

Esta redução de consumo que representa um benefício para os consumidores, corresponde a uma perda de receitas para outros intervenientes na cadeia de valor, designadamente comercializadores e produtores de eletricidade.

Conforme já anteriormente explicado, foram considerados os seguintes níveis de redução de consumo:

- 1% no caso de *Feedback* Indireto 1 (com análise de sensibilidade entre 0 e 2%);
- 2% no caso de *Feedback* Indireto 2 (com análise de sensibilidade entre 1 e 3%);
- 3% no caso de *Feedback* Direto para os consumidores que adquiram um IHD (com análise de sensibilidade entre 2 e 4%).

Considerando as experiências internacionais estudadas, estes valores podem considerar-se relativamente conservadores. Com efeito, na análise de outras análises custo-benefício verificou-se que foram considerados valores que variam entre 2% e 8%. Os valores considerados têm em conta os consumos *per capita* relativamente mais reduzidos que se verificam em Portugal.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À TRANSFERÊNCIA DE CONSUMO DE ELETRICIDADE DOS PERÍODOS DE MAIOR CONSUMO PARA PERÍODOS DE CONSUMO REDUZIDO**

Nos mercados grossistas, os preços da eletricidade variam de hora a hora, verificando-se preços mais elevados nos períodos de maior consumo (horas cheias e de ponta) e preços mais baixos nas horas de consumo mais reduzido (horas de vazio).

Com a informação proporcionada aos consumidores pelos contadores inteligentes é expectável que os consumidores possam alterar os seus padrões de consumo, transferindo parte dos seus consumos de



horas em que o preço é mais elevado para horas em que o preço é mais reduzido. Este comportamento tem sido confirmado por diversas experiências nacionais e internacionais, designadamente no âmbito dos projetos-piloto que têm sido desenvolvidos nos últimos anos. Deste modo, os consumidores obtêm uma redução na sua fatura de eletricidade decorrente de passarem a consumir relativamente mais nos períodos em que os preços são mais baixos.

Conforme já anteriormente explicado, foram considerados os seguintes níveis de transferência de consumo entre o período de elevado consumo (horas de ponta e cheias) e o período de vazio:

- 1% no caso de *Feedback* Indireto 1 (com análise de sensibilidade entre 0,5 e 2%);
- 2% no caso de *Feedback* Indireto 2 (com análise de sensibilidade entre 1 e 4%);
- 3% no caso de *Feedback* Direto para os consumidores que adquiram um IHD (com análise de sensibilidade entre 1,5 e 6%).

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO AO MENOR CONSUMO DOS CONTADORES INTELIGENTES**

Os fabricantes dos contadores e diversos estudos efetuados por entidades independentes confirmam que os contadores inteligentes têm consumos inferiores aos contadores convencionais. No entanto, considerou-se que esta redução era anulada pelo aumento de consumo associado ao funcionamento dos sistemas de comunicações para recolha da informação registada pelos contadores inteligentes. Por esta razão, não se considerou qualquer redução de consumo associada aos contadores inteligentes.

#### **BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO<sub>2</sub>**

Foi considerado que o custo associado à emissão de CO<sub>2</sub> está atualmente internalizado no preço da eletricidade. Por esta razão foi apenas contabilizado o benefício ambiental associado às reduções de emissões de CO<sub>2</sub> por redução do consumo por parte dos consumidores e por redução de perdas técnicas.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO NOS CUSTOS DE LEITURA DOS CONTADORES DE ELETRICIDADE**

Atualmente ocorrem 4 leituras anuais por contador, que são evitadas com a instalação de contadores inteligentes.

No cálculo deste benefício foram considerados os valores de custos de leituras indicados pelos ORD, próximos de 30 cêntimos de euro por cada leitura de roteiro. Foram também tomados em consideração os custos de leituras fora de roteiro e a sua quantidade de acordo com os dados disponibilizados pelo ORD.

O VAL dos custos evitados com as leituras dos contadores é de aproximadamente 61 milhões de euros. Trata-se de um benefício que terá um impacto positivo nos custos operacionais dos ORD, que devem suportar os custos com a alteração do perfil funcional dos seus colaboradores a quem estava entregue a leitura dos contadores.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO COM A REDUÇÃO NOS CUSTOS DE ATENDIMENTO DE CHAMADAS (CALL CENTER)**

Com a introdução de contadores inteligentes reduzem-se o número de chamadas para comunicação de leituras e o número de reclamações resultantes da faturação por estimativa, o que resulta em redução de custos de *call center* e redução de custo de oportunidade do tempo despendido pelos consumidores nessa tarefa.

#### **BENEFÍCIOS RELATIVOS À MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AO AUMENTO DE CONCORRÊNCIA NO MERCADO RETALHISTA**

A mudança de comercializador determina o apuramento do consumo da instalação na data em que esta ocorre. Em Portugal e para o segmento de clientes em BTN, na grande maioria das situações o consumo de mudança é apurado através de estimativas efetuadas pelo ORD com base em metodologias aprovadas pela ERSE. Com a introdução dos contadores inteligentes o consumo de mudança passa a corresponder a um valor real, evitando-se o recurso a estimativas.

A informação mais detalhada sobre dados de consumos dos consumidores poderá permitir aos comercializadores a apresentação de ofertas mais competitivas aos consumidores.

Atualmente verifica-se uma taxa de mudança anual de comercializador de cerca de 2%. Foi assumido que esta taxa irá crescer até 10% (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 5% e 20%) de acordo com as situações verificadas em mercados mais maduros em termos de processo de liberalização.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS E DE FRAUDE**

Os contadores inteligentes permitem reduzir as perdas comerciais e as situações de fraude (situações em que a totalidade da energia consumida e da potência utilizada não são pagas).

A redução das perdas comerciais e de fraudes no consumo constituem benefícios para o sistema elétrico. No cálculo deste benefício foi assumido um consumo ilegal de eletricidade de 0,05% (variação entre 0,01% e 0,15% para efeitos de análise de sensibilidade).

Considerou-se também que existem cerca de 0,5% de fraudes relativas a potência contratada (variação entre 0% e 2%), que serão totalmente evitados, recuperando-se em cada caso 10 euros por ano por consumidor (variação entre 5 e 20 euros).

Finalmente, considerou-se que o controlo mais rigoroso da potência associado à introdução de contadores inteligentes conduzirá a cerca de 2% de solicitações de aumento de potência contratada, aumentando receitas em 100 euros por ano e por consumidor.

#### **BENEFÍCIOS E CUSTOS ASSOCIADOS À ALTERAÇÃO NA PERIODICIDADE E MODO DE FATURAÇÃO**

Atualmente a faturação de eletricidade é efetuada com a seguinte periodicidade:

- Bimestral (51% dos consumidores);
- Mensal (27% dos consumidores);
- Anual (22% dos consumidores recebem uma fatura anual, pagando um valor fixo mensal no contexto do regime de faturação designado por "Conta Certa").

É expectável que a introdução de contadores inteligentes e o aumento da maturidade do processo de liberalização conduza a um aumento do número de consumidores com faturação mensal. Nesse sentido, admitiu-se que o número de consumidores com faturação mensal venha a ser superior em 15 pontos percentuais. Este efeito faz aumentar os custos com faturação, devido aos custos de emissão de faturas em papel.

Foi considerado que o custo marginal atual de uma fatura em papel é de 0,6 euros. Para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 1 foi considerado o mesmo custo, enquanto que para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 2 foi considerado um custo de 1 euro devido ao facto de apresentarem informação mais detalhada e maior volume de informação.

Por outro lado, atualmente, cerca de 11% dos consumidores recebem fatura eletrónica em vez de fatura em papel. É também expectável que com o aumento de maturidade do processo de liberalização o número de consumidores com faturação eletrónica venha a ser superior em 10 pontos percentuais. Este efeito faz reduzir o custo com faturação, tendo sido considerado um custo de 0,07 euros por fatura eletrónica.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE OPERAÇÕES LOCAIS POR PARTE DO ORD**

Com a introdução de contadores inteligentes diversos serviços podem passar a ser prestados à distância sem necessidade de fazer deslocar equipas técnicas ao local.

Entre estas atividades, assumem particular relevância a interrupção e o restabelecimento do fornecimento de eletricidade em caso de atraso no pagamento das faturas e as alterações de potência contratada. Sobre este assunto, importa ter claro que a interrupção do fornecimento de eletricidade está sempre sujeita à comunicação de um pré-aviso ao cliente com uma antecedência mínima de 10 dias relativamente à data prevista para a interrupção.

Foi considerado um custo de 17 euros para as atividades de interrupção e restabelecimento do fornecimento de eletricidade. Para as alterações contratuais foi considerado um custo de 13 euros.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DOS TEMPOS DE INTERRUPTÃO**

Com a introdução de contadores inteligentes o processo de deteção e de reparação de avarias torna-se mais eficiente, pelo que é esperada uma redução na duração de interrupções, tendo sido considerada uma redução de 8% no tempo médio de interrupção anual.

Foi também considerada uma redução dos custos associados ao pagamento de compensações por incumprimento dos padrões estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE PRODUÇÃO**

Com as potenciais reduções de consumo e transferência de consumo para fora dos períodos de consumo mais elevado, é expectável que ocorra uma redução nas necessidades de investimento em capacidade de produção. Na realidade, trata-se de um diferimento de investimento.

Na valorização deste benefício foram considerados diferentes níveis de redução da ponta de consumo:

- 1% no caso de *Feedback* Indireto 1;
- 2% no caso de *Feedback* Indireto 2;
- 3% no caso de *Feedback* Direto para os consumidores correspondente à situação em que os consumidores adquiriram um IHD.

Nos cálculos efetuados, considerou-se que este diferimento apenas ocorre próximo do fim do *roll-out*.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO**

Com as potenciais reduções de consumo e transferência de consumo para fora dos períodos de consumo mais elevado, é expectável que ocorra um diferimento nos investimentos em capacidade de transporte e distribuição.

Nos cálculos efetuados para valorizar este benefício, considerou-se um montante de investimento anual para efeitos de expansão da capacidade máxima da rede de 40 milhões de euros.

Considerou-se que as alterações de consumo apenas poderão ter efeitos no diferimento dos investimentos próximo do fim do *roll-out*.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS**

O valor das perdas técnicas na rede de distribuição situa-se atualmente próximo dos 7,8%, tendo sido admitido que com a introdução de contadores inteligentes ocorra uma redução para cerca de 7,6%.

Para a rede de transporte, o nível de perdas é bastante inferior (considerado cerca de 2%), tendo-se assumindo uma redução para cerca de 1,98%.

#### **BENEFÍCIOS RELACIONADOS COM A GESTÃO DE ATIVOS**

A introdução de contadores inteligentes proporciona uma informação mais detalhada e frequente sobre a rede elétrica, o que permite melhorias no processo de gestão de ativos, nomeadamente transformadores.

Tendo em conta a informação recolhida junto do ORD, foi considerado que existiria uma redução de aproximadamente 7,5% nos custos de manutenção dos transformadores e uma redução de cerca de 8% nos custos com avarias dos transformadores.

### **3.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS NO GÁS NATURAL**

#### **3.3.1 CUSTOS**

O Relatório da KEMA disponível na página da ERSE na Internet apresenta de forma detalhada os custos considerados nas análises custo-benefício efetuadas. Nesta secção descrevem-se de forma sumária as principais rubricas de custo consideradas nas análises custo-benefício para o gás natural.

#### **CUSTOS COM AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES**

Foi considerado um custo de 60 euros para um contador inteligente com as funcionalidades identificadas anteriormente como Funcionalidade Simples sem *modem* de comunicações. Para um contador com Funcionalidade Avançada sem *modem* de comunicações foi considerado o valor de 110 euros.

Estes valores estão em linha com os valores considerados internacionalmente e apresentados no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA.

Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de +/- 20% sobre os valores acima indicados.

Foi considerada uma redução temporal de custos de 2% por ano até um valor máximo de 20% de redução face ao valor inicial anteriormente indicado, de modo a tomar em consideração evoluções na curva de aprendizagem e efeitos de economias de escala a nível mundial.

Para os *modems* de comunicação foi considerado um valor de 25 euros para um *modem* GPRS (variação entre 15 e 35 euros para efeitos de análise de sensibilidade), onde se inclui o custo do cartão SIM associado, e 40 euros para um *modem* de tecnologia *meshed* (neste último caso foi considerado o valor de *modems RF Mesh* como referência) (variação entre 15 e 45 euros).

Para instalação dos contadores foi considerado um custo médio de 20 euros, de acordo com a informação prestada pelos ORD.

Para os contadores inteligentes com Funcionalidade Avançada foi considerada a necessidade de substituição das baterias, com um custo equivalente de 1,45 euros por ano por contador (em linha com os valores considerados em França e em Espanha).

#### **CUSTO COM INFRAESTRUTURA DE COMUNICAÇÕES**

Conforme anteriormente referido, foram considerados os seguintes sistemas de comunicações para recolha de informação dos contadores de gás:

- Sistema de comunicações autónomo para o gás
  - Sistema 1: 80% tecnologia *meshed* e 20% GPRS;
  - Sistema 2: 100% GPRS;
- Sistema de comunicações comum à eletricidade e gás em que o contador de eletricidade recebe a informação do contador de gás (solução *multi-utility piggybacked*).

Para além dos *modems* de comunicação referidos anteriormente, no caso do Sistema 1 há ainda que tomar em consideração os custos de concentradores/coletores de dados para a tecnologia *meshed* e os custos de sistemas, equipamentos e *software*, necessários para gerir a infraestrutura de comunicações (unidirecional ou bidirecional), incluindo equipamentos para encaminhamento de dados (*routers*), equipamentos para assegurar a privacidade e a segurança na comunicação dos dados (por exemplo, *firewalls*), outros servidores e licenças.

Para os custos da tecnologia *meshed* há a considerar diversos elementos na rede (antenas, coletores e outros dispositivos), tendo o custo sido modelizado como o de um coletor com um valor de 6 000 euros (variação entre 4 000 e 8 000 euros, para análise de sensibilidade).

Para os sistemas de gestão das comunicações foi considerado um custo de 650 mil euros durante 4 anos, uma equipa até 12 pessoas e custos de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

Foram considerados custos de operação e de manutenção anuais de 1% do valor do investimento.

Nas situações em que o contador de gás usa a infraestrutura de comunicações da eletricidade para comunicar (solução *multi-utility piggybacked*) este custo foi considerado no ORD eletricidade. Na realidade, a ser implementada uma solução deste tipo, seria necessário proceder a uma repartição de custos entre o setor elétrico e o setor do gás natural. Na fase atual e para efeitos de seleção dos cenários mais favoráveis, esta simplificação não tem impactes nos resultados das análises custo-benefício.

#### **CUSTO COM COMUNICAÇÕES**

Para comunicações GPRS foram considerados custos idênticos aos indicados para a eletricidade.

Para as comunicações GPRS entre um coletor de tecnologia *meshed* e os sistemas centrais (WAN), foi considerada a utilização de fibra ótica.

Conforme anteriormente referido, nas situações em que o contador de gás usa a infraestrutura de comunicações da eletricidade para comunicar (solução *multi-utility piggybacked*) este custo foi considerado no ORD eletricidade.

#### **CUSTOS COM SISTEMAS DE INFORMAÇÃO**

Para gerir e processar toda a informação relacionada com os contadores inteligentes que é recolhida e transmitida é necessário implementar diversos sistemas e processos, designadamente:

- Infraestrutura de armazenamento de dados, servidores, *routers* e capacidade de processamento dos dados dos contadores;
- Sistema de recolha e gestão de dados;
- Gestão do parque de contadores e das operações de comunicação com o sistema de contagem inteligente (alterações contratuais, alteração de tarifários, etc);
- Gestão e disponibilização de dados aos agentes de mercado;

- Integração com os sistemas de faturação e outros sistemas corporativos;
- Novos sistemas e remodelação dos existentes para permitir o tratamento de dados de consumo mais detalhados;
- Infraestrutura para proporcionar aos consumidores acesso direto aos seus dados de consumo;
- Garantia de segurança e privacidade dos dados.

Foi considerado um custo de 10 milhões de euros durante um período de 4 anos para implementação destes sistemas. Considerou-se também um custo de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

#### **CUSTOS COM *IN-HOUSE DISPLAY* PARA EFEITOS DE FEEDBACK DIRETO**

Foram considerados pressupostos e custos idênticos aos anteriormente indicados para o IHD da eletricidade.

Nas situações em que o contador de gás usa a infraestrutura de comunicações da eletricidade para comunicar (solução *multi-utility piggybacked*) foi considerada a existência de um único IHD para a eletricidade e gás natural.

#### **CUSTOS GLOBAIS COM A IMPLEMENTAÇÃO DO *ROLL-OUT* DE CONTADORES INTELIGENTES**

Com a implementação do *roll-out* são de considerar custos de gestão, logística, processos de aquisição de contadores, formação e gestão do relacionamento com os diversos agentes e entidades envolvidas. Foi incluído nesta rubrica o custo com campanhas de sensibilização e comunicação dirigidas aos consumidores sobre contadores inteligentes. Para este efeito, foi considerado um valor de 1,8 milhões de euros por ano durante o período de *roll-out*.

#### **CUSTO DE OPORTUNIDADE DO TEMPO DOS CONSUMIDORES COM A INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES E IHD**

Com a instalação de contadores inteligentes, e também com a instalação de IHD quando ela ocorre, existe um tempo adicional que os consumidores têm de despende com o atendimento das equipas de instalação que não ocorreria se não houvesse a instalação de contadores inteligentes. O tempo dos consumidores foi valorizado a 3 euros/hora.



### **REDUÇÃO DE RENDIMENTO NA CADEIA DE VALOR POR REDUÇÃO DE CONSUMO**

A poupança efetuada pelos consumidores tem impactes nas receitas de diversos agentes da cadeia de valor.

A forma como esse efeito é repercutido nos comercializadores é incluído no modelo que suportou a realização das análises custo-benefício.

### **CUSTOS AFUNDADOS ("STRANDED COSTS")**

A introdução de contadores inteligentes implica a substituição de contadores convencionais que ainda não atingiram o seu tempo de vida contabilístico e que conseqüentemente representam ainda um ativo líquido positivo. Estes custos foram considerados nas análises custo-benefício.

### **3.3.2 BENEFÍCIOS**

O Relatório da KEMA disponível na página da ERSE na Internet apresenta de forma detalhada os benefícios considerados nas análises custo-benefício. Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais benefícios associados aos contadores inteligentes de gás natural.

### **CUSTOS EVITADOS DE AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DE CONTADORES CONVENCIONAIS**

Foi considerado um custo de 28 euros para um contador convencional, de acordo com informação validada junto do mercado. Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de +/- 20% sobre este valor.

Foi considerado um custo médio de 20 euros para a instalação de um contador convencional.

### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CONSUMO DE GÁS NATURAL POR PARTE DOS CONSUMIDORES**

Devido à redução de consumo de gás natural resultante da melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes, os consumidores obtêm uma redução na sua fatura.

Esta redução de consumo que representa um benefício para os consumidores, corresponde a uma perda de receitas para outros intervenientes na cadeia de valor, designadamente para os comercializadores de gás natural.

Conforme já anteriormente explicado, foram considerados os seguintes níveis de redução de consumo:

- 0% no caso de *Feedback* Indireto 1 (com análise de sensibilidade entre 0 e 0,5%);

- 0,5% no caso de *Feedback* Indireto 2 (com análise de sensibilidade entre 0 e 1%);
- 1% no caso de *Feedback* Direto para os consumidores que adquiram um IHD (com análise de sensibilidade entre 0,5 e 2%).

Os valores considerados tiveram em conta os baixos níveis de consumo que se observam em Portugal no segmento doméstico.

#### **BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO<sub>2</sub>**

Foi apenas contabilizado o benefício ambiental das emissões de CO<sub>2</sub> associadas à redução de consumo anteriormente referida.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO NOS CUSTOS DE LEITURA DOS CONTADORES DE GÁS**

Atualmente ocorrem 6 leituras anuais por contador, que são evitadas com a instalação de contadores inteligentes.

No cálculo dos benefícios foi considerado um custo de 25 cêntimos de euro por cada leitura de roteiro evitada. Foram também tomados em consideração os custos de leituras fora de roteiro e a sua quantidade de acordo com os dados disponibilizados pelos ORD.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO NOS CUSTOS DE ATENDIMENTO DE CHAMADAS (CALL CENTER)**

Com a introdução de contadores inteligentes reduzem-se o número de chamadas para comunicação de leituras e o número de reclamações sobre faturas por estimativa, o que resulta numa redução de custos com o *call center* e redução de custo de oportunidade do tempo despendido pelos consumidores nessas tarefas.

#### **BENEFÍCIOS RELATIVOS À MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AUMENTO DE CONCORRÊNCIA NO MERCADO RETALHISTA**

A mudança de comercializador determina o apuramento do consumo da instalação na data em que esta ocorre. Em Portugal e para o segmento de clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup>, o consumo de mudança é frequentemente apurado através de estimativas efetuadas pelo ORD com base em metodologias aprovadas pela ERSE. Com a introdução dos contadores inteligentes, o consumo de mudança passa a ser um valor real, evitando-se o recurso a estimativas.

A informação mais detalhada sobre dados de consumos dos consumidores poderá permitir aos comercializadores a apresentação de ofertas mais competitivas aos consumidores.

Foi assumido que a taxa de mudança de comercializador irá crescer até 10% (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 5% e 20%) de acordo com as situações verificadas em mercados mais maduros em termos de processo de liberalização.

#### **BENEFÍCIOS E CUSTOS ASSOCIADOS A ALTERAÇÕES NA PERIODICIDADE E MODO DE FATURAÇÃO**

Atualmente a faturação de gás natural é efetuada com a seguinte periodicidade:

- Bimestral (77% dos consumidores);
- Mensal (15% dos consumidores);
- Anual (6% dos consumidores recebem uma fatura anual, pagando um valor fixo mensal num regime de faturação designado por “Conta Certa”).

Tal como considerado para a eletricidade, é expectável que com o aumento de maturidade do processo de liberalização o número de consumidores com faturação mensal aumente. Nesse sentido, admitiu-se que com a introdução de contadores inteligentes o número de consumidores com faturação mensal venha a ser superior em 15 pontos percentuais. Este efeito faz aumentar os custos com faturação, devido aos custos de emissão de faturas em papel.

Foi considerado que o custo marginal atual de uma fatura em papel é de 0,6 euros. Para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 1 foi considerado o mesmo custo, enquanto que para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 2 foi considerado um custo de 1 euro devido ao facto de apresentarem informação mais detalhada e maior volume de informação.

É também expectável que com o aumento da maturidade do processo de liberalização o número de consumidores com faturação eletrónica aumente, tendo-se admitido que com a introdução de contadores inteligentes o número de consumidores com faturação eletrónica venha a ser superior em 10 pontos percentuais. Este efeito faz reduzir o custo com faturação, tendo sido considerado um custo de 0,07 euros por fatura eletrónica.

#### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE OPERAÇÕES LOCAIS POR PARTE DO ORD**

Com a introdução de contadores inteligentes algumas atividades podem passar a ser executadas à distância sem necessidade de fazer deslocar equipas técnicas ao local.

Foi considerado um custo de 20 euros para as atividades de corte e religação.

Estes benefícios só são possíveis com um contador de gás com funcionalidade AMM, isto é, comunicação bidirecional.

### **BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE**

Com as potenciais reduções de consumo e melhor conhecimento dos consumos para efeitos de planeamento e previsão, é expectável que ocorra uma redução nas necessidades de investimento em capacidade de armazenamento e transporte. Na realidade, trata-se de um diferimento de investimento.

Na valorização deste benefício foi considerada uma redução de 0,3% nestes investimentos e os planos de investimentos existentes e históricos.

Nos cálculos efetuados, considerou-se que este diferimento apenas ocorre próximo do fim do *roll-out*.

### **3.4 CUSTOS E BENEFÍCIOS NÃO QUANTIFICADOS**

Conforme anteriormente referido, a introdução de contadores inteligentes implica diversos custos e benefícios, alguns dos quais são de difícil quantificação. Nas situações de incerteza, designadamente quanto aos benefícios, foi adotada uma abordagem prudente sobre o eventual valor dos benefícios e custos em causa. Assim, nas análises custo-benefício efetuadas não foram quantificados, entre outros, os seguintes aspetos:

- Benefícios associados à possibilidade de uma gestão mais eficiente da produção descentralizada de eletricidade, designadamente a partir de fontes renováveis. Estes benefícios não foram quantificados devido ao nível de incerteza e necessidade de investigação adicional sobre esta matéria.
- Benefícios associados à eventual possibilidade de uma maior incorporação da micro-produção no sistema elétrico.
- Benefícios associados à eventual facilitação de uma implementação de veículos elétricos (VE).
- Benefícios associados à facilitação da evolução para redes elétricas inteligentes (*smartgrid*). Embora se considere que uma estrutura de contadores inteligentes é necessária para fazer a transição da situação atual para redes elétricas inteligentes, trata-se de benefícios ainda muito incertos e que requerem investigação adicional.
- Permitir contadores inteligentes de água no caso de soluções *multi-utility*.
- Valor residual dos contadores convencionais substituídos antes do final da sua vida útil (valor residual foi considerado nulo).
- Serviços de valor acrescentado. Os contadores inteligentes podem proporcionar o desenvolvimento e disponibilização de novos serviços por diferentes agentes no mercado, designadamente comercializadores e empresas que prestam serviços de energia ("ESCO" na terminologia anglo-saxónica). A quantificação dos benefícios associados à prestação destes

serviços encerra ainda uma elevada incerteza que depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado.

- Serviços de gestão de consumos para os consumidores que desejem melhorar a sua eficiência energética e a possibilidade de gestão de equipamentos nas suas instalações. A quantificação destes benefícios encerra ainda uma elevada incerteza e depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado.
- Efeitos sobre diversos setores da economia. Existe uma complexa interligação de efeitos que encerram um elevado nível de incerteza. A introdução dos contadores inteligentes terá impactes em diversos setores, designadamente nas telecomunicações (prestação de serviços adicionais), fornecimento de equipamentos e de contadores inteligentes, prestação de serviços, que poderão ser substituídos por automação de diversas atividades (leituras, interrupção e restabelecimento do fornecimento, etc), entre outros.
- Benefício associado com a melhoria das operações relacionadas com cobranças e recuperação de dívidas de clientes.
- Efeitos sobre receitas fiscais. Existe uma complexa interligação de efeitos, que encerram um elevado nível de incerteza e a necessidade de investigação adicional e de maior detalhe.
- Não foi quantificado o risco dos contadores inteligentes se tornarem obsoletos antes do fim da vida útil, como consequência de evoluções tecnológicas atualmente imprevisíveis.

### **3.5 ANÁLISE GLOBAL DOS CENÁRIOS ANALISADOS**

Os resultados das análises custo-benefício são apresentados com todo o detalhe no “Relatório 3E/G: Análise Custo-Benefício para os setores da eletricidade e do gás natural”, da KEMA, disponível na página da ERSE na Internet<sup>7</sup>. Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais resultados obtidos com as análises custo-benefício.

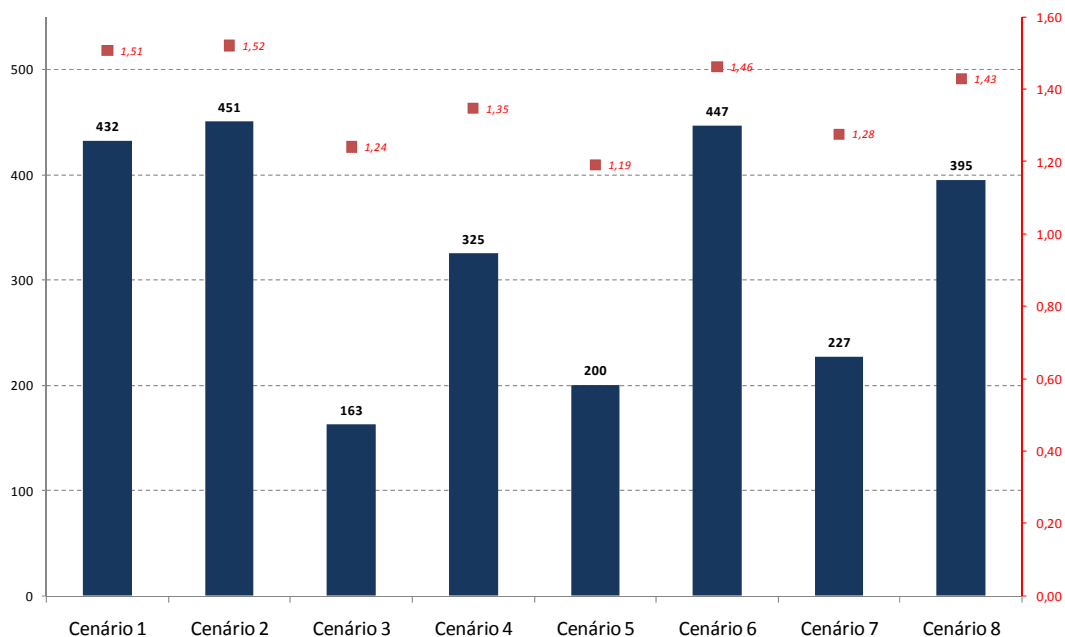
#### **3.5.1 ELETRICIDADE**

Na Figura 3-1 e no Quadro 3-1 são apresentados os resultados para os diferentes cenários que consideram autonomamente o *roll-out* de contadores de eletricidade. Estes resultados consideram apenas os custos e benefícios dos consumidores e operadores de redes.

---

<sup>7</sup> Ver Capítulo IX do Relatório 3E/G da KEMA.

Figura 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€2012) dos benefícios e custos

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1284	1316	839	1261	1252	1414	1050	1316
<b>Custos (MEUR)</b>	-852	-865	-677	-936	-1052	-967	-822	-920

Fonte: KEMA

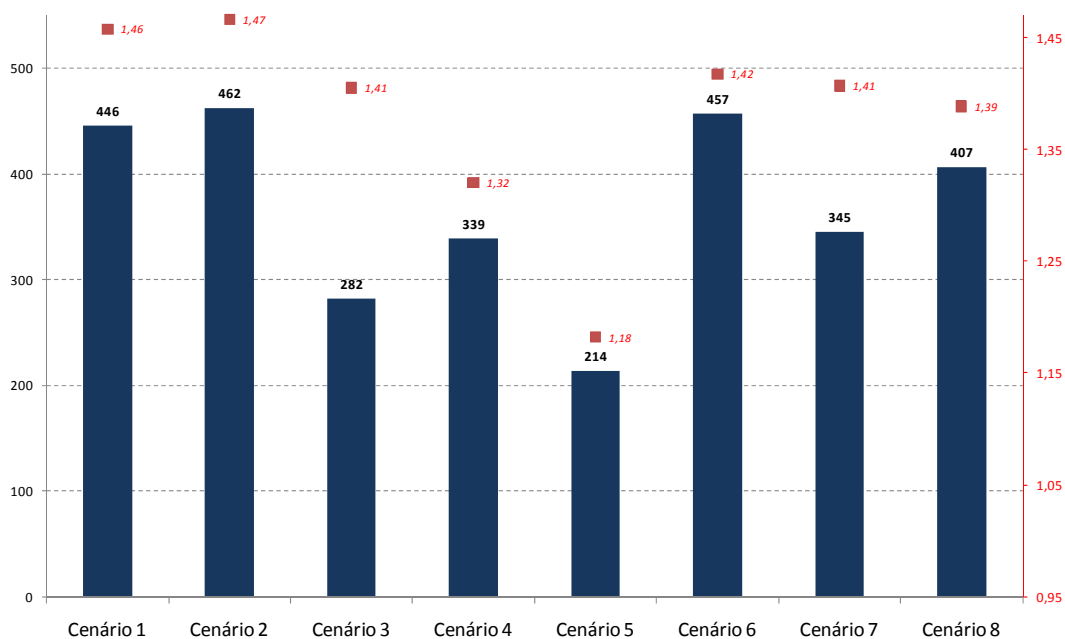
Todos os cenários apresentam um Valor Atualizado Líquido (VAL) positivo e um rácio entre os benefícios e os custos superior a 1. O Cenário 2 é o que se revela mais favorável com um VAL de 451 milhões de euros e um rácio benefício/custo de 1,52.

Na Figura 3-2 e no Quadro 3-2 apresentam-se os resultados obtidos quando se adicionam os custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade, designadamente:

- Redução de receitas (margem) devido à redução de consumo;
- Investimento e custos operacionais em sistemas de informação;
- Benefícios da redução de fraude;
- Benefícios da redução de chamadas no atendimento telefónico (*Call Center*) relacionadas com reclamações e pedidos de informação;

- Redução de receitas (margem) devido ao aumento de concorrência entre comercializadores no mercado de eletricidade.

**Figura 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) 2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1419	1454	979	1396	1387	1552	1193	1454
<b>Custos (MEUR)</b>	-974	-992	-696	-1057	-1173	-1095	-848	-1047

Fonte: KEMA

Da análise da Figura e do Quadro anteriores, verifica-se que todos os cenários apresentam um VAL positivo. Para os pressupostos considerados, o efeito líquido dos custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade conduz a um aumento do VAL.

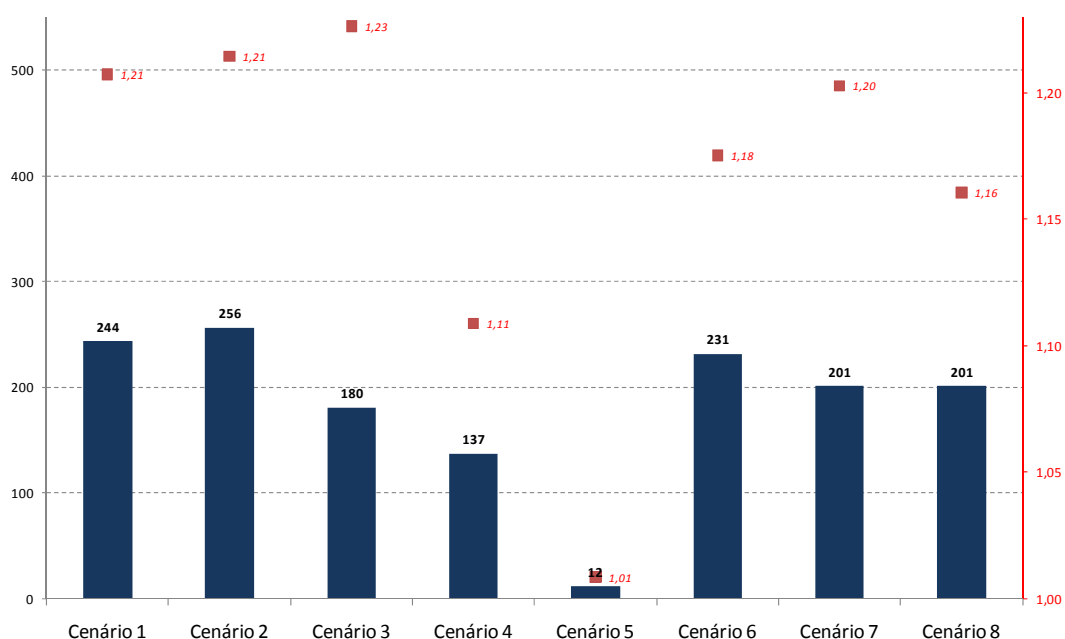
De modo a incluir na análise os efeitos sobre os produtores de eletricidade, foram considerados os seguintes custos e benefícios:

- Benefício associado ao diferimento de investimento em aumentos de capacidade;

- Redução de receitas (margem) devido a redução de consumo;
- Redução de receitas (margem) devido a transferência de consumo das horas de ponta para outros períodos de menor consumo (preços mais reduzidos).

Os resultados obtidos considerando a cadeia de valor mais completa são apresentados na Figura 3-3 e no Quadro 3-3.

**Figura 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1418	1452	977	1395	1386	1551	1192	1452
<b>Custos (MEUR)</b>	-1174	-1196	-797	-1258	-1374	-1320	-991	-1251

Fonte: KEMA

Nesta análise, todos os cenários apresentam VAL positivos. A redução do valor dos VAL face à análise anterior é justificada principalmente pela perda de rendimento dos produtores associada à redução de consumo e à transferência de consumo para períodos com preços mais baixos.

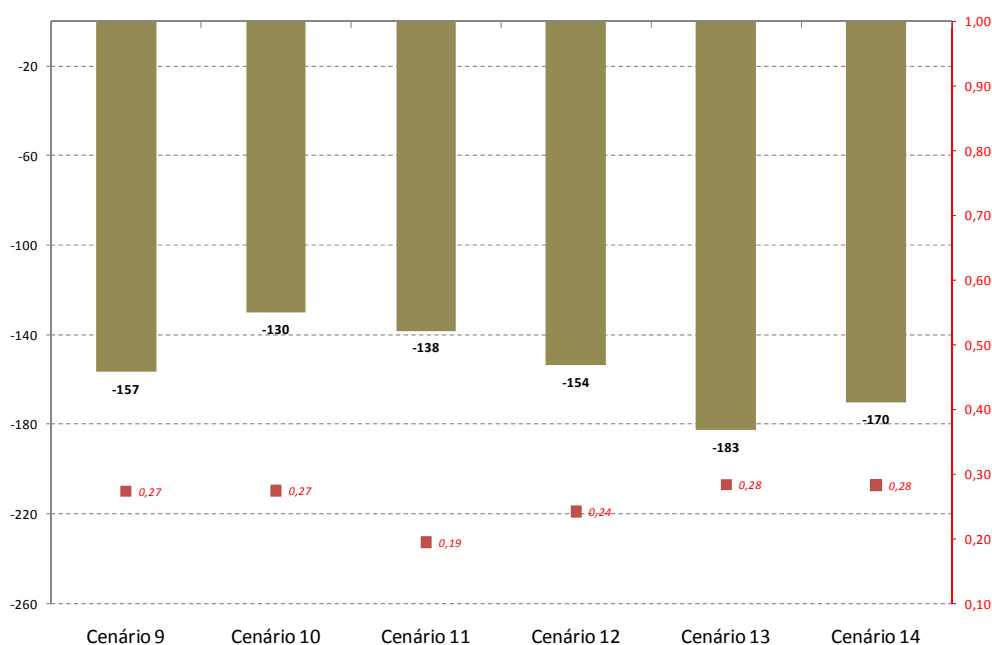


De acordo com os resultados das análises custo-benefício, considerando os diferentes perímetros de análise apresentados, o cenário mais favorável corresponde ao Cenário 2 que é objeto de análises mais detalhadas no ponto 3.6.

### 3.5.2 GÁS NATURAL

Na Figura 3-4 e no Quadro 3-4 são apresentados os resultados para os diferentes cenários que consideram autonomamente o *roll-out* de contadores de gás natural. Estes resultados consideram apenas os custos e benefícios dos consumidores e operadores de redes.

**Figura 3-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 9	Cenário 10	Cenário 11	Cenário 12	Cenário 13	Cenário 14
<b>Benefícios (MEUR)</b>	59	49	33	49	72	67
<b>Custos (MEUR)</b>	-216	-179	-172	-203	-255	-237

Fonte: KEMA

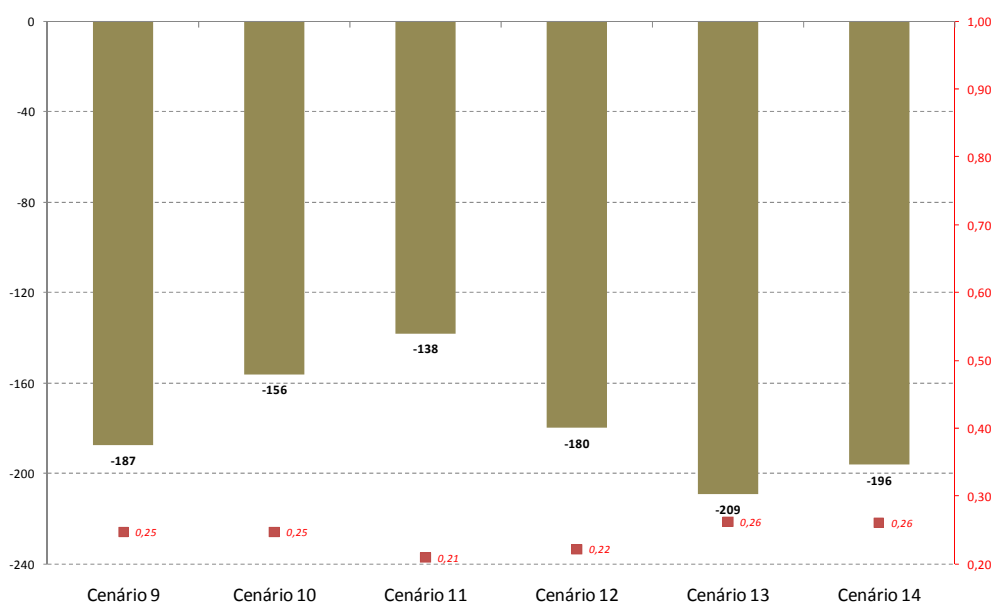
Todos os cenários apresentam um Valor Atualizado Líquido (VAL) negativo e um rácio entre os benefícios e os custos inferior a 0,3.

Os valores anteriormente apresentados ainda assumem valores mais desfavoráveis quando se incluem os custos e benefícios relacionados com os comercializadores de gás natural, designadamente:

- Redução de receitas (margem) devido à redução de consumo;
- Investimento e custos operacionais em sistemas de informação;
- Benefícios da redução de chamadas no atendimento telefónico (*Call Center*) relacionadas com reclamações e pedidos de informação;
- Redução de receitas (margem) devido ao aumento de concorrência entre comercializadores no mercado de gás natural.

Os resultados, considerando também os custos e benefícios relacionados com os comercializadores, são os que constam na Figura 3-5 e Quadro 3-5.

**Figura 3-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 9	Cenário 10	Cenário 11	Cenário 12	Cenário 13	Cenário 14
Benefícios (MEUR)	61	51	36	51	74	69
Custos (MEUR)	-249	-207	-175	-231	-283	-265

Fonte: KEMA

Os resultados das análises custo-benefício para os 6 cenários considerados apresentam um VAL negativo e rácios benefício/custo muito reduzidos (inferiores a 0,30). Estes resultados refletem o facto dos benefícios esperados da instalação de contadores inteligentes de gás natural serem reduzidos quando comparados com os decorrentes da instalação de contadores inteligentes de eletricidade. Com efeito, os benefícios associados à redução de consumos assumem valores com pouco significado no setor do gás natural. De referir ainda que no gás natural não existem benefícios pela modulação do consumo diário, uma vez que o preço não varia durante o dia como acontece na eletricidade. Também as reduções de custos operacionais de redes (possibilidade de prestar serviços remotamente) são mais reduzidas no setor do gás natural, designadamente por razões de segurança.

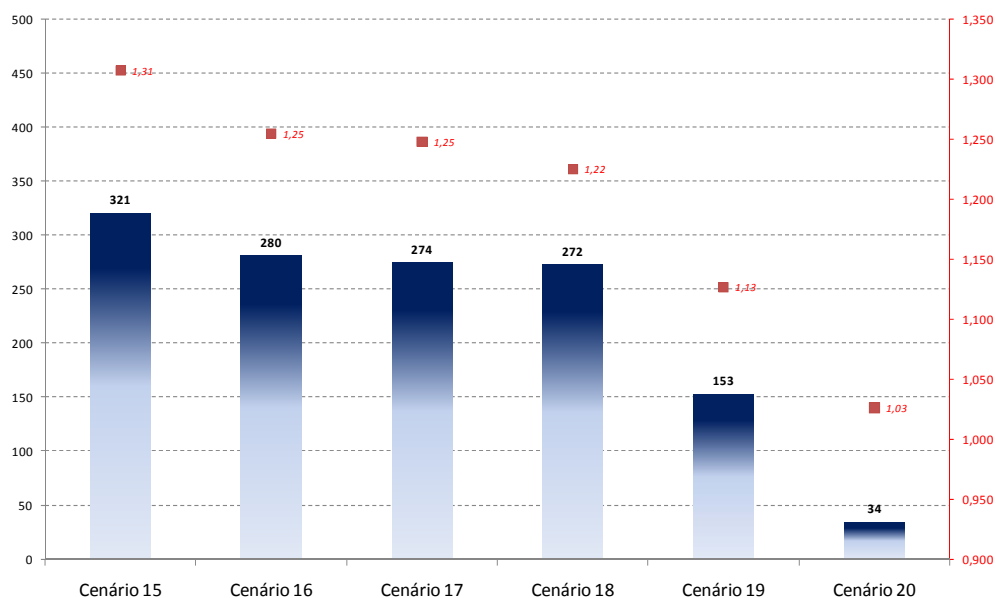
É igualmente de referir como aspetos que contribuem negativamente para esta avaliação a incerteza ainda existente relativamente à fiabilidade da tecnologia dos contadores inteligentes de gás natural e os consumos relativamente reduzidos que se verificam em Portugal.

Face aos resultados das análises custo-benefício e pelas razões anteriormente apresentadas, considera-se que não estão criadas as condições para avançar com o *roll-out* dos contadores inteligentes de gás natural, devendo este assunto ser reanalisado no âmbito de um novo estudo a realizar dentro de alguns anos.

### 3.5.3 ELETRICIDADE E GÁS NATURAL

Na Figura 3-6 e no Quadro 3-6 são apresentados os resultados para os diferentes cenários que consideram conjuntamente o *roll-out* de contadores de eletricidade e de gás natural. Estes resultados consideram os custos e benefícios dos consumidores e operadores de redes.

**Figura 3-6 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-6 - Eletricidade e Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 15	Cenário 16	Cenário 17	Cenário 18	Cenário 19	Cenário 20
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1365	1383	1383	1484	1359	1350
<b>Custos (MEUR)</b>	-1044	-1102	-1108	-1212	-1206	-1316

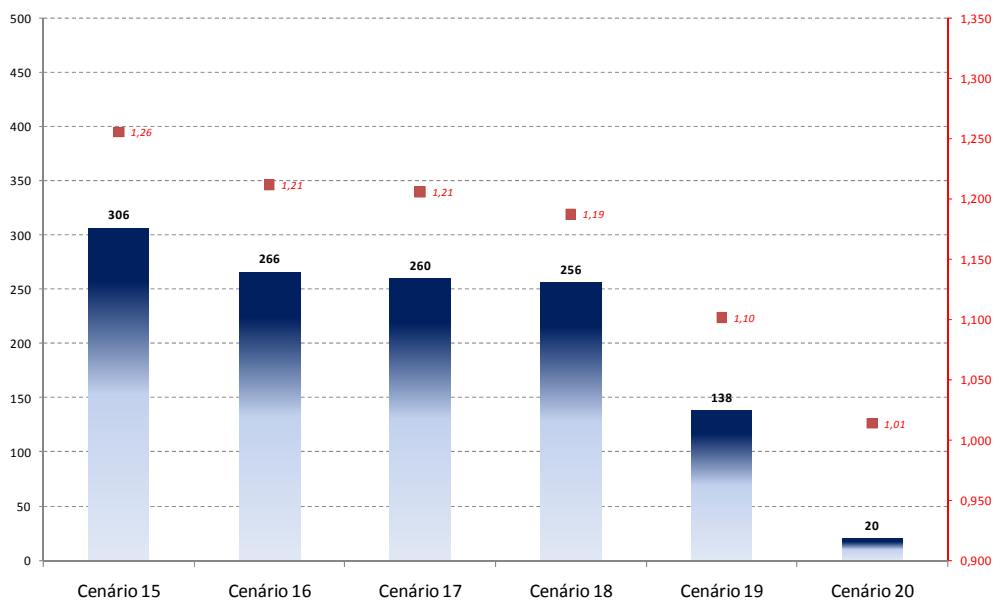
Fonte: KEMA

Os cenários analisados apresentam um VAL positivo que resulta dos valores obtidos para o setor elétrico serem superiores, em valor absoluto, aos VAL negativos dos cenários correspondentes aos contadores de gás natural. Conforme analisado no ponto anterior, o contributo marginal dos contadores de gás natural é negativo.

Os valores do VAL dos diferentes cenários assumem valores mais desfavoráveis quando se consideram os custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade e de gás natural.

Os resultados, considerando também os custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade e de gás natural, são os que constam na Figura 3-7 e Quadro 3-7.

**Figura 3-7 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

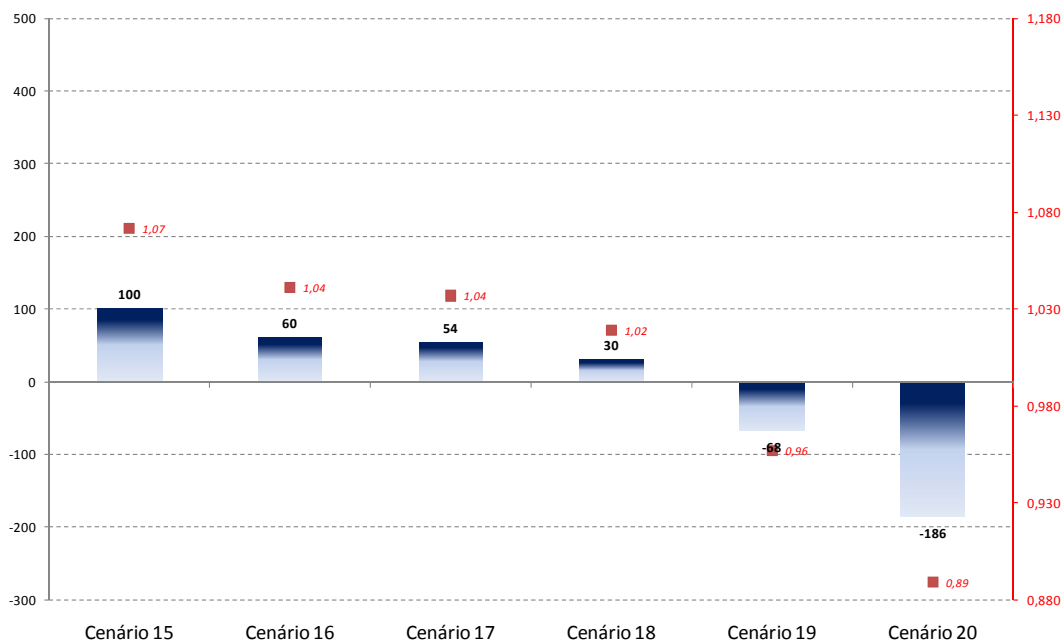
**Quadro 3-7 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 15	Cenário 16	Cenário 17	Cenário 18	Cenário 19	Cenário 20
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1505	1523	1523	1624	1499	1490
<b>Custos (MEUR)</b>	-1199	-1257	-1263	-1368	-1361	-1471

Fonte: KEMA

Incluindo na análise também os custos e benefícios dos produtores de eletricidade, os resultados são os apresentados na Figura 3-8 e no Quadro 3-8.

**Figura 3-8 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: KEMA

**Quadro 3-8 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€2012) dos benefícios e custos**

	Cenário 15	Cenário 16	Cenário 17	Cenário 18	Cenário 19	Cenário 20
<b>Benefícios (MEUR)</b>	1503	1521	1521	1623	1497	1489
<b>Custos (MEUR)</b>	-1403	-1461	-1467	-1593	-1565	-1675

Fonte: KEMA

Verifica-se, assim, que quando se considera o perímetro de análise mais alargado, as análises custo-benefício revelam valores do VAL negativos para os cenários 19 e 20 e marginalmente positivos para os restantes cenários.

Na análise destes cenários consideram-se válidas as razões apresentadas no final do ponto 3.5.2, pelo que se considera que não estão criadas as condições para avançar com o *roll-out* dos contadores inteligentes de gás natural, devendo este assunto ser reanalisado no âmbito de um novo estudo a realizar dentro de alguns anos.

### 3.6 ANÁLISE DO CENÁRIO MAIS FAVORÁVEL PARA A ELETRICIDADE – CENÁRIO 2

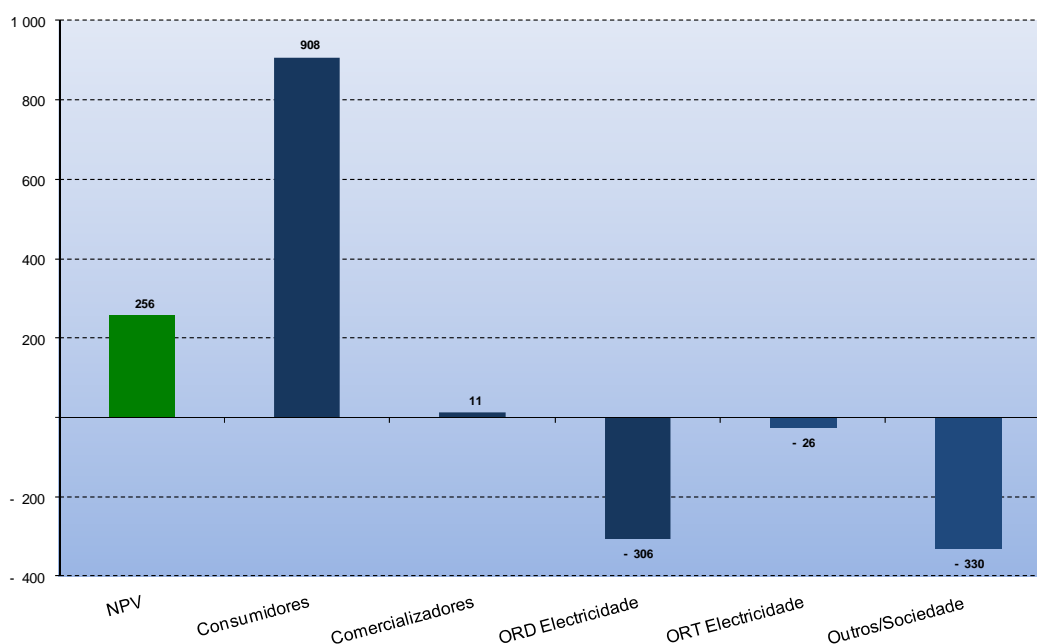
O Cenário 2 apresenta o VAL e o rácio benefício/custo mais elevados. Por essa razão, para este Cenário são apresentadas nesta secção as seguintes análises adicionais:

- Análise por agente da cadeia de valor;
- Análise do VAL dos itens de custo e benefício;
- Principais resultados das análises de sensibilidade;
- Análise de sensibilidade a um *roll-out* para consumidores de eletricidade de maior consumo (potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA).

#### 3.6.1 ANÁLISE POR AGENTE DA CADEIA DE VALOR

Na Figura 3-9 analisa-se o VAL do Cenário 2 por agente da cadeia de valor, incluindo consumidores, operadores de redes, comercializadores e outros/sociedade (produtores).

Figura 3-9 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor



Fonte: KEMA

Verifica-se que os benefícios são capturados pelos consumidores e marginalmente pelos comercializadores, em grande medida devido à poupança de energia (consideradas de 2% no Cenário 2) e transferência de consumos de horas cheias para outras horas de menor consumo, assumindo que a

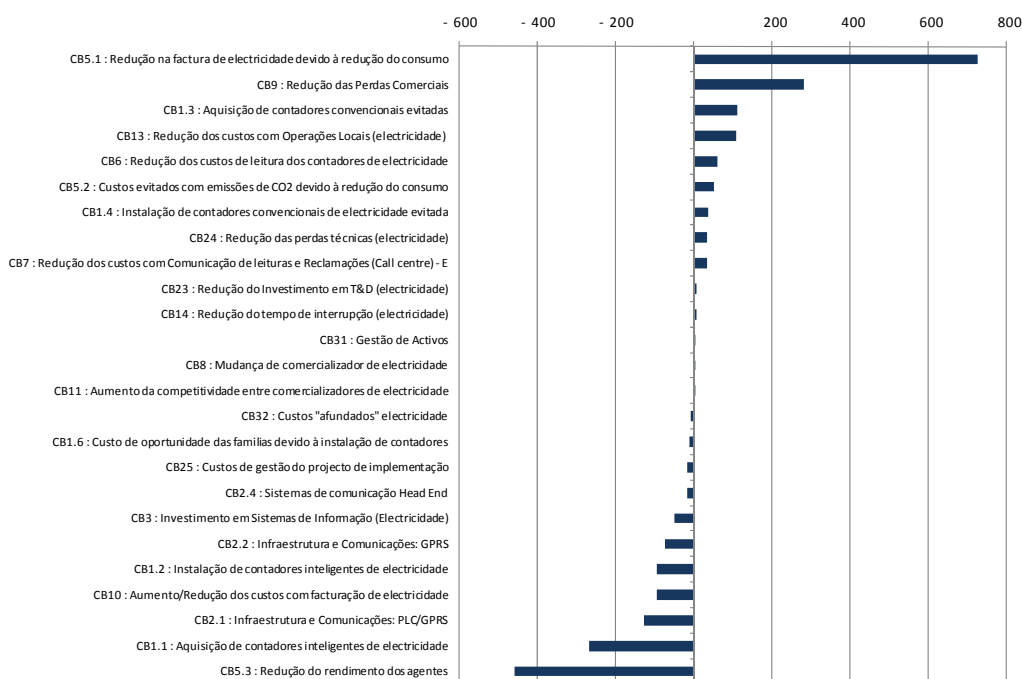
evolução de preços não é alterada, ou seja, não está refletida qualquer realocação de custos e benefícios entre agentes (uma vez que se trata de uma decisão regulatória, nomeadamente no que diz respeito aos custos associados ao ORD e ORT).

Os custos refletem-se sobre ORD, ORT e Outros/Sociedade (produtores), uma vez que é sobre estes que recaem, em primeira análise, os custos de investimento (ORD) e o efeito da redução e alteração de padrão de consumos. Os impactes da instalação de contadores inteligentes de eletricidade nos custos e proveitos do ORD são analisados no Capítulo 4.

### 3.6.2 ANÁLISE DOS ITENS DE CUSTO E BENEFÍCIO

Os custos e benefícios no Cenário 2 são apresentados na Figura 3-10. Os itens estão organizados desde o benefício de maior valor até ao custo de maior valor, sempre numa ótica de VAL ao longo do período de análise. Os valores apresentados consideram a cadeia de valor que inclui os consumidores, operadores das redes, comercializadores e produtores.

Figura 3-10 - VAL (M€) por item de custo e de benefício



Fonte: KEMA

Da análise da Figura 3-10 destaca-se o peso dos seguintes benefícios:

- Redução de consumo por parte dos consumidores;



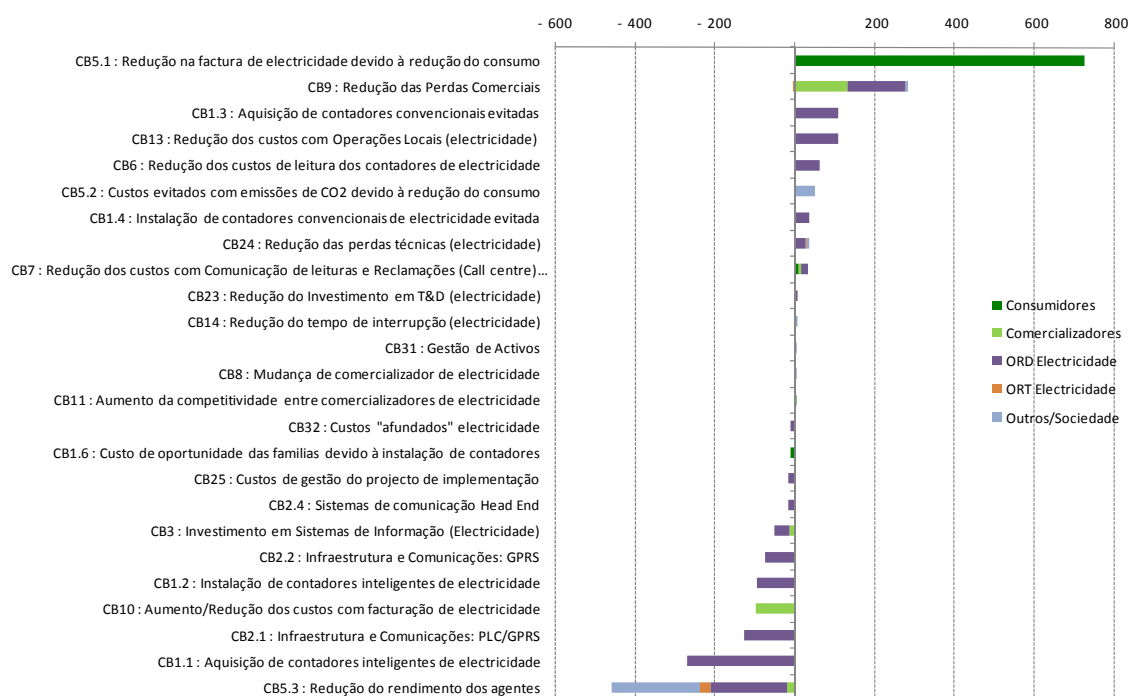
- Redução de perdas comerciais (fraudes);
- Custos evitados com a aquisição de contadores convencionais;
- Redução de custos com atividades operacionais locais, incluindo leituras dos contadores;
- Custos ambientais evitados (redução de CO<sub>2</sub>), redução de perdas técnicas, redução de custos com *call-center*, entre outros.

Na componente de custos destacam-se:

- Redução de rendimento dos agentes de mercado em contrapartida da redução de consumo por parte dos consumidores;
- Aquisição (e instalação) de contadores inteligentes;
- Custos relativos à infraestrutura de comunicações;
- Custos com sistemas de informação e de toda a gestão do projeto (onde se incluem também as campanhas de sensibilização e informação dos consumidores).

Na Figura 3-11 é apresentada a distribuição dos custos e benefícios por agente de mercado.

Figura 3-11 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado



Fonte: KEMA

### 3.6.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE<sup>8</sup>

Diversos parâmetros com peso importante nas análises custo-benefício carecem de informação precisa ou correspondem a previsões de evolução para as quais o nível de certeza é limitado. Por essa razão, procedeu-se a análises de sensibilidade face a esses parâmetros. Seguidamente apresentam-se para o Cenário 2 os principais resultados das análises de sensibilidade para os diferentes perímetros das análises custo-benefício efetuadas.

#### **CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA OS CONSUMIDORES E OPERADORES DE REDES**

As variáveis com maior influência nos resultados são as seguintes:

- Taxa de atualização (no Cenário 2 foi considerado 10%)
  - Mesmo considerando uma taxa de atualização de 12% verifica-se um VAL superior a 250 milhões de euros;
  - Com taxas de atualização de cerca de 8-9% verifica-se um VAL superior a 700 milhões de euros;
- Percentagem de redução de consumo (no Cenário 2 foi considerada uma redução de 2%)
  - Mesmo considerando uma redução de consumo de apenas 1% verifica-se um VAL superior a 250 milhões de euros;
  - Com reduções de consumo de cerca de 3% verifica-se um VAL superior a 600 milhões de euros;
- Variação do preço da eletricidade (acima da inflação): no cenário foi considerado 0%
  - Caso se considere que o preço da eletricidade aumente 2%, para além do aumento com inflação considerado no modelo (ou seja, aumente 2% em termos reais), verifica-se um VAL superior a 750 milhões de euros;
- Custo dos equipamentos contadores inteligentes
  - Mesmo com valores de custo para os contadores inteligentes (sem *modem*) de cerca de 85 euros, verifica-se um VAL superior a 300 milhões de euros;
- Número de leituras evitadas: foi considerado que no cenário BAU se mantinham 4 leituras anuais, sendo que a análise de sensibilidade testa até ao caso em que no cenário BAU se efetuam leituras mensais (nesse caso, a redução do custo de leituras no terreno é muito significativa)

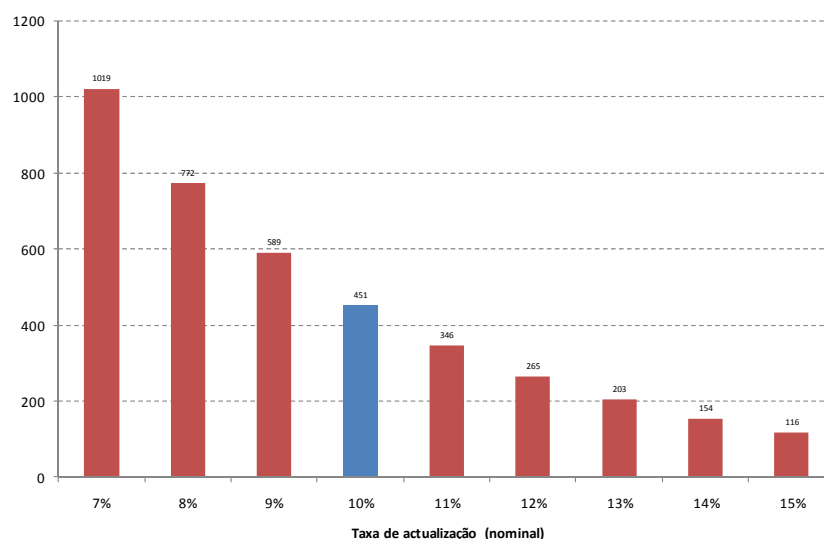
---

<sup>8</sup> Ver Capítulo X do Relatório 3E/G da KEMA.

- Verifica-se que caso exista a obrigatoriedade de leituras bimestrais, o benefício resultante da introdução de contadores inteligentes aumenta, resultando num VAL de cerca de 500 milhões de euros;
- Caso exista a obrigatoriedade de leituras mensais, o benefício resultante da introdução de contadores inteligentes é ainda superior, resultando num VAL superior a 550 milhões de euros.

A Figura 3-12 apresenta uma análise de sensibilidade mais alargada face ao parâmetro taxa de atualização. Verifica-se que mesmo com uma taxa de atualização de 15% o VAL é superior a 100 milhões de euros.

**Figura 3-12 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)**

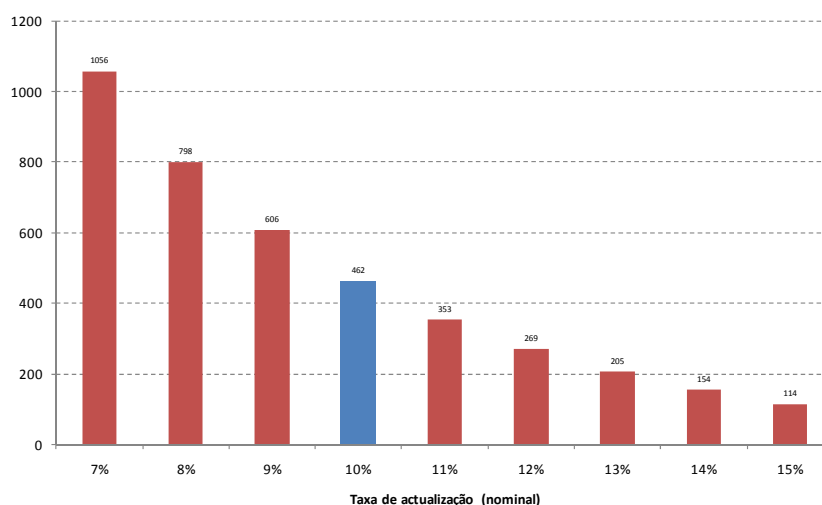


Fonte: KEMA

### **CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA CONSUMIDORES, OPERADORES DE REDES E COMERCIALIZADORES**

A Figura 3-13 apresenta uma análise de sensibilidade face ao parâmetro taxa de atualização, no caso de se incluir os comercializadores no perímetro da cadeia de valor. Verifica-se que com uma taxa de atualização de 15% o VAL é ainda superior a 100 milhões de euros.

Figura 3-13 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)

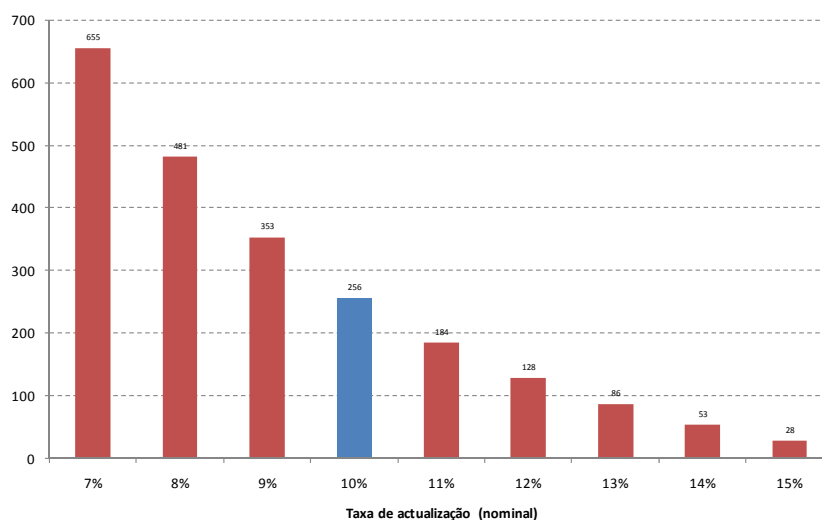


Fonte: KEMA

#### CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA CONSUMIDORES, OPERADORES DE REDES, COMERCIALIZADORES E PRODUTORES

A Figura 3-14 apresenta uma análise de sensibilidade face ao parâmetro taxa de atualização, considerando também os produtores no perímetro da cadeia de valor. Verifica-se que para uma taxa de atualização de 15% o VAL ainda é positivo. O VAL torna-se negativo (- 8 milhões de euros) para uma taxa de atualização de 17%.

Figura 3-14 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)



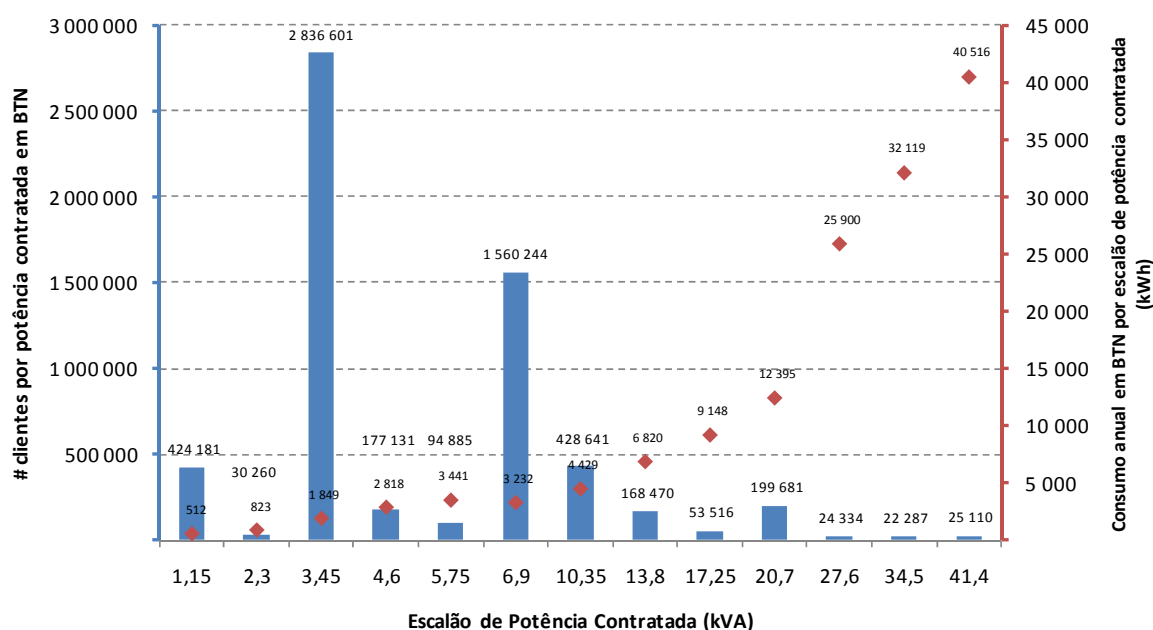
Fonte: KEMA

### 3.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE A UM *ROLL-OUT* PARA CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE DE MAIOR CONSUMO (POTÊNCIA CONTRATADA IGUAL OU SUPERIOR A 6,9 kVA)

As análises efetuadas consideraram igualmente a possibilidade de implementar um *roll-out* para os clientes de eletricidade de maiores consumos (potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA). A justificação para esta análise é a de que clientes com consumos mais elevados oferecem um maior potencial de redução de consumo e assim benefícios (unitários) mais elevados.

A situação em Portugal, para a BTN, em termos de número de clientes por escalão de consumo é a que apresenta na Figura 3-15, onde se verifica que grande parte dos consumidores se encontra nos escalões de 6,9 kVA e de 3,45 kVA.

Figura 3-15 - Caracterização dos consumos em BTN



Fonte: KEMA

Incluir numa primeira fase de *roll-out* os consumidores com potência contratada de 6,9 kVA ou superior, corresponderia a cerca de 41% dos consumidores em BTN. Tal facto tem implicações em termos do desempenho do sistema de telecomunicações selecionado. Com efeito, a tecnologia PLC e todas as tecnologias *meshed* necessitam de uma certa densidade geográfica de contadores de modo a que o desempenho das comunicações seja adequado. Com apenas 41% de contadores, o número de situações em que se poderia usar tecnologia *meshed* (como PLC ou outra) seria muito limitado. Em consequência seria necessário considerar a utilização da opção GPRS (ou outras ponto-a-ponto que não dependessem de uma densidade geográfica de contadores). No entanto, como analisado anteriormente, uma solução com elevada utilização de GPRS como forma de comunicação entre os contadores e os

sistemas centrais apresenta diversos aumentos de custo, tendo-se tomado em consideração a informação prestada pelo ORD para uma situação de potencial *roll-out* segmentado.

O *roll-out* para consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA foi quantificado com o modelo elaborado pela KEMA para efetuar as análises custo-benefício, tendo-se tomado em consideração o seguinte:

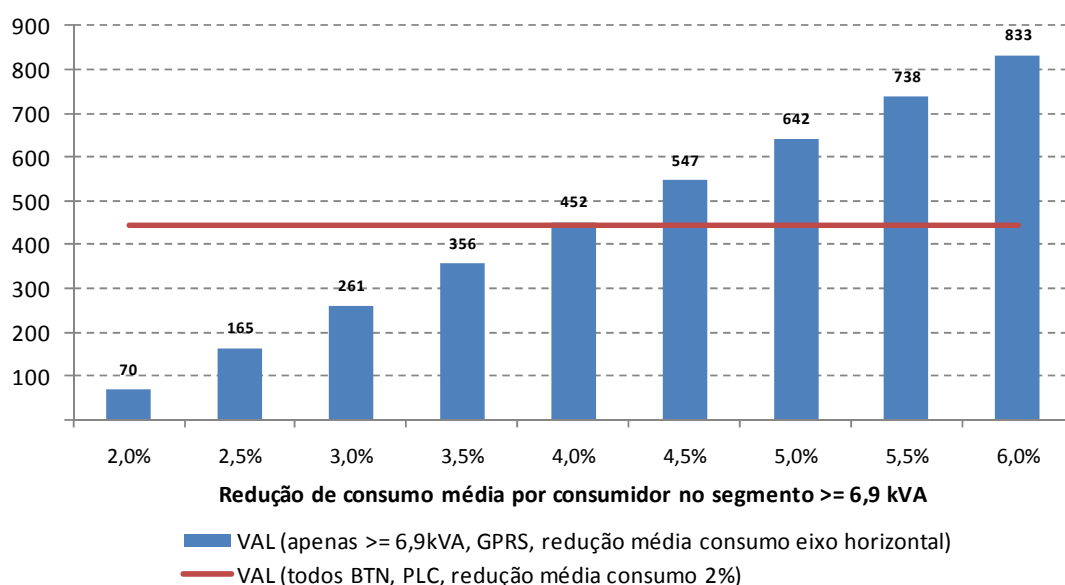
- O *roll-out* incide exclusivamente nos consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA, ou seja, cerca de 2,6 milhões de contadores (em vez dos mais de 6 milhões do total nacional).
- *Roll-out* entre 2014 e 2022;
- Consumo médio unitário (por residência ou por estabelecimento) para os consumidores nesse escalão ( $\geq 6,9$  kVA) de 5 406 kWh (em vez de 3 264 kWh, correspondentes à média nacional BTN).
- Custos acrescidos de instalação de contadores inteligentes e de leitura dos contadores dos restantes consumidores (devido à dispersão das instalações). De acordo com a informação do ORD, uma instalação dispersa obriga a um planeamento e método de organização da instalação distintos e mais onerosos do que uma instalação sequencial e geográfica. Adicionalmente, a produtividade das equipas de instalação seria afetada de forma negativa, pois para instalar o mesmo número de contadores por dia, teriam de percorrer distâncias maiores. É estimado um agravamento de cerca de 35%.
- Custos de equipamento e *modems* correspondentes a GPRS para os cerca de 2,6 milhões de contadores instalados.
- Custos de comunicações GPRS com um valor de 0,75 euros por subscrição por contador, em vez de 0,6 euros como considerado na situação 100% GPRS para a totalidade dos contadores. Face a um cenário PLC, a solução GPRS tem associados todos os custos de comunicações entre o contador e os sistemas centrais, o que onera a solução, mesmo tendo em conta que o custo unitário poderia ser inferior por efeito de negociação de volume.
- Custos de manutenção de dois sistemas de leitura simultaneamente (local e remota), numa mesma geografia, implicando também aumento dos custos de leitura em roteiro, estimado em cerca de 50%.
- Redução dos benefícios associados à utilização de tecnologia GPRS face a outras tecnologias (como PLC ou *RF Mesh*).
- Redução dos benefícios associados à exploração e planeamento da rede. Menor facilidade de efetuar balanço energético ao nível da rede de baixa tensão. Redução dos benefícios relacionados com a gestão de cargas (por exemplo, com veículo elétrico), gestão de micro-geração, e operação e manutenção dos postos de transformação.

- Redução de consumo por consumidor em média de 3% (no caso de *Feedback* Indireto 2), em vez de 2% como considerado para o caso em que se consideram os mais de 6 milhões de consumidores BTN; com efeito, a maioria dos estudos apontam para o facto de consumidores de maior consumo apresentarem um potencial de poupança superior a consumidores de menor consumo.

Entre os potenciais benefícios de uma instalação maioritariamente GPRS em termos económico-financeiros contar-se-ia, principalmente, a redução de investimento em DTC.

Os resultados são os que se apresentam na Figura 3-16, onde se faz variar a percentagem de redução média de consumo acima referida, e se apresenta também o VAL obtido anteriormente para o Cenário 2 (considerando na cadeia de valor consumidores e operadores de redes).

**Figura 3-16 - VAL (M€) para um *roll-out* parcial na eletricidade (consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA)**



Fonte:KEMA

Como se pode verificar da análise da Figura 3-16, o cenário de *roll-out* parcial apresenta uma elevada sensibilidade à percentagem de redução de consumo estimada para o segmento de consumidores onde são instalados os contadores inteligentes. O VAL deste cenário seria próximo do obtido para o Cenário 2 (redução de consumo de 2%) caso se verificasse uma redução de consumo dos consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA de 4%.





## 4 IMPACTES DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

No presente Capítulo pretende-se analisar o impacte da instalação de contadores inteligentes de eletricidade nos custos e proveitos do operador da rede de distribuição, bem como os impactes nas tarifas e faturas do segmento de clientes em baixa tensão normal (BTN).

### 4.1 IMPACTES NOS CUSTOS E PROVEITOS DO ORD

A análise do impacte da instalação de contadores inteligentes nas tarifas no segmento de BTN foi realizada unicamente para Portugal continental, considerando os cenários que revelaram análises custo-benefício mais favoráveis (cenários 1 e 2). No que respeita às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, importa referir que algumas das especificidades dos seus sectores elétricos não foram explicitamente incorporadas na análise efetuada, designadamente as seguintes:

- Redução de economias de escala associadas à aquisição e instalação de equipamentos e sistemas de informação, dado o menor número de consumidores e a menor dimensão dos respetivos operadores das redes de distribuição;
- Aumento dos benefícios provenientes da redução de consumo, devido a um custo médio de produção de energia elétrica superior devido ao *mix* energético baseado essencialmente em combustíveis fósseis (fuelóleo e gasóleo);
- Aumento dos custos evitados nas operações comerciais devido à diferente organização dos serviços, com maior recurso a meios próprios e menor a fornecimentos e serviços externos.

Contudo, é expectável que estes efeitos de sentido contrário se compensem e que os resultados das análises custo-benefício para o caso específico das Regiões Autónomas sejam semelhantes ao obtido para Portugal continental.

Nos cenários analisados o *roll out* de instalação de contadores decorrerá a partir de 2014 (cenário 2) ou de 2016 (cenário 1), sendo que em 2020 cerca de 80% dos clientes de BTN terão este tipo de contadores instalados, atingindo a quase totalidade dos clientes em 2022.

Os contadores encontram-se contabilizados como um ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) do operador da rede de distribuição (ORD). No entanto, ao abrigo da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, os encargos com ativos de contagem não são suportados pelos consumidores de energia elétrica, nem integrados nas tarifas de energia elétrica.

Os proveitos permitidos da atividade de DEE englobam os custos de funcionamento, a remuneração dos ativos e outros custos, nomeadamente, os planos de reestruturação de efetivos e os custos com rendas

de concessão pagas aos municípios. Os custos desta atividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

#### **METODOLOGIA DE REGULAÇÃO APLICADA AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação uma atividade regulada por *price cap*, metodologia aplicada aos custos operacionais (OPEX) e aos custos com capital (CAPEX), com uma evolução indexada à taxa de inflação deduzida dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. A partir de 2012 esta metodologia passou a ser aplicada apenas ao OPEX da atividade de DEE, sendo os custos com capital analisados separadamente. Deste modo, o ativo regulado é remunerado ao custo de capital definido para a atividade, integrando as respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

Esta separação tem a virtude de permitir a integração nos proveitos permitidos do investimento associado à inovação, designadamente as chamadas "redes inteligentes", incentivando-o mas sem deixar de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas.

No que respeita ao investimento no âmbito das "redes inteligentes", estes foram aceites até à data nos proveitos permitidos para efeitos de regulação sem serem diferenciados dos restantes investimentos. Porém, considerou-se que o desenvolvimento e implementação a nível nacional de "redes inteligentes", implica a necessidade de criação de um quadro regulatório adequado através da sua diferenciação face a investimentos convencionais. Assim, para o período regulatório 2012-2014, a base de ativos das designadas "redes inteligentes" será remunerada com um prémio de risco, de 1,5%, que acresce à taxa de remuneração dos ativos de "rede convencional".

Além disso, foi estabelecido, no documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2012", de dezembro de 2011, que o risco tecnológico inerente ao carácter pioneiro dos investimentos em "rede inteligentes", designadamente a necessidade de abates de equipamentos e a consequente substituição dos mesmos, terá que ser suportado pelo ORD. Foi, também, estabelecido que o acréscimo de risco, compensado pela diferenciação do custo de capital deste tipo de investimento, face ao custo de capital do restante investimento em infraestruturas de distribuição de energia elétrica não deverá manter-se para além do período de maturação da tecnologia aplicada.

No que diz respeito aos custos de exploração das redes de distribuição, os benefícios decorrentes da inovação resultam, por um lado, do incremento da automatização dos processos que implica uma menor necessidade de recursos para a operação das redes e, por outro lado, de uma monitorização e recolha de dados alargada na rede, que facilitará a tomada de decisão operacional, potenciará as atuações preventivas na operação da rede e permitirá o "diálogo" com os consumidores em prol de uma utilização mais eficiente dos recursos. Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em

consequência da implementação das “redes inteligentes”, conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX, bem como numa racionalização do investimento e, conseqüentemente, numa diminuição do CAPEX num segundo momento.

### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO**

Como já foi referido anteriormente, a determinação dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica assenta numa metodologia do tipo *price cap*. Esta fórmula de regulação, apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2011, contempla uma parcela fixa e três parcelas variáveis, que evoluem ao longo do período regulatório de acordo com IPC-X<sup>9</sup>. Especificamente, os indutores de custos e os seus respetivos pesos na base de custos são os seguintes:

- Clientes: 30%;
- Energia injetada<sup>10</sup>: 10%;
- Energia distribuída: 40%;
- Componente fixa: 20%.

### **ATIVOS**

Os ativos do operador da rede de distribuição são objeto de remuneração através da aplicação de uma metodologia de custos aceites. Para a remuneração dos ativos considerou-se, a partir de 2012, que o RoR deve ser “*forward-looking*” e não “*backward looking*” como era na metodologia aplicada anteriormente. A atualização do RoR é efetuada com base na evolução das cotações médias diárias dos CDS<sup>11</sup> da República Portuguesa a 5 anos publicados pela Reuters durante o período do mês de outubro anterior ao ano a que diz respeito até ao mês de setembro posterior.

Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, considerou-se adequado incluir um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*), bem como o estabelecimento de um mecanismo de amortecimento. Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde o RoR é inferior em cerca de 1,5% ao ponto central do mecanismo de indexação. Com vista a assegurar a simetria do processo de indexação, o *cap* é estabelecido em 1,5% acima do valor de partida.

---

<sup>9</sup> IPC – índice de preços ao consumidor medido pelo deflator do PIB.

X – fator de eficiência a aplicar a cada componente de custo.

<sup>10</sup> Este indutor é apenas considerado a partir de 2013. Nesse ano, o valor deste parâmetro será definido diminuindo a componente fixa por forma a representar 5% dos custos controláveis. Este valor evolui para 2014 com meta de eficiência.

<sup>11</sup> *Credit default swap*

De igual modo, conforme referido anteriormente, é aplicado um prémio de risco de 1,5% aos ativos considerados inovadores.

### IMPACTES NOS PROVEITOS PERMITIDOS

A avaliação do impacte tarifário assenta numa análise dos efeitos nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição decorrentes da instalação de contadores inteligentes. Este exercício tem por base as análises custo-benefício (*CBA – cost-benefit analysis*) efetuadas pela KEMA. De seguida enumeram-se os principais pressupostos considerados na avaliação dos impactes nos proveitos permitidos:

- Período de análise até 2042;
- A análise incidiu sobre os cenários 1 e 2 da CBA efetuada pela KEMA;
- Apenas foram consideradas variáveis com impacte direto nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição;
- A energia considerada para valorizar as variações do OPEX decorrentes da aplicação do *price cap* é a variação de consumo em BT resultante da instalação dos contadores inteligentes, no caso do indutor do *price cap* correspondente à energia elétrica entregue pela rede de distribuição em BT. Para o indutor do *price cap* correspondente à energia elétrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT, este valor é acrescido de uma taxa de perdas na rede de BT;
- A taxa de remuneração dos ativos foi fixada em 10% ao longo de todo o período de análise;
- Assumiu-se que a taxa de remuneração dos ativos de inovação passa a partir de 2015 (início do próximo período regulatório) a ser igual à taxa de remuneração dos ativos convencionais;
- Considera-se que do total do investimento efetuado nos contadores inteligentes, 20% referem-se ao sistema de contagem<sup>12</sup>, não sendo remunerado no âmbito da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro.

Os cenários objeto desta análise de impacte tarifário são os que apresentam resultados em termos de custo-benefício mais favoráveis para o setor elétrico. A caracterização destes cenários é a seguinte.

- **Cenário 1**
  - Funcionalidade *standard*
  - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
  - *Feedback* Indireto 2

---

<sup>12</sup> Este valor resulta dum estudo solicitado pela EDP Distribuição à American Appraisal, na qualidade de consultor independente, com o objetivo de quantificar o valor dos componentes dos contadores inteligentes referentes à atividade de medição.

- *Roll-out* entre 2016 e 2022
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que se testam as funcionalidades *standard* dos contadores, com o sistema de comunicações mais comumente considerado na Europa e nos projetos-piloto desenvolvidos em Portugal, considerando uma resposta dos consumidores aos estímulos de redução de consumo intermédia e assumindo um *roll-out* com início em 2016.
- **Cenário 2**
  - Funcionalidade *standard*
  - Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
  - *Feedback* Indireto 2
  - *Roll-out* entre 2014 e 2022
  - Caracterização do cenário: a única alteração relativamente ao Cenário 1 é a calendarização do *roll-out* do investimento, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se o início do *roll-out* em 2014, em vez de 2016.

Na análise de impacte tarifário, foram considerados os pressupostos que influenciam a variação dos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição ao longo do período. Estes impactam ao nível dos custos de exploração e ao nível dos custos com capital, constando na sua maioria da análise custo-benefício efetuada pela KEMA.

Assim, ao nível do OPEX, consideraram-se os seguintes itens de custo:

- Infraestrutura de Comunicações e Sistemas de Informação:
  - PLC/GPRS: Custo com taxas de subscrição;
  - PLC/GPRS: Custos de Operação e Manutenção do concentrador;
  - Sistemas Head End: Custos de manutenção;
  - Custos com Gestão de Projeto - sistemas de informação;
  - Custos Operacionais para o Operador de Rede - sistemas de informação;
- Redução nos custos de leitura dos contadores de eletricidade:
- Custos com comunicação de leituras e reclamações:
  - Redução dos custos de chamadas para os operadores de rede com comunicação de leituras;
  - Redução dos custos de chamadas para os operadores de rede com reclamações e pedidos de informação;

- Redução dos custos de leituras locais para mudança de comercializador;
- Custos com operações locais:
  - Redução dos custos com ligação e religação de clientes em dívida;
  - Reduções dos custos com alterações contratuais;
  - Redução das deslocações para investigação do nível de tensão por cliente;
  - Redução do número de investigações de avarias no contador por cliente;
- Redução dos tempos de interrupção:
  - Redução dos custos com reposição de serviço;
  - Redução dos custos com indemnizações;
- Custos globais do programa de implementação:
  - Custos globais de gestão do projeto de implementação;
  - Campanhas de sensibilização;
  - Formação;
- Gestão de ativos:
  - Redução dos custos de manutenção dos transformadores;
  - Redução dos custos com avarias dos transformadores;
- Variação nas quantidades para aplicação do *price cap*. A energia elétrica entregue pela rede de distribuição é corrigida dos seguintes aspetos:
  - Redução do consumo nas residências com instalação de contadores inteligentes;
  - Aumento do consumo de energia após redução da fraude;
  - Redução da energia não fornecida (por redução de tempos de interrupção);
  - Redução das perdas na rede de distribuição.

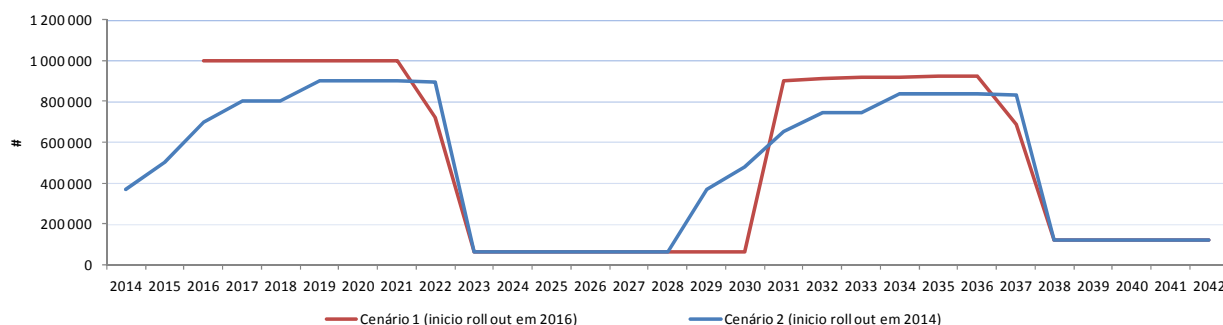
Ao nível do CAPEX foram consideradas as seguintes variáveis:

- Investimentos em inovação - contadores, concentradores, modems, sistema comunicações *head end*, sistemas de informação;
- Custos evitados em capacidade de Distribuição (rede convencional);
- Custos evitados na aquisição de contadores convencionais;

- Período de vida útil dos contadores inteligentes de 15 anos, coincidente com o período de amortização destes ativos. Este pressuposto implica que se considere o reinvestimento no final desse período.

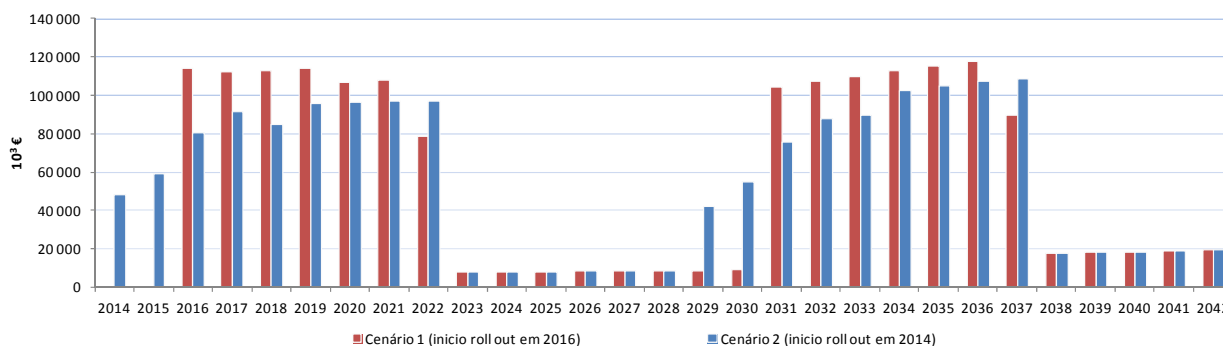
A Figura 4-1 apresenta a evolução da instalação de contadores inteligentes nos cenários analisados.

**Figura 4-1 - Número de contadores inteligentes instalados anualmente**



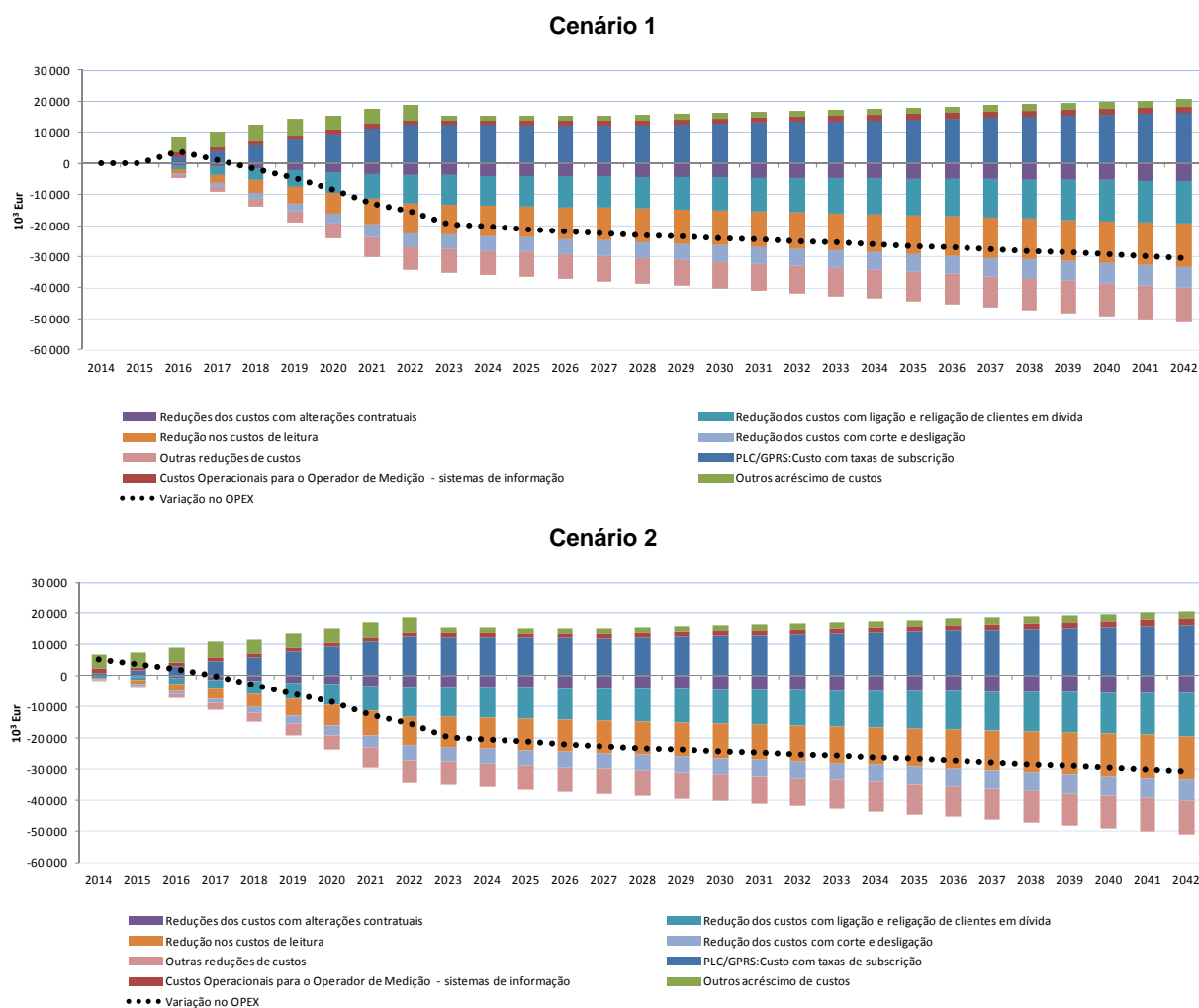
Este perfil de investimento resulta anualmente nos custos constantes da Figura 4-2. Tal como referido anteriormente, verifica-se que a análise efetuada contempla o reinvestimento no final do período de vida útil dos contadores (15 anos).

**Figura 4-2 - Custos anuais com a instalação de contadores inteligentes**



A instalação de contadores inteligentes impacta no OPEX e no CAPEX do operador da rede de distribuição de modo diferente. A maior visibilidade dos benefícios associados à instalação de contadores está ao nível do OPEX. A Figura 4-3 apresenta o impacte anual no OPEX resultante da instalação de contadores inteligentes para os cenários 1 e 2.

Figura 4-3 - Impacte anual no OPEX da instalação de contadores inteligentes



Verifica-se que o perfil de variação é muito semelhante nos dois cenários. Em termos totais o valor líquido das variações de OPEX resultantes da instalação de contadores inteligentes representam, a preços correntes, cerca de 540 milhões de euros até 2042. Os fatores com impacte mais significativo nesta variação são evidenciados no Quadro 4-1, sendo possível constatar na Figura 4-3 que a redução acumulada de custos operacionais terá um maior peso que o aumento dos mesmos, motivo pelo qual a variação do OPEX é de sinal negativo.



**Quadro 4-1 - Aspetos com maior impacte na variação do OPEX**

**Acréscimos de custos**

Custo com taxas de subscrição (PLC/GPRS)

Custos operacionais para o operador de medição - sistemas de informação

Outros acréscimo de custos (relacionados com comunicações, sistemas de informação e gestão da implementação)

**Reduções de custos**

Redução nos custos de leitura

Redução dos custos com ligação e religação de clientes em dívida

Reduções dos custos com alterações contratuais

Redução dos custos com corte e desligação

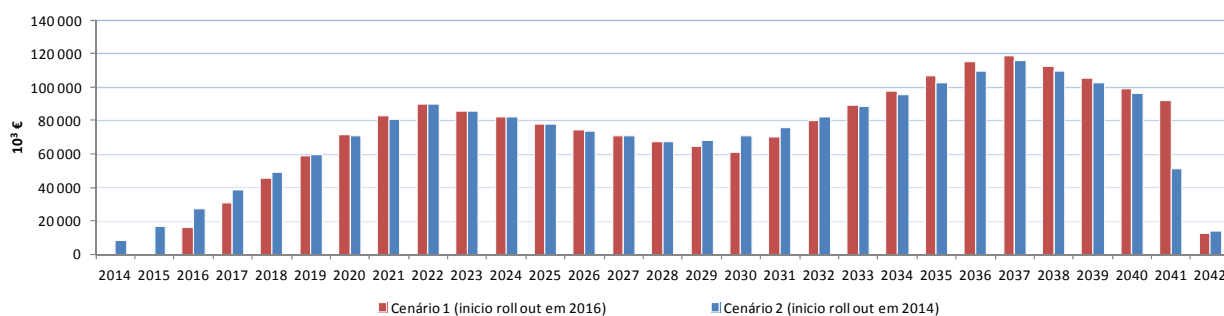
A concretização deste projeto tem um impacte significativo ao nível dos investimentos do operador da rede de distribuição, essencialmente por dois motivos:

- É o operador da rede distribuição que efetua a generalidade dos investimentos;
- Por via da aplicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, os contadores não são objeto de remuneração no âmbito da regulação da atividade.

Estima-se, que a preços correntes, o valor do investimento relacionado com a instalação de contadores inteligentes (contadores, concentradores, modems, sistema comunicações *head end* e sistemas de informação) ascenda a cerca de 1 660 milhões de euros no período até 2042 considerado em ambos os cenários, valor que inclui os custos de reinvestimento necessários devido à vida útil de 15 anos dos contadores. Por outro lado, para o mesmo horizonte temporal, os custos evitados com a substituição de contadores convencionais são de aproximadamente 545 milhões de euros no cenário 1 e de 577 milhões de euros no cenário 2.

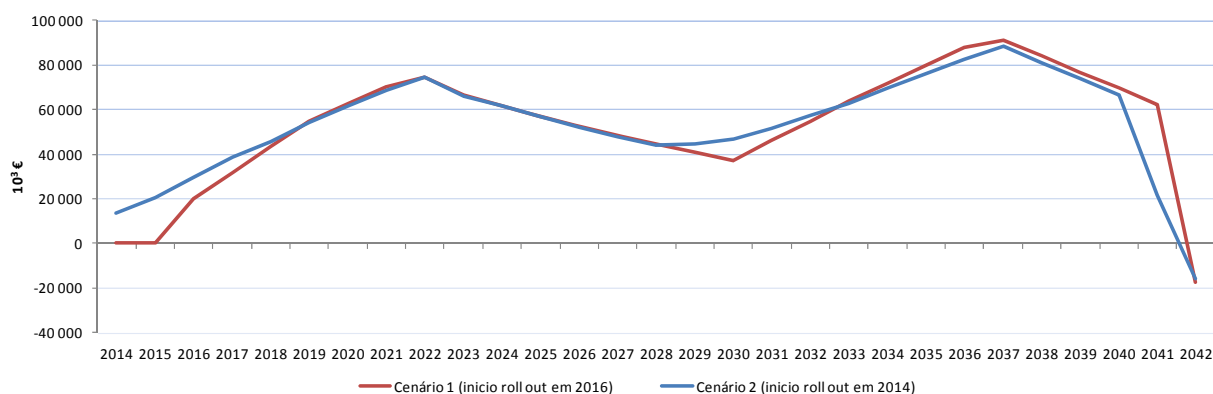
A Figura 4-4 apresenta, para os dois cenários em análise, o impacte anual da instalação de contadores inteligentes na parcela de custo com capital dos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição, tendo em conta os pressupostos mencionados anteriormente.

Figura 4-4 - Impacte anual no CAPEX da instalação de contadores inteligentes



Na Figura 4-5 é apresentada a variação anual de proveitos permitidos do operador da rede de distribuição para o cenário 1 e 2, decorrente da instalação de contadores inteligentes e dos pressupostos considerados, a qual corresponde à conjugação dos efeitos verificados no OPEX e no CAPEX, apresentados nas figuras anteriores.

Figura 4-5 - Impacte anual nos proveitos permitidos da instalação de contadores inteligentes

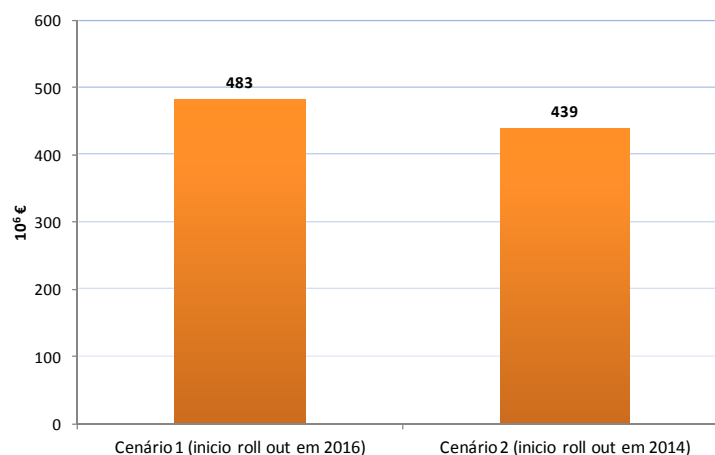


#### VALOR ATUAL LÍQUIDO

O valor atual líquido<sup>13</sup> dos fluxos futuros para efeitos de regulação associados aos contadores inteligentes, nomeadamente a remuneração dos ativos, a aceitação da sua amortização anual e as variações esperadas ao nível do OPEX, corresponde a 483 milhões de euros para o cenário 1 e a 439 milhões de euros para o cenário 2.

<sup>13</sup> Utilizando uma taxa de desconto de 10% e com horizonte temporal o ano de 2042.

Figura 4-6 - Valor atual líquido dos fluxos futuros para efeitos de regulação



Desta análise de impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição, as principais conclusões que se retiram em ambos os cenários são as seguintes:

- O aumento de CAPEX sobrepõe-se à redução de OPEX, o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de DEE;
- O tempo de amortização dos contadores inteligentes de 15 anos origina impactes máximos nos proveitos permitidos em ciclos com esta duração, ocorrendo o primeiro máximo em 2022;
- Os ganhos no OPEX têm uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*).

## 4.2 IMPACTES NAS TARIFAS E FATURAS DOS CLIENTES EM BTN

Conforme anteriormente apresentado, a instalação dos contadores inteligentes de eletricidade apresenta diversos impactes ao nível dos custos de exploração (OPEX) e ao nível dos custos com investimento (CAPEX) dos operadores das redes de distribuição.

Importa analisar os impactes nas faturas dos clientes de eletricidade tendo em conta as alterações nos custos de exploração e nos custos de investimento dos operadores de redes, bem como no consumo dos consumidores.

Os custos considerados no Cenário 2 (cenário mais favorável para a eletricidade) correspondem a contadores com funcionalidades *standard*, um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS e que o roll-out decorre entre 2014 e 2022. Neste cenário, considera-se que a informação proporcionada pelos

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

contadores inteligentes permite uma redução do consumo de 2% e uma transferência de consumos para as horas de vazio de 2%.

Assumindo os pressupostos anteriormente referidos, apresentam-se no Quadro 4-2 os impactes esperados nas faturas de eletricidade, considerando nos cálculos os valores das tarifas aditivas para 2012. Nesta análise são apresentados, para diferentes escalões de potência contratada e para as opções BTN tarifa simples e BTN tarifa bi-horária, os seguintes valores:

- Os valores estimados da fatura inicial (com os contadores convencionais);
- Os aumentos na fatura mensal e anual (impacte médio), decorrentes dos custos dos contadores inteligentes;
- Os valores da fatura final resultantes do efeito combinado do aumento das tarifas e da alteração dos consumos (considerando as alterações de consumo assumidas para o Cenário 2);
- A variação entre a fatura final e a fatura inicial.

**Quadro 4-2 - Impactes nas faturas de eletricidade**

Opção tarifária simples												
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade (%)				Fatura inicial (€)		Impacte Médio (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)
		Opção tarifária		Nível tensão (BTN)		Annual	Mensal	Annual	Mensal	Annual	Mensal	
		# Clientes	Consumo	# Clientes	Consumo							
3,45	1785	52%	39%	45%	28%	301,38	25,12	3,86	0,32	300,11	25,01	-0,42%
4,6	2549	3%	3%	2%	2%	424,35	35,36	5,34	0,44	422,36	35,20	-0,47%
5,75	3111	1%	2%	1%	1%	518,38	43,20	6,59	0,55	516,02	43,00	-0,45%
6,9	2885	23%	27%	19%	20%	499,01	41,58	6,96	0,58	497,68	41,47	-0,27%
10,35	3850	6%	10%	5%	7%	677,16	56,43	9,91	0,83	676,00	56,33	-0,17%
13,8	5320	2%	5%	2%	3%	927,96	77,33	13,42	1,12	926,09	77,17	-0,20%
17,25	6989	1%	2%	1%	1%	1207,40	100,62	17,15	1,43	1204,46	100,37	-0,24%
20,7	9595	3%	11%	2%	8%	1621,45	135,12	21,93	1,83	1615,79	134,65	-0,35%
		<b>91%</b>	<b>98%</b>	<b>77%</b>	<b>70%</b>							

Opção tarifária bi-horária												
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade (%)				Fatura inicial (€)		Impacte Médio (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)
		Opção tarifária		Nível tensão (BTN)		Annual	Mensal	Annual	Mensal	Annual	Mensal	
		# Clientes	Consumo	# Clientes	Consumo							
3,45	2994	17%	8%	2%	2%	467,81	38,98	4,97	0,41	460,97	38,41	-1,46%
4,6	3491	6%	3%	1%	1%	549,82	45,82	6,08	0,51	542,26	45,19	-1,38%
5,75	4090	4%	2%	0%	1%	646,86	53,90	7,31	0,61	638,24	53,19	-1,33%
6,9	4456	45%	33%	6%	9%	712,37	59,36	8,32	0,69	703,27	58,61	-1,28%
10,35	6649	12%	13%	2%	4%	1063,59	88,63	12,51	1,04	1049,84	87,49	-1,29%
13,8	10217	6%	11%	1%	3%	1615,66	134,64	18,27	1,52	1592,79	132,73	-1,42%
17,25	13240	2%	5%	0%	1%	2092,84	174,40	23,51	1,96	2062,29	171,86	-1,46%
20,7	18628	8%	23%	1%	7%	2924,41	243,70	31,65	2,64	2877,82	239,82	-1,59%
		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>13%</b>	<b>28%</b>							

Da análise da informação constante no Quadro anterior podem extrair-se as seguintes conclusões principais:

- O acréscimo de custos com o investimento nos novos contadores resulta num agravamento das tarifas entre 1,1% e 1,5%;

## **CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

*ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011*

---

- Este acréscimo tarifário é compensado por uma redução estimada do consumo de 2% (e transferência de consumos entre períodos tarifários) resultando numa redução da fatura final dos clientes;
- Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
- Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,17% e 0,47%;
- A redução da fatura de eletricidade para os consumidores com tarifa bi-horária assume valores superiores, de cerca de 1,5% em média.



## 5 MODELOS ORGANIZATIVOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

No contexto do presente Estudo considerou-se adequado incluir uma reflexão sobre os diferentes modelos organizativos para a atividade de medição de energia na perspetiva da implementação dos contadores inteligentes.

Este Capítulo começa por descrever os modelos de contagem existentes nos países da União Europeia. Seguidamente analisam-se as vantagens e desvantagens de possíveis modelos organizativos para a implementação dos contadores inteligentes. Finalmente retiram-se algumas conclusões sobre esta matéria.

### 5.1 MODELOS CONTAGEM DE ENERGIA EXISTENTES NA UNIÃO EUROPEIA

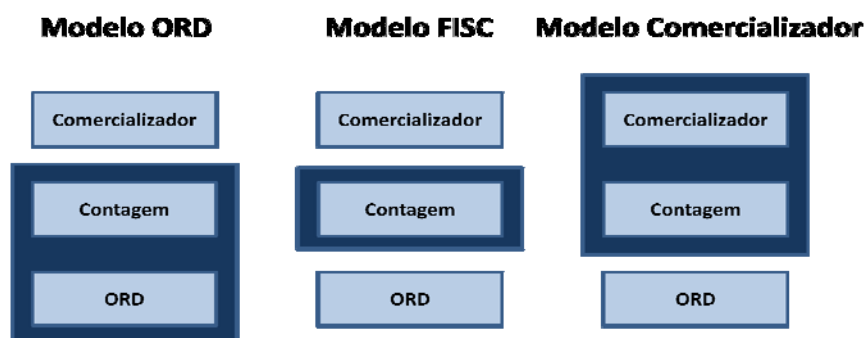
Como identificado no relatório "*EREGG Status review on regulatory aspects of smart metering (electricity and gas)*", publicado em Outubro de 2009, na maior parte dos países a responsabilidade com os contadores, designadamente a instalação, manutenção, leitura e gestão de dados é do operador da rede de distribuição – 23 em 25 países no caso de eletricidade e 18 em 21 no caso de gás. Em alguns países outras entidades, como os comercializadores ou um operador de serviços de contagem, podem também ser responsáveis pela gestão dos contadores.

No Reino Unido, os comercializadores são responsáveis pelo fornecimento e leitura dos contadores. Na Alemanha, apesar do operador de rede de distribuição ser geralmente o responsável pela leitura do contador, esta tarefa também pode ser executada pelo comercializador ou por uma entidade terceira.

Os três principais modelos podem ser estruturados da seguinte forma (esquematizados na Figura 5-1):

1. O operador da rede de distribuição (ORD) providencia os serviços de contagem e detém a propriedade e opera a infraestrutura de contagem.
2. Um Fornecedor Independente de Serviços de Contagem (FISC) providencia serviços de contagem. A propriedade e a responsabilidade da infraestrutura de contagem podem ficar com o FISC ou com o ORD.
3. As funções de contagem são providenciadas pelo comercializador, ou outra empresa prestadora do serviço à escolha do cliente, num ambiente de contagem liberalizado.

Figura 5-1 - Modelos de mercado de contagem



Fonte: KEMA

Os modelos são exemplificativos, sendo que as implementações reais podem assumir diversas variantes, no que se refere às principais atividades de contagem:

- Propriedade da infraestrutura.
- Planeamento da implementação de contadores no terreno.
- Instalação e manutenção da infraestrutura.
- Operação da infraestrutura.
- Leitura dos contadores.
- Recolha e processamento dos dados.
- Disponibilização de dados aos consumidores, comercializadores e outras entidades elegíveis.

Mais recentemente<sup>14</sup>, a nível europeu tem-se verificado um crescente interesse em estudar a constituição de “Data Hubs” que concentram a informação recolhida dos contadores, procedem ao seu tratamento e validação e à disponibilização aos agentes de mercado. Esta opção é normalmente justificada pelas seguintes razões:

- Necessidade de harmonizar e uniformizar a disponibilização da informação aos agentes de mercado. Esta questão assume particular relevância nos países em que existem diversos ORD de eletricidade ou de gás natural.
- Necessidade de simplificar relações e processos de negócio entre ORD e comercializadores, em particular quando em presença de diversos ORD e/ou de mais de uma utilidade (complexidade vista como barreira à entrada no mercado de novos agentes).

<sup>14</sup> Workshop promovida pelo CEER sobre “Meter Data Management in a Smart Metering Environment – Case Studies”. Documentos disponíveis em: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_WORKSHOP](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP)



- Necessidade de assegurar que a disponibilização de informação aos agentes de mercado seja efetuada por uma entidade independente. Esta questão é referida nos casos em que os ORD integram grupos verticalmente integrados, que desenvolvem também atividades em regime de concorrência.
- Necessidade de tratar, validar e disponibilizar um volume crescente de informação associado ao desenvolvimento dos contadores e redes inteligentes. O número de utilizadores da informação terá tendência para aumentar.

## **5.2 MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DO *ROLL-OUT* DE CONTADORES INTELIGENTES EM PORTUGAL**

Nos termos estabelecidos na legislação nacional, as análises custo-benefício anteriormente apresentadas foram efetuadas tendo em consideração que a implementação dos contadores inteligentes é efetuada pelos ORD. Com efeito, no quadro legal vigente, os ORD detêm a propriedade dos contadores e são responsáveis pela recolha, tratamento, validação e disponibilização dos dados aos agentes de mercado.

Em alternativa a este modelo base e considerando outras experiências internacionais estudadas, considerou-se oportuno analisar as seguintes alternativas<sup>15</sup> possíveis de implementação do *roll-out* de contadores inteligentes:

- **Modelo A** - Constituição de uma nova entidade que assumiria as responsabilidades atualmente atribuídas aos ORD de eletricidade e de gás natural no que se refere à propriedade, instalação, manutenção e operação dos contadores, bem como ao tratamento, validação e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado. A infraestrutura de comunicações seria igualmente gerida por esta nova entidade.
- **Modelo B** - Constituição de uma nova entidade que assumiria as responsabilidades pelo tratamento, validação e disponibilização de dados aos agentes de mercado, mantendo-se a propriedade, instalação, manutenção, leitura e operação dos contadores da responsabilidade dos ORD. A infraestrutura de comunicações seria igualmente detida e gerida pelos ORD.
- **Modelo C** - Os comercializadores seriam responsáveis pela propriedade, instalação, manutenção dos contadores. Nesta alternativa seria igualmente necessário considerar a criação de uma nova entidade que assumiria a responsabilidade pelas infraestruturas de comunicações, bem como pela recolha, tratamento e disponibilização de dados aos agentes de mercado.

---

<sup>15</sup> Como referido no Relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA, outros modelos existem, como no caso da Alemanha, em que o mercado de contagem está liberalizado, no intuito de estimular este mercado via concorrência.

Seguidamente apresenta-se uma análise qualitativa das implicações de cada uma das alternativas relativamente ao modelo base (ORD), que corresponde ao consagrado na legislação.

#### **MODELO A**

O Modelo A considera a constituição de uma nova entidade que teria de se dotar dos meios necessários para desempenhar as funções atualmente desenvolvidas pelos ORD de eletricidade e de gás natural.

Relativamente ao modelo base, as principais vantagens associadas a este modelo são as seguintes:

- Atividade de medição de energia e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado assegurada por uma entidade independente de grupos empresariais verticalmente integrados. Assegura imparcialidade/transparência no funcionamento do mercado, podendo contribuir para facilitar a entrada no mercado de novos agentes e, conseqüentemente, dinamizar o mercado retalhista.
- Facilita a implementação integrada de contadores inteligentes de diferentes setores (abordagem *multi-utility*).

A este modelo podem ser associados custos adicionais ou desvantagens face ao modelo base, designadamente os seguintes:

- Custos associados à criação de uma nova entidade com os meios necessários para desenvolver a atividade de medição de energia nas suas diferentes dimensões (aquisição, instalação e manutenção de contadores e sistemas de informação; recolha, tratamento, validação e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado). Redundância com os sistemas dos ORD que se pode traduzir num aumento de custos, designadamente aqueles que são necessários para o suporte aos seus processos operacionais (gestão e planeamento da rede; condução da rede; trânsitos de energia; assistência técnica; prestação de serviços aos clientes e faturação do acesso às redes). Haverá ainda que considerar os custos associados às adaptações que será necessário efetuar nos sistemas dos ORD para passarem a trocar informação com a nova entidade.
- Agravamento dos custos com comunicações pelo facto da utilização do PLC (tecnologia que se revelou mais económica nas análises custo-benefício) ficar dificultada, tornando-se eventualmente necessário neste modelo recorrer à tecnologia GPRS ou outras.
- Risco de execução do *roll-out* no calendário estabelecido na legislação comunitária associado à necessidade de constituição de uma nova entidade e de proceder à sua capacitação técnica e financeira para desenvolver o projeto.

Importa ainda referir que a implementação deste modelo obriga a alterações legislativas, designadamente dos contratos de concessão que atualmente atribuem a atividade de medição de energia aos operadores das redes.

### **MODELO B**

Neste modelo a propriedade, instalação, manutenção, leitura e operação dos contadores é da responsabilidade dos ORD, que mantinham o acesso a toda a informação como acontece atualmente.

A nova entidade assumiria a responsabilidade pelo tratamento, validação e disponibilização de dados aos agentes de mercado. Os ORD disponibilizariam a informação recolhida dos contadores num interface único e harmonizado à nova entidade.

Relativamente à implementação integrada de contadores inteligentes de diferentes setores (abordagem *multi-utility*), este modelo não apresenta a robustez do Modelo A na medida em que a propriedade, instalação, manutenção e operação dos contadores se manteria na responsabilidade de cada um dos ORD de eletricidade e de gás natural.

Os custos adicionais e desvantagens identificadas para o Modelo A são menores no Modelo B. Com efeito, relativamente ao Modelo A podemos considerar que os custos de criação da nova entidade e a duplicação de sistemas são agora menores pelo facto desta assumir funções mais limitadas relativamente às previstas no Modelo A.

Tal como para o Modelo A, este modelo assegura que a disponibilização de dados aos agentes de mercado é efetuado por uma entidade independente.

### **MODELO C**

Este modelo é o que potencialmente conduz a custos mais elevados e maiores riscos de execução, uma vez que para além dos custos e desvantagens identificados para o Modelo A há ainda que adicionar as seguintes dificuldades:

- Perda de efeito de escala na aquisição dos contadores (aquisição efetuada por cada comercializador potencialmente de forma muito fragmentada).
- Agravamento dos custos de gestão na implementação dos contadores inteligentes devido ao elevado número de entidades intervenientes.
- Riscos tecnológicos (interoperabilidade e comunicações) resultantes da instalação de contadores inteligentes por um maior número de entidades (comercializadores).

- Maior complexidade de processos para os clientes (no caso dos processos que requeiram o envolvimento do operador da rede de distribuição, do comercializador e da nova entidade a criar).
- Potenciais dificuldades na mudança de comercializador pelo facto do contador ser propriedade do comercializador (necessidade de substituição ou transmissão da propriedade do contador).
- Risco mais elevado de execução do *roll-out* pelo facto dos comercializadores não disporem de experiência na atividade de medição de energia.

### **5.3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO MAIS FAVORÁVEL PARA IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES**

A identificação de um modelo mais favorável passa por definir qual ou quais as dimensões da análise que se pretendem otimizar ou maximizar. Com efeito, é possível identificar diversas dimensões em causa, nomeadamente, racionalidade económica (onde uma análise de custos e benefícios se enquadra), risco de execução do *roll-out*, perceção de imparcialidade/transparência, facilidade de tratamento em ambiente *multi-utility*, dinamização do mercado retalhista (gás, eletricidade e outros), "future proofness" da solução, entre outras.

Não parece existir um modelo único que seja o mais favorável para todas estas dimensões, pelo que, sendo todos tecnicamente viáveis, a decisão dependerá do peso relativo que o Governo atribuir àquelas dimensões.

Uma abordagem mais profunda destes e outros aspetos deverá ser objeto de uma análise mais detalhada a realizar.

A manutenção do modelo atualmente consagrado na legislação (os ORD detêm a propriedade dos contadores e são responsáveis pela recolha, tratamento, validação e disponibilização dos dados aos agentes de mercado) não é incompatível com futuros desenvolvimentos organizativos que venham a ser decididos pelo Governo, designadamente quanto a uma eventual criação de um "Data Hub" que corresponderia ao Modelo B anteriormente apresentado. Importa, no entanto, ter presente que a opção de manutenção do modelo atual pode condicionar o sistema de comunicações, designadamente a possibilidade de atribuição da infraestrutura de comunicações a uma entidade independente.

A criação de "Data Hubs" é uma matéria que começa agora a ser discutida na União Europeia, não existindo ainda ideias claras a nível europeu sobre esta matéria. Por essa razão, considera-se prudente aguardar pela consolidação de algumas experiências que estão em desenvolvimento e que se espera estejam totalmente implementadas em 2014, designadamente no Reino Unido (DCC-Data Communications Company) e em Itália (SII-Integrated Information System).

## 6 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Neste Capítulo apresentam-se as principais conclusões dos estudos e análises efetuados organizados da seguinte forma:

- Principais resultados das análises e estudos efetuados.
- Variáveis determinantes e apresentação dos resultados das análises de sensibilidade.
- Identificação de alguns aspetos a considerar na tomada de decisão sobre a implementação de contadores inteligentes.

Na elaboração do presente capítulo foram tidos em conta os comentários e sugestões recebidos durante a consulta pública, cujo resumo é apresentado no Anexo I.

### 6.1 PRINCIPAIS RESULTADOS

#### 6.1.1 ELETRICIDADE

Os principais resultados obtidos para a eletricidade podem resumir-se do seguinte modo:

- As análises custo-benefício são positivas para os cenários estudados.
- Os Cenários 1 e 2 são os que apresentam resultados mais favoráveis. Estes cenários consideram contadores com funcionalidades *standard* e um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS. O Cenário 1 considera o início do *roll-out* em 2016 e o Cenário 2 em 2014.
- Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores), os Cenários 1 e 2 apresentam um Valor Atual Líquido (VAL), respetivamente de 244 e 256 milhões de euros. Para estes cenários, o rácio Benefício/Custo apurado é de 1,21.
- Para os Cenários 1 e 2 foram consideradas funcionalidades *standard*, que se revelaram consensuais entre os participantes na consulta pública. Correspondem às funcionalidades mínimas necessárias para assegurar os benefícios pretendidos com as diretivas comunitárias.
- Nas funcionalidades do contador de eletricidade não foi considerada a possibilidade dos contadores de eletricidade incluírem uma porta *multi-utility* para permitir a recolha no futuro de informação de outros contadores. Os custos associados à porta *multi-utility* (contador de eletricidade mais caro em 20-30%), o facto do número de clientes de gás natural ser muito inferior ao número de clientes de eletricidade e a possibilidade de num futuro próximo virem a ser desenvolvidas soluções tecnológicas que permitam obter os mesmos resultados através da utilização da porta HAN justificam esta opção.

- As análises efetuadas para os Cenários 1 e 2 permitem retirar as seguintes conclusões sobre impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição:
  - O aumento de CAPEX sobrepõe-se à redução de OPEX, o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de DEE e correspondentes tarifas pagas pelos consumidores;
  - O período de amortização dos contadores inteligentes de 15 anos origina impactes máximos nos proveitos permitidos em ciclos com esta duração, ocorrendo o primeiro máximo em 2022;
  - Os ganhos no OPEX têm uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*).
- Os impactes esperados nas tarifas e nas faturas dos clientes em BTN são os seguintes:
  - O aumento gradual dos proveitos anteriormente referido resulta num agravamento das tarifas entre 1,1% e 1,5%;
  - Este acréscimo tarifário é compensado por uma redução estimada do consumo de 2% (e transferência de consumos entre períodos tarifários) resultando numa redução da fatura final dos clientes;
  - Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
  - Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,17% e 0,47%;
  - A redução da fatura de eletricidade para os consumidores com tarifa bi-horária assume valores superiores, de cerca de 1,5% em média.

A informação aos consumidores na fase de preparação e durante a execução do *roll-out* é considerada fundamental para que estes compreendam os benefícios que podem vir a obter com os contadores inteligentes de eletricidade. Outro aspeto a ter em conta diz respeito à necessidade de proceder a alterações regulamentares que assegurem a proteção dos consumidores, designadamente sobre matérias relacionadas com o acesso aos dados de consumo, parametrização remota do contador e prestação de serviços à distância.

### 6.1.2 GÁS NATURAL

Os principais resultados obtidos para o gás natural foram os seguintes:

- A análise custo-benefício é negativa para todos os cenários estudados.

- Grande parte dos benefícios identificados para a eletricidade não se verificam no gás natural.
- Existe uma reduzida experiência/maturidade em termos de contagem inteligente para o gás natural.
- Os valores das análises custo-benefício tornam-se ainda mais negativos quando se incluem na cadeia de valor analisada os Comercializadores. Este efeito é sobretudo o resultado das perdas de receitas associadas à esperada poupança de energia por parte dos consumidores.

Face aos resultados obtidos para o gás natural e considerando o facto do número de clientes simultaneamente abastecidos de eletricidade e de gás natural não ultrapassar os 20% torna-se necessário aguardar mais alguns anos para equacionar a possibilidade de instalação de contadores inteligentes de gás natural. Considera-se que este assunto deverá ser reanalisado no âmbito de um novo estudo a realizar dentro de alguns anos.

## **6.2 VARIÁVEIS DETERMINANTES**

As análises efetuadas consideraram um conjunto muito alargado de itens de custo e benefício. As variáveis que assumem um peso determinante foram sujeitas a análises de sensibilidade para o Cenário mais favorável (Cenário 2).

Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores) e os pressupostos assumidos nas análises custo-benefício, o Cenário 2 apresenta um VAL de 256 milhões de euros.

As quatro variáveis com maior influência nos resultados das análises custo-benefício para a eletricidade são as seguintes:

- **Taxa de atualização**

O valor central considerado para a taxa de atualização foi 10%. Para esta taxa de atualização o VAL do projeto apresenta um valor de 256 milhões de euros. O VAL assume um valor de 655 milhões de euros para uma taxa de atualização de 7% e um valor negativo de 8 milhões de euros se for considerada uma taxa de atualização de 17%.

- **Redução de consumo**

O valor central considerado foi uma redução de consumo de 2% (feedback indireto 2). O VAL do projeto mantém-se positivo (cerca de 100 milhões de euros) se for considerada uma redução de consumo de apenas 1%. Caso seja considerada uma redução de consumo de 3% o VAL assume um valor próximo dos 420 milhões de euros.

- **Custo dos contadores inteligentes de eletricidade**

O custo unitário médio dos contadores (70% monofásicos e 30% trifásicos) considerado foi de 56 euros (sem *modem* de comunicações). Admitindo um aumento do custo de 50% (custo unitário de 83,3 euros), o VAL reduz-se para cerca de 120 milhões de euros. Caso o custo unitário se reduza 30% (custo unitário de 39 euros) o VAL passaria a ter um valor próximo de 330 milhões de euros.

- **Variação do preço da eletricidade**

Foi considerada uma variação real nula do preço da eletricidade (evolução em linha com a inflação). Caso se considerasse uma evolução 2% acima da taxa de inflação, o VAL aumentaria para cerca de 510 milhões de euros.

Verifica-se que os resultados das análises custo-benefício apresentam uma elevada sensibilidade a alguns dos pressupostos e parâmetros considerados.

O “Relatório 3E/G:Análise Custo-Benefício para os setores da eletricidade e do gás natural”, elaborado pela KEMA e disponível na página da ERSE na Internet, apresenta análises de sensibilidade exaustivas para um conjunto alargado de parâmetros.

### **6.3 ASPETOS A PONDERAR NA DECISÃO**

Nos termos estabelecidos nas diretivas europeias, o Governo deve tomar uma decisão sobre a implementação dos contadores inteligentes até 3 de setembro de 2012.

Para o gás natural os resultados são claramente negativos, sugerindo que uma eventual decisão sobre a instalação de contadores inteligentes deve aguardar ainda alguns anos, quando os custos e a tecnologia destes contadores apresentarem resultados mais favoráveis.

Para a eletricidade e apesar dos resultados das análises custo-benefício terem revelado resultados positivos, identificam-se seguidamente um conjunto de aspetos que, na opinião da ERSE, poderão ser considerados na tomada de decisão sobre a instalação de contadores inteligentes de eletricidade:

- Os resultados das análises custo-benefício apresentam uma elevada sensibilidade a alguns dos pressupostos e parâmetros considerados, nomeadamente aos valores da taxa de atualização ou da estimativa de redução dos consumos associada a uma melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes.
- A importância do desenvolvimento do processo de normalização a nível europeu de modo a potenciar a compatibilidade entre equipamentos e os benefícios de economias de escala; neste capítulo, é de esperar que os custos dos equipamentos tenderão a reduzir-se com o arranque



previsto para 2012 dos *roll-out* em alguns países europeus, designadamente na França e no Reino Unido.

- Possibilidade de cumprimento das metas europeias (80% dos contadores instalados até ao final de 2020) desde que o *roll-out* seja iniciado até 2016. O arranque do *roll-out* massivo dos contadores inteligentes de eletricidade poderia ser precedido da realização de novas análises custo-benefício utilizando o modelo desenvolvido pela KEMA para a realização do presente Estudo.
- Os modelos organizativos para a medição de energia e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado encontram-se em análise em vários países europeus; seria importante clarificar o enquadramento legislativo das atividades de medição de energia, designadamente no que se refere à definição das funções a desempenhar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

As análises apresentadas no presente Estudo foram efetuadas num quadro de grande prudência que teve em conta as atuais dificuldades de financiamento da economia nacional e as incertezas que ainda se verificam sobre alguns benefícios associados à instalação de contadores inteligentes de eletricidade. Nesse sentido e conforme referido no ponto 3.4, alguns custos e benefícios sobre os quais existe maior incerteza não foram considerados nas análises custo-benefício.

Outras dimensões do projeto de instalação de contadores inteligentes de eletricidade que possam ser consideradas no âmbito de políticas de desenvolvimento económico não foram objeto de análise e quantificação.



**ANEXOS**



## **I. RESULTADOS DA CONSULTA PÚBLICA**

A Consulta Pública promovida pela ERSE decorreu entre 15 de maio e 15 de junho, tendo sido recebidos comentários das seguintes entidades:

1. Associação de Empresas de Gás Natural (AGN)
2. Cooperativa Elétrica A CELER
3. Cooperativa Elétrica A LORD
4. Cooperativa Elétrica do Loureiro (CEL)
5. Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais (CESSN)
6. Cooperativa Elétrica de Vale D'Este (CEVE)
7. DECO
8. EDP Comercial (EDP C)
9. EDP Distribuição (EDP D)
10. EDP Gás
11. EDP Serviço Universal (EDP SU)
12. Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM)
13. ENEL/Endesa
14. Galp Energia
15. Gas Natural Fenosa (GNF)
16. INESC TEC
17. Nexus
18. Optimus (resposta à questão 5 declarada Confidencial)
19. Silver Spring Networks

Seguidamente apresenta-se um resumo dos principais comentários apresentados em resposta a cada uma das 10 questões submetidas a consulta pública.

Na parte final deste documento são ainda resumidos “outros comentários” apresentados no âmbito da consulta pública, mas que não correspondem diretamente a comentários ou respostas às questões submetidas a consulta pública.

**Q1. COMO AVALIA A METODOLOGIA E OS PRESSUPOSTOS CONSIDERADOS NAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO?**

A maioria dos participantes na Consulta Pública considera a metodologia seguida nas análises custo-benefício adequada. Destacam-se os seguintes comentários aos pressupostos considerados nas análises custo-benefício:

- Evolução do preço da eletricidade e de gás natural com a taxa da inflação – referido por alguns participantes na consulta pública que deveria ser considerada uma evolução dos preços acima da taxa da inflação (EDP D, EDP SU, EDP C e EDP Gás).
- Taxa de desconto de 10% considerada elevada (EDP D, EDP SU, EDP C e EDP Gás).
- Reduções de consumo associadas à instalação de contadores inteligentes são baixas (EDP D e Silver Spring Networks).
- A ENEL/Endesa considera que uma maior rapidez na implementação dos contadores inteligentes de eletricidade se traduziria em maiores vantagens e menores custos.
- A DECO sugere que se pondere a possibilidade de ligar o contador inteligente a um computador pessoal ou a um *notebook*, dispensando a aquisição de um IHD.
- Taxa de revisitas ao local na sequência da instalação de contadores inteligentes de 10% considerada excessiva (DECO e Silver Spring Networks).
- Crescimento anual *per capita* do consumo de gás natural de 0,5% considerado otimista, sendo referido que atualmente se verifica uma redução do consumo (AGN, Galp Energia e EDP Gás).
- Crescimento anual do número de contadores de gás (2,5% a partir de 2013) considerado otimista (AGN e Galp Energia).
- Algumas Cooperativas Elétricas (A CELER, A LORD, CEL e CESSN) referem que os pressupostos assumidos não têm conta a sua reduzida dimensão.
- Número de adesões à fatura eletrónica deve ser associado à penetração da Internet e não à instalação dos contadores inteligentes (AGN e Galp Energia).
- Impacte da redução das perdas comerciais na eletricidade é muito superior ao considerado (EDP D e GNF).
- A EEM refere a necessidade de se considerar a sua reduzida dimensão e o facto de alguns benefícios associados à liberalização do mercado não serem aplicáveis nas Regiões Autónomas.
- A Galp Energia refere que não deve ser considerado qualquer impacte ao nível da redução das perdas técnicas e investimentos no armazenamento ou transporte decorrentes da instalação de contadores inteligentes de gás natural.

- A Silver Spring Networks considera que os benefícios da tecnologia RF MESH estão subestimados e que seria mais realista calcular o VAL do projeto para um período de 20 anos (em vez dos 40 anos considerados).
- O INESC TEC refere que alguns dos custos e benefícios considerados não consideram totalmente a evolução esperada na gestão de consumos e o impacte do aumento do número de instalações de microprodução ligadas à rede.
- A ENEL/Endesa sugere que as avaliações económicas apresentem também a TIR (Taxa Interna de Rentabilidade).

## **Q.2 COMO AVALIA OS CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO?**

A grande maioria dos participantes na consulta pública considerou adequados os 18 cenários submetidos a análises custo-benefício. Ainda assim, são de ponderar os seguintes comentários:

- A ENEL/Endesa sugere que a implementação dos contadores inteligentes de eletricidade seja realizada entre 2014 e 2019.
- A ENEL/Endesa refere que as soluções de comunicação PLC são as mais económicas e que poderiam ser considerados níveis de cobertura superiores a 85%; *feedback* indireto 2 é considerado o mais adequado, devendo incluir a disponibilização de preços diferenciados em diferentes períodos horários e a disponibilização mensal de diagramas de carga acessíveis através de aplicações web (ENEL/Endesa).
- Poderiam ser elaborados outros cenários de modo a considerar os benefícios relacionados com a adoção de medidas de gestão ativa de consumos (INESC TEC).
- O cenário 100% GPRS (Cenário 5) pode permitir uma implementação mais rápida e com menores riscos; os operadores de comunicações poderiam garantir que a solução baseada em GPRS é a mais vantajosa (Optimus).
- As análises custo-benefício devem ser efetuadas numa perspetiva de *smart grids*, devendo incluir, para além do *smart metering*, as dimensões da automação da distribuição e da gestão da procura (Silver Spring Networks).
- Os cenários que consideram simultaneamente a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural deveriam considerar a utilização de uma infraestrutura de comunicações alternativa ao PLC (única tecnologia considerada), designadamente o RF MESH ou GPRS (Silver Spring Networks).

**Q.3 OS CENÁRIOS ESTUDADOS COBREM AS PRINCIPAIS ALTERNATIVAS A CONSIDERAR TENDO EM CONTA A REALIDADE PORTUGUESA?**

A grande maioria dos participantes na consulta pública considerou que os cenários estudados são adequados à realidade nacional e cobrem as alternativas mais relevantes. Ainda assim, são de ponderar os seguintes comentários:

- Cenários estudados não consideram a realidade e dimensão das Cooperativas Elétricas (A CELER, A LORD e CESSN).
- A redução de consumos considerada nos cenários com *feedback* indireto (2%) é conservadora, havendo estudos científicos que suportam a adoção de valores superiores (EDP D). Ao contrário, a EEM considera que a redução de consumos considerada poderá estar sobreavaliada.
- Em países com as características de rede de Portugal, a tecnologia PLC, complementada com GPRS, é a que se revela mais adequada (EDP D).
- Deveriam ser elaborados outros cenários contemplando os benefícios relacionados com a adoção de medidas de gestão ativa de consumos e micro-produção (INESC TEC).
- Poderiam ser considerados cenários adicionais combinando diferentes penetrações de tecnologia celular (2G/3G/4G) tendo em conta as suas capacidades acrescidas em termos de desempenho e de possibilidades em termos de plataformas de serviço (Optimus).

**Q.4 COMO AVALIA A LISTA DE FUNCIONALIDADES CONSIDERADA PARA OS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL?**

Em geral, a lista de funcionalidades para os contadores inteligentes é considerada adequada e alinhada com as práticas e recomendações europeias. Seguidamente, apresentam-se os principais comentários recebidos sobre o elenco de funcionalidades considerado.

**ELETRICIDADE**

- A EDP Distribuição sugere que sejam explicitamente previstas as seguintes funcionalidades:
  - Controlo de potência – capacidade de corte do fornecimento se for excedida a potência máxima admissível em cada momento; capacidade de rearme, através de ação no próprio contador ou de atuação no interruptor geral da instalação.
  - Medição, registo e disponibilização de grandezas instantâneas (potência, corrente, tensão, fator de potência) para uma melhor gestão da rede de baixa tensão e monitorização da qualidade de serviço.



- Reserva de memória disponível (de dados e de código) e de capacidade de processamento no contador para garantir que poderá suportar evolução futura, por atualização do firmware.
- A EDP Distribuição considera dispensáveis as seguintes funcionalidades pela complexidade e custos que implicam:
  - Possibilidade de envio de mensagens curtas para o mostrador do contador (obriga à utilização de mostradores alfanuméricos e gestão das mensagens enviadas; leitura improvável, em tempo útil, pela esmagadora maioria dos consumidores).
  - Alerta de consumo excessivo (difícil de definir; não está claro se o alerta deverá ser enviado para os sistemas centrais ou apresentado no mostrador do contador).
- A EDP Comercial refere a necessidade de clarificação das capacidades da porta HAN e considera dispensáveis as funcionalidades referidas no *bullet* anterior.
- A ENEL/Endesa sublinha o interesse de algumas funcionalidades, designadamente os alertas de tentativa de violação, registo de parâmetros da qualidade de serviço, pré-pagamento, alertas de consumo excessivo e a segurança da comunicação da informação.

#### **GÁS NATURAL**

- A AGN, a EDP Gás e a Galp Energia sugerem que seja explicitamente prevista a funcionalidade de deteção de violação do contador e de fraude.
- A AGN e a EDP Gás sugerem que sejam explicitamente previstas as seguintes funcionalidades:
  - Alarme de bateria com carga reduzida.
  - Sistema de segurança para reativação do fornecimento (segurança da intervenção remota).
  - Capacidade de comunicação local (porta ótica ou outro dispositivo equivalente) para alteração de parâmetros do contador.

#### **Q.5 COMO AVALIA OS VALORES CONSIDERADOS PARA OS PARÂMETROS UTILIZADOS (EX.: CUSTO DOS CONTADORES, CUSTO DAS COMUNICAÇÕES, REDUÇÃO DE CONSUMO CONSIDERADA, ETC.) NAS ANÁLISES EFETUADAS?**

Esta questão suscitou diversos comentários que são resumidos seguidamente:

- As Cooperativas Elétricas (A CELER, A LORD, CESSN e CEVE) e a EEM consideram que os custos (contadores, *modems*, concentradores) estão subvalorizados.
- Perdas comerciais consideradas nas análises custo-benefício demasiado baixas (A CELER, A LORD e CESSN).

- Redução de perdas comerciais e de fraudes assumida no Estudo considerada excessivamente conservadora; os valores que é possível recuperar em caso de fraudes de potência são superiores aos indicados no Estudo (EDP D).
- Custo dos contadores convencionais devem incluir o custo com o Dispositivo de Controlo de Potência (EDP D).
- Deveria considerar-se como benefício o tempo que os consumidores poupam pelo facto de as operações nos contadores se passarem a fazer de forma remota e sem necessidade de agendamento (EDP D).
- A EDP Distribuição considera que o aumento de custos relativo à emissão de faturas em papel considerado no Estudo está sobrevalorizado.
- A EDP Distribuição considera que o aumento do número de clientes com fatura eletrónica está subavaliado.
- A EDP Distribuição refere os impactes positivos sobre o VAL dos cenários estudados em caso de se considerar para o cenário de referência (“business as usual”) um número superior de leituras locais e o crescimento no tempo do número de operações locais.
- A CEVE refere que o tempo de vida útil dos contadores (15 anos) é excessivo.
- A evolução do preço da energia muito conservadora; referido que deveria ser considerada uma evolução pelo menos em linha com as previsões do Ministério da Economia (EDP Gás, EDP D, EDP SU e EDP C).
- Taxa de desconto considerada elevada face às recomendações existentes a nível europeu (EDP Gás e EDP D).
- O volume de operações comerciais locais considerado deve ser explicitado (EDP Gás e AGN); referido que a redução do número de operações locais não é real pelo facto de normalmente exigirem a presença de um técnico (Galp Energia).
- Crescimento médio do número de contadores e do consumo anual per capita considerados ambiciosos (Galp Energia).
- Contrariamente ao indicado no Estudo, os contadores inteligentes de gás natural não têm qualquer impacto ao nível das perdas técnicas e não induzem qualquer tipo de economia ao nível dos investimentos em armazenamento e transporte (AGN e Galp Energia).
- Para os cenários *multi-utility*, os custos de instalação de contadores deveriam incluir os custos de uma visita ao local para estudo da localização relativa dos dois contadores (AGN e Galp Energia).
- A AGN e a Galp Energia referem que o custo de substituição das baterias deveria considerar os custos associados à deslocação ao local (o valor considerado parece referir-se exclusivamente ao custo da bateria).

- A Galp Energia refere que atualmente o custo de realização de leituras locais é de 0,25 €.
- A ENEL/Endesa considera o custo de concentradores de PLC conservador (elevado).
- A ENEL/Endesa considera que os custos de comunicações poderão vir a ser 20% mais baixos.
- A ENEL/Endesa considera que o custo de instalação de contadores inteligentes deveria ser o mesmo que para contadores convencionais.

**Q.6 CONSIDERA QUE A ABORDAGEM *MULTI-UTILITY* DEVE SER ASSEGURADA PARA O FUTURO?**

Trata-se de uma questão que mereceu respostas divergentes por parte dos participantes na consulta pública.

Resumem-se seguidamente os principais argumentos apresentados pelas entidades favoráveis à abordagem *multi-utility*:

- É essencial assegurar a possibilidade de *multi-utility* tendo em vista o desenvolvimento futuro dos contadores inteligentes; no futuro é expectável que esta opção seja dominante em termos de mercado (INESC TEC).
- Numa perspetiva de racionalidade económica e de oportunidade tecnológica poderá fazer sentido considerar desde o início uma abordagem *multi-utility* de forma a minimizar custos futuros redundantes (Optimus).
- O acesso *multi-utility* ou outra ligação *standard* ao módulo de comunicação irá revelar-se útil no futuro; o custo adicional é baixo quando comparado com o valor perdido se não estiver disponível quando necessário (Silver Spring Networks).
- A DECO e a EEM consideram a abordagem *multi-utility* fundamental.
- A GNF considera que esta abordagem assegura grandes benefícios no futuro.

As entidades que se manifestaram contra a abordagem *multi-utility* apresentaram os seguintes argumentos:

- A abordagem *multi-utility* só deverá ser considerada quando justificada para cada serviço individualmente (Galp Energia).
- As Cooperativas Elétricas referem a reduzida cobertura de outros fornecimentos (A CELER, A LORD e CESSN) e os rápidos desenvolvimentos tecnológicos para justificarem a sua posição desfavorável à abordagem *multi-utility* (CEVE).

As restantes entidades referem que a abordagem *multi-utility* deve ser avaliada com prudência/reserva:

- Esta solução deve ser avaliada com prudência devido à menor maturidade das soluções gás, à menor taxa de penetração do gás natural, aos investimentos adicionais necessários (EDP Gás).
- Aplicar soluções testadas através de projetos-piloto (EDP SU).
- Utilização da porta HAN pode ser uma solução para a disponibilização da funcionalidade *multi-utility* quando esta assumir maior racional económico (EDP C).
- A AGN e a Galp Energia alertam para a necessidade de analisar a localização dos diferentes contadores de modo a avaliar a exequibilidade de considerar a abordagem *multi-utility* numa base alargada.
- A EDP Distribuição recomenda prudência no desenho de soluções *multi-utility* pelos custos e incerteza tecnológica que podem comportar, considerando preferível adotar soluções comprovadas na sequência da realização de projetos-piloto.
- A Galp Energia refere a necessidade de uma análise mais aprofundada dos impactes técnicos e custos associados à partilha de um canal comum de informação (Galp Energia).
- A ENEL/Endesa refere a reduzida percentagem de clientes que utilizam gás natural e os reduzidos consumos *per capita* como dificuldades à instalação de contadores inteligentes de gás natural.

**Q.7 CONSIDERA QUE OS CONTADORES DE ELETRICIDADE DEVEM DISPOR DE UMA PORTA *MULTI-UTILITY* QUE PERMITA NO FUTURO VIR A RECEBER A INFORMAÇÃO DE OUTROS CONTADORES INTELIGENTES, DE MODO A POSSIBILITAR A UTILIZAÇÃO DE UM ÚNICO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES PARA RECOLHA REMOTA DE DADOS DOS CONTADORES?**

Tal como aconteceu com a resposta à questão anterior, foram recebidos comentários com posições divergentes sobre a integração de uma porta *multi-utility* nos contadores de eletricidade.

A instalação da porta *multi-utility* nos contadores de eletricidade é defendida por diversas entidades com os seguintes argumentos principais:

- Esta funcionalidade é conveniente de modo a assegurar uma abordagem *multi-utility* futura quando esta se revelar vantajosa (EDP SU).
- A integração da funcionalidade *multi-utility* nos contadores inteligentes terá um impacte cada vez mais significativo nas soluções a desenvolver; admite-se que esta funcionalidade venha a ser *standard* nos próximos anos (INESC TEC).
- Um acesso *multi-utility* ou outra ligação *standard* ao módulo de comunicações será útil no futuro; o custo adicional é reduzido quando comparado com o valor perdido se não estiver disponível quando necessário (Silver Spring Networks).

- Esta funcionalidade poderá significar uma redução dos custos agregados aos dois contadores (DECO).

Existe um conjunto de entidades que se manifestou favorável à instalação da porta *multi-utility*, ainda que expressando algumas reservas/condições:

- Funcionalidade a considerar caso se perspetive a introdução de contadores inteligentes em outras *utilities*; no entanto, caso se verifique que o custo marginal de instalar uma porta *multi-utility* é reduzido face aos restantes custos, considera-se razoável a sua inclusão, mantendo em aberto uma opção para o futuro (AGN).
- Funcionalidade a considerar caso a abordagem *multi-utility* avance sem grande desfasamento relativamente à instalação dos contadores inteligentes de eletricidade (EEM).
- As questões de segurança e privacidade devem ser previstas e salvaguardadas; assegurar que a tecnologia de comunicações oferece níveis de desempenho, fiabilidade, escalabilidade e cobertura necessários para suportar os vários modelos de negócio; referido que atualmente somente as redes celulares dispõem desta capacidade (Optimus).
- A porta HAN e a atualização do *firmware* do contador podem constituir uma solução *multi-utility* quando esta assumir maior racional económico (EDP C).
- A porta *multi-utility* deve ser instalada quando a proximidade dos diferentes contadores permita a comunicação entre eles (GNF).

A EDP Gás, a EDP Distribuição, a ENEL/Endesa e algumas Cooperativas Elétricas (A CELER, A LORD e CESSN) foram as entidades que de forma mais clara se manifestaram desfavoravelmente à inclusão da funcionalidade *multi-utility* nos contadores de eletricidade. Os argumentos apresentados foram os seguintes:

- Considerado prematuro incluir esta funcionalidade nos contadores inteligentes de eletricidade (EDP Gás e EDP D).
- A porta *multi-utility* agravará os custos dos contadores de eletricidade até 20-30%; o tempo de vida dos contadores e a fiabilidade das comunicações serão afetadas; a pré-instalação de uma porta *multi-utility* iria reduzir o VAL e aumentar o risco do investimento (ENEL/Endesa).
- A reduzida cobertura de outros fornecimentos não aconselha a considerar a funcionalidade *multi-utility* (A CELER, A LORD e CESSN).

**Q.8 QUAL A ABORDAGEM QUE CONSIDERA MAIS ADEQUADA PARA A DEFINIÇÃO DO CALENDÁRIO DE INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE (ESTABELECEER JÁ UMA DATA PARA O ARRANQUE DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE, OU ADIAR ESTA DECISÃO 2 OU 3 ANOS APÓS A REPETIÇÃO DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO AGORA EFETUADAS)?**

A maioria dos participantes na consulta pública manifestou-se favorável à definição do calendário de instalação de contadores, com início em 2014. Os principais argumentos apresentados foram os seguintes:

- A Gás Natural Fenosa defende um calendário de implementação semelhante ao estabelecido em Espanha (finalização do *roll-out* até 2018) de modo a promover o aprofundamento e harmonização regulatória do MIBEL.
- A ENEL/Endesa propõe que a implementação seja antecipada para um ano e meio após a consulta pública e a sua duração seja limitada a 5 anos; considera importante definir uma data para o início da implementação de modo a permitir a preparação atempada dos agentes e a aprovação das alterações regulamentares necessárias.
- Arranque da implementação em 2014 de modo a possibilitar o cumprimento da Diretiva CE/72/2009 (EDP SU e EDP C).
- Os principais benefícios identificados estão associados à redução de consumos pelo que uma implementação antecipada trará mais benefícios (INESC TEC).
- Existem todas as condições técnicas para definir o calendário de arranque da instalação de contadores inteligentes; adiar o processo não trará qualquer vantagem e atrasa a recolha dos benefícios (Optimus).
- A data deve ser estabelecida e a implementação deve iniciar-se o mais brevemente possível (Silver Spring Networks).
- Quanto mais cedo se iniciar a implementação maior será o valor criado para o sistema; início em 2014, com uma curva de instalação do tipo “S” (EDP D).

As entidades que se manifestaram pelo adiamento da decisão apresentaram os seguintes argumentos principais:

- Necessário proceder a uma nova análise custo-benefício antes do arranque dos contadores inteligentes de eletricidade (DECO).
- Aguardar por uma maior maturidade da tecnologia e redução de custos (CEVE).
- Adiar a decisão face ao atual contexto económico (EEM).
- Adiar a decisão devido à atual conjuntura económica do País e ao interesse em aguardar por uma maior maturidade da tecnologia e redução de custos (A CELER, A LORD e CESSN).

**Q.9 COMO AVALIA OS IMPACTES NAS FATURAS DE ELETRICIDADE DECORRENTES DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE?**

A generalidade dos participantes na consulta pública avalia positivamente o impacto dos contadores inteligentes de eletricidade nas faturas dos clientes. Identificam-se seguidamente as principais justificações apresentadas por estas entidades:

- A informação e os novos tarifários que podem ser disponibilizados com os contadores inteligentes podem incentivar mudanças nos hábitos de consumo com impactes positivos nas faturas; os contadores inteligentes ajudam a criar um ambiente favorável a uma maior concorrência no mercado que poderá resultar em benefícios para os consumidores (ENEL/Endesa).
- A redução de estimativas e faturação com base em valores reais implicará a redução de reclamações e melhor gestão do consumo de energia por parte do consumidor (EDP SU).
- O cliente passará a ter um papel mais ativo na gestão dos valores que surgem na sua fatura de energia (EDP C).
- Os contadores inteligentes evitam o recurso a estimativas de consumo e permitem aos consumidores um maior controlo sobre as faturas que pagam (Galp Energia).
- O impacto nas faturas (redução) poderá ser superior ao indicado no documento de Consulta Pública caso se considere a possibilidade de utilizar a infraestrutura de comunicação para efeitos não apenas de contagem de energia, mas também para efeitos de gestão de consumos (INESC TEC).
- Os contadores inteligentes, ao permitirem uma melhor gestão dos consumos, podem contribuir para reduzir a fatura; as economias são tipicamente maiores em famílias de baixos rendimentos e idosos que correspondem aos grupos que são mais afetados pelos aumentos de custos (Silver Spring Networks).
- Informação mais completa ao cliente permitirá a gestão dos consumos e a promoção da eficiência energética, o que permite antecipar uma redução dos valores finais das faturas; a experiência da Inovgrid e de estudos internacionais sugere que os contadores inteligentes possam promover reduções de consumo entre 2% e 4% para o cenário de *feedback* indireto (EDP D).
- Os contadores inteligentes permitem uma melhor gestão dos consumos que se poderá traduzir na redução do valor da fatura (CEL).

Em sentido contrário pronunciaram-se as seguintes entidades:

- A DECO expressa dúvidas sobre eventuais reduções nas faturas.
- As Cooperativas Elétricas (A CELER, A LORD e CESSN) consideram a redução esperada nas faturas insignificante face ao investimento associado à instalação dos contadores inteligentes.

**Q.10 CONSIDERA A INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE POSITIVA PARA OS CONSUMIDORES?**

A generalidade dos comentários recebidos consideram que a instalação de contadores inteligentes é positiva para os consumidores. Destacam-se os seguintes comentários sobre esta matéria:

- A instalação dos contadores inteligentes de eletricidade poderá ser extremamente positiva para os consumidores, dependendo da forma como for realizada essa operação, designadamente à imputação nas tarifas da redução e eliminação dos custos com operações que deixam de ser necessárias; a disponibilização de mais e melhor informação aos consumidores constitui um incentivo à poupança (DECO).
- Os consumidores são os principais beneficiários com a instalação dos contadores inteligentes de eletricidade (qualidade de serviço e eficiência energética); a redução de custos operacionais dos operadores de redes de distribuição e a redução de perdas técnicas e comerciais revertem a favor dos consumidores (EDP D).
- Os contadores inteligentes permitirão a oferta de estruturas tarifárias incentivadoras da mudança de comportamentos de consumo, passando os consumidores a ter um papel mais ativo na gestão dos seus consumos (EDP C, EDP SU, ENEL/Endesa e Silver Spring Networks).
- A EEM refere a importância das ações de divulgação, esclarecimento e de acompanhamento junto dos consumidores para que estes possam beneficiar com a instalação dos contadores inteligentes.
- A solução implementada deve ser tecnicamente capaz de suportar a gestão de serviços avançados (Optimus).
- A redução de fraudes é a principal vantagem para os consumidores (A CELER, A LORD e CESSN).

**OUTROS COMENTÁRIOS**

- Análise deveria ser feita numa ótica de *smart grids* (redes inteligentes) e não de *smart meters* (contadores inteligentes) o que poderia resultar em conclusões diferentes (Silver Spring Networks).
- Deve regular-se adequadamente o tratamento, intercâmbio e disponibilização aos diferentes agentes da informação decorrente da implementação dos contadores inteligentes (GNF).
- Infraestrutura de comunicações deve ser separada da rede física do operador da rede de distribuição por questões de transparência e de manter possíveis futuras opções (Silver Spring Networks e Nexus).
- Informação deverá estar acessível de forma imediata e transparente aos comercializadores (Nexus).



- Importante assegurar que comercializadores que pertencem ao mesmo grupo empresarial do ORD não gozam de acesso facilitado e que não haja práticas anti-competitivas (Nexus).
- Necessidade de a iniciativa de instalação de contadores inteligentes de eletricidade ser acompanhada por uma remodelação de tarifas, que deverão prever uma discriminação horária que incentive o consumidor a fazer a gestão dos seus consumos, e proporcionar uma maior elasticidade da procura (Nexus).
- Deveria ser estudada a possibilidade de liberalizar os serviços de instalação de contadores (por razões de eficiência e competitividade para esse mercado) e de leituras (a efetuar por parte de uma entidade independente por razões de imparcialidade e de eficiência) (Nexus).



## II. SITUAÇÃO ATUAL DA MEDIÇÃO DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL

### II.1 ELETRICIDADE

#### II.1.1 INFORMAÇÃO BÁSICA SOBRE O CONSUMO DE ELETRICIDADE

Para uma melhor informação sobre o consumo de eletricidade, apresenta-se no quadro seguinte a distribuição do consumo anual e do número de clientes por tipo de fornecimento.

**CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES POR TIPO DE FORNECIMENTO**

	<b>Consumo Anual (GWh)</b>	<b>N.º de Clientes</b>
MAT	1 801	58
AT	6 662	267
MT	14 161	23 519
BTE	3 623	34 022
BTN s/ IP	19 730	6 045 341
IP	1 606	53 603
<b>Total</b>	<b>47 583</b>	<b>6 156 811</b>

No quadro seguinte apresenta-se informação sobre a distribuição dos clientes em BTN (potência contratada até 41,4 kVA) pelas opções tarifárias, bem como o número de clientes por escalão de potência contratada considerados no cálculo de tarifas de 2012.

**NÚMERO DE CLIENTES POR ESCALÃO DE POTÊNCIA CONTRATADA E OPÇÃO TARIFÁRIA**

<b>Opção</b>	<b>Total</b>	<b>1,15</b>	<b>2,3</b>	<b>3,45</b>	<b>4,6</b>	<b>5,75</b>	<b>6,9</b>	<b>10,35</b>	<b>13,8</b>	<b>17,25</b>	<b>20,7</b>	<b>27,6</b>	<b>34,5</b>	<b>41,4</b>
BTN Simples	5 169 788	424 181	30 260	2 699 656	131 690	66 540	1 199 836	329 174	115 729	35 115	137 607	0	0	0
BTN bi-horária	802 572	0	0	136 921	45 439	28 344	359 935	98 955	52 546	18 395	62 037	0	0	0
BTN Tri-horária	72 981	0	0	24	1	0	474	513	196	6	37	24 334	22 287	25 110

#### II.1.2 MEDIÇÃO E LEITURA DOS CONTADORES

O fornecimento e a instalação dos contadores constituem encargo dos operadores das redes às quais se encontram ligadas as instalações dos clientes. Os operadores das redes não podem cobrar qualquer quantia a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica dos contadores.

Também constituem encargo dos operadores de redes os custos com a instalação, a operação e a manutenção de infraestruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações que já estejam integradas no sistema de telecontagem.

Por acordo com o operador da rede, o detentor da instalação pode instalar e proceder à manutenção do respetivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas quer as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>16</sup>, quer a legislação em vigor sobre controlo metrológico. A legislação não impede a instalação, por conta do interessado, de um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido pelo operador da rede.

A verificação do funcionamento dos contadores é obrigatória para o operador das redes, nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Os encargos com a verificação ou ajuste do equipamento de medição são da responsabilidade do proprietário do equipamento. Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detete defeito no seu funcionamento.

As indicações recolhidas por leitura direta dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outras, sendo os operadores das redes as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes.

A leitura local dos contadores dos clientes em BTN é efetuada de modo a assegurar que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses (4 leituras por ano).

### **II.1.3 CONTADORES INSTALADOS**

Nesta secção apresenta-se uma breve caracterização dos contadores de BTN instalados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no final de 2010.

#### **II.1.3.1 PORTUGAL CONTINENTAL**

No final de 2010, estavam instalados 6 121 250 contadores em BTN, com as seguintes características:

- Contadores eletromecânicos      4 418 969
- Contadores estáticos              1 367 601

---

<sup>16</sup>

[http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/GMLDD\\_2011.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/GMLDD_2011.pdf)

## CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

- Contadores híbridos 334 680

Do total de contadores instalados, aproximadamente 70% são monofásicos e 30% trifásicos.

O quadro seguinte apresenta a distribuição de contadores da EDP Distribuição em função da data de instalação.

### DISTRIBUIÇÃO DE CONTADORES EM FUNÇÃO DA DATA DE INSTALAÇÃO

Contadores Electromecânicos	<1970	1970~2000	2000~2010	>= 2010
Total	12 077	3 720 926	685 966	

Contadores Estáticos	<2005	2005~2010	>= 2010
Total	6 991	893 441	467 169

Contadores Híbridos	<1990	1990~2000	2000~2010	>= 2010
Total	-	37 858	296 822	-

Fonte: EDP Distribuição

Em Portugal continental, os contadores em BTN são maioritariamente eletromecânicos (72%), representando os contadores estáticos e híbridos, respetivamente 22% e 6% do número total de contadores instalados.

De referir que, por oposição aos contadores do tipo estático, a que correspondem funcionalidades mais avançadas, aos contadores do tipo eletromecânico correspondem funcionalidades limitadas e pouco sofisticadas.

Cerca de 3,8 milhões de contadores (62%) foram instalados anteriormente ao ano 2000, encontrando-se já amortizados<sup>17</sup>.

### II.1.3.2 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na Região Autónoma da Madeira, o número de contadores em BTN instalados é de 140 312, com as seguintes características:

- Contadores eletromecânicos 75 264

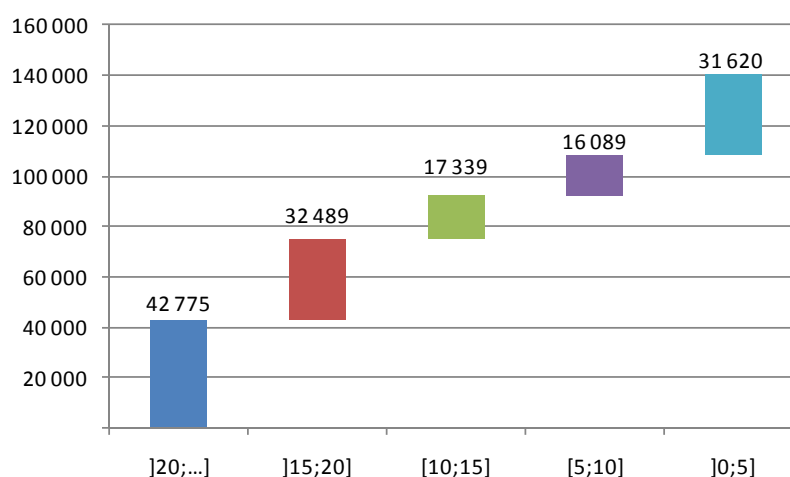
<sup>17</sup> Período de amortização de 10 anos.

- Contadores estáticos 65 048

A distribuição entre contadores monofásicos e trifásicos é respetivamente 87% (122 128) e 13% (18 184).

Na figura seguinte apresenta-se a distribuição dos contadores em função da sua idade.

**DISTRIBUIÇÃO DOS CONTADORES EM FUNÇÃO DA IDADE**



Fonte: EEM

Cerca de 66% dos contadores (92603) têm uma idade superior a 10 anos.

### **II.1.3.3 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

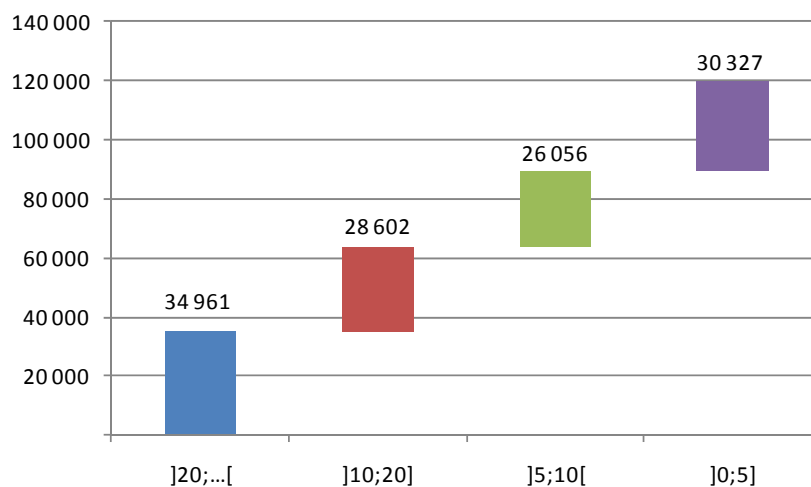
Na Região Autónoma dos Açores, o número de contadores em BTN instalados é de 119 946, com as seguintes características:

- Contadores eletromecânicos 82 965
- Contadores estáticos 36 981

A distribuição entre contadores monofásicos e trifásicos é respetivamente 84% (100 343) e 16% (19 603).

Na figura seguinte apresenta-se a distribuição dos contadores em função da sua idade.

**DISTRIBUIÇÃO DOS CONTADORES EM FUNÇÃO DA IDADE**



Fonte: EDA

Cerca de 53% dos contadores (63563) têm uma idade superior a 10 anos.

**II.2 GÁS NATURAL**

**II.2.1 INFORMAÇÃO BÁSICA SOBRE O CONSUMO DE GÁS NATURAL**

Para uma melhor informação sobre o consumo de gás natural, apresenta-se no quadro seguinte a distribuição do consumo anual e do número de clientes por tipo de fornecimento.

**CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES POR TIPO DE FORNECIMENTO**

	<b>Consumo Anual (GWh)</b>	<b>N.º de Clientes</b>
AP (centrais térmicas)	27 462	6
AP	15 445	15
MP	16 529	270
BP>10 000 m <sup>3</sup>	5 116	4 032
BP<10 000 m <sup>3</sup>	4 531	1 280 909
<b>Total</b>	<b>69 083</b>	<b>1 285 232</b>

No quadro seguinte apresenta-se a distribuição dos clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> pelos diferentes escalões de consumo, considerada no cálculo de tarifas para o ano gás 2011-2012.

**NÚMERO DE CLIENTES POR ESCALÃO DE CONSUMO (CONSUMO ANUAL ATÉ 10 000 m<sup>3</sup>)**

<b>Opção</b>	<b>Total</b>	<b>Escalão 1 (100 a 220 m<sup>3</sup>)</b>	<b>Escalão 2 (221 a 500 m<sup>3</sup>)</b>	<b>Escalão 3 (501 a 1 000 m<sup>3</sup>)</b>	<b>Escalão 4 (1 001 a 10 000 m<sup>3</sup>)</b>
BP<10 000 m <sup>3</sup>	1 280 909	658 504	475 700	111 464	35 241

**II.2.2 MEDIÇÃO E LEITURA DOS CONTADORES**

Seguidamente descreve-se o contexto das atividades de medição e leitura dos contadores de gás natural de acordo com os regulamentos em vigor<sup>18</sup>.

Os equipamentos de medição, designadamente os contadores e os respetivos acessórios, são fornecidos e instalados pelos operadores das redes de distribuição nas ligações às redes das instalações de clientes.

O fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição constituem encargo dos operadores das redes, enquanto proprietários dos mesmos, os quais não podem cobrar qualquer quantia a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica dos referidos aparelhos.

Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição no final do contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.

Por acordo com o operador da rede, o detentor da instalação pode instalar e proceder à manutenção do respetivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas quer as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, quer a legislação em vigor sobre controlo metrológico. A legislação não impede a instalação, por conta do interessado, de um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido pelo operador da rede.

A verificação dos equipamentos de medição é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Os encargos com a verificação ou ajuste do equipamento de medição são da responsabilidade do proprietário do equipamento. Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detete defeito no seu funcionamento.

<sup>18</sup> <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Paginas/default.aspx>



As indicações recolhidas por leitura direta dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outras, sendo os operadores das redes as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes.

A recolha local de dados é efetuada nos casos em que não exista telecontagem (instalações com consumo anual contratado inferior a 100 000 m<sup>3</sup>) com a seguinte periodicidade, estabelecida em função do escalão de consumo:

- Para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e inferiores a 100 000 m<sup>3</sup>, a periodicidade é mensal.
- Para consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, a periodicidade é bimestral.

### **II.2.3 CONTADORES INSTALADOS**

Apresenta-se, em seguida, a caracterização do parque de contadores de gás natural instalado em Portugal no final de 2010. Esta informação foi disponibilizada pelos seguintes operadores das redes de distribuição:

- Grupo Galp (Lisboagás, Lusitaniagás, Duriensegás, Setgás, Beiragás, Medigás, Paxgás e Dianagás);
- EDP Gás Distribuição;
- Sonorgás;
- Tagusgás.

Os contadores de gás natural são, habitualmente, classificados de acordo com os caudais máximos e mínimos, expressos em m<sup>3</sup> por hora. No quadro seguinte apresentam-se os caudais mínimos e máximos correspondentes aos diferentes tipos de contadores.

**CONTADORES DE GÁS NATURAL (TIPOLOGIA E CAUDAIS HORÁRIOS)**

<b>Tipologia</b>	<b>G2.5</b>	<b>G4</b>	<b>G6</b>	<b>G10</b>	<b>G16</b>	<b>G25</b>	<b>G40</b>	<b>G65</b>	<b>G100</b>
<b>Caudal mínimo [m<sup>3</sup>]</b>	0,025	0,040	0,060	0,100	0,160	0,250	0,400	0,650	1,000
<b>Caudal máximo [m<sup>3</sup>]</b>	4	6	10	16	25	40	65	100	160

Fonte: Galp Energia

Aproximadamente 99% dos contadores de gás natural instalados são do tipo G2.5, G4 ou G6. Estes contadores são os mais utilizados nas instalações de clientes domésticos e pequenas empresas.

## CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

### II.2.3.1 NÚMERO DE CONTADORES POR CLASSIFICAÇÃO E TECNOLOGIA

O quadro seguinte apresenta a distribuição do número total de contadores de gás natural instalados em Portugal, por tecnologia e por classificação. O quadro mostra também que a quase totalidade dos contadores instalados (99,9%) utiliza a tecnologia de diafragma.

#### NÚMERO DE CONTADORES DE GÁS NATURAL POR TECNOLOGIA E CLASSIFICAÇÃO

Tipologia	Diafragma	Êmbolos rotativos	Turbina	Mássico/ Outro	Total	Fração do total
G1.6	7 026	0	0	0	<b>7 026</b>	1%
G2.5	8 489	0	0	0	<b>8 489</b>	1%
G4	1 231 941	3	0	0	<b>1 231 944</b>	96%
G6	20 883	0	0	0	<b>20 883</b>	2%
G10	4 323	9	0	0	<b>4 332</b>	0%
G16	1 640	16	0	0	<b>1 656</b>	0%
G25	3 685	29	0	0	<b>3 714</b>	0%
G40	590	180	0	0	<b>770</b>	0%
G65	213	379	9	0	<b>601</b>	0%
G100	35	247	50	0	<b>332</b>	0%
G160	26	88	163	1	<b>278</b>	0%
G250	22	33	178	2	<b>235</b>	0%
G400	28	2	180	0	<b>210</b>	0%
G650	12	0	84	0	<b>96</b>	0%
G1000	0	0	29	0	<b>29</b>	0%
G1600	1	0	4	0	<b>5</b>	0%
G2500	0	0	1	0	<b>1</b>	0%
Outros	4	0	0	2	<b>6</b>	0%
<b>Total</b>	<b>1 278 918</b>	<b>986</b>	<b>698</b>	<b>5</b>	<b>1 280 607</b>	
Fração do total	99,9%	0,1%	0,1%	0,0%		

Fonte: Operadores das redes de distribuição

Os contadores das instalações de clientes com consumos até 10 000 m<sup>3</sup> por ano asseguram unicamente a funcionalidade de contagem.

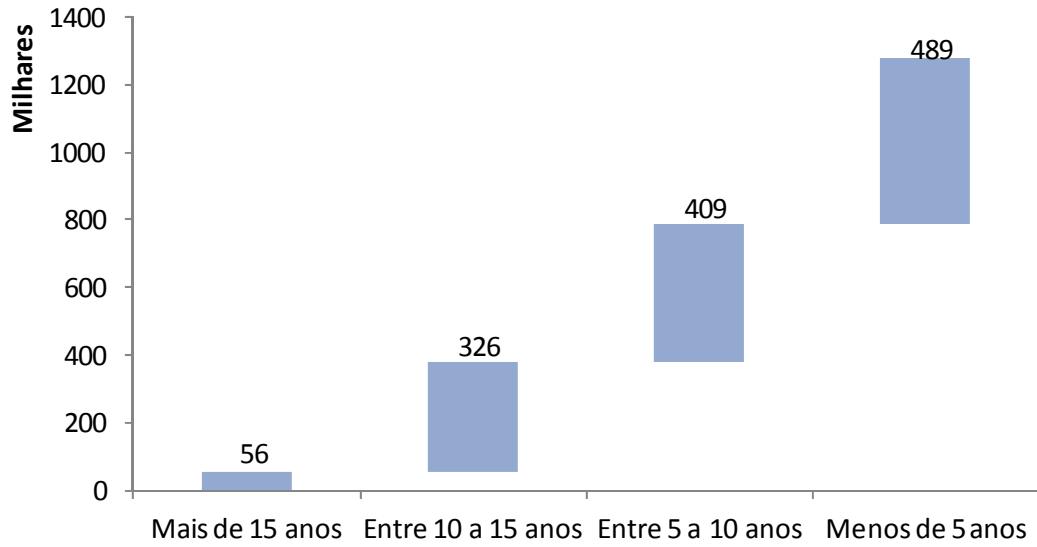
### II.2.3.2 IDADE DOS CONTADORES INSTALADOS

Na figura seguinte apresenta-se a caracterização dos contadores em função da idade dos contadores de diafragma, os quais, como anteriormente referido, constituem a quase totalidade dos contadores instalados.

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

*ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011*

**DISTRIBUIÇÃO DO NÚMERO DE CONTADORES DE DIAFRAGMA EM FUNÇÃO DA IDADE**



Fonte: Operadores das redes de distribuição



### **III. GLOSSÁRIO E SIGLAS**

ADSL	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i> , tecnologia de comunicação de dados que permite uma transmissão de dados mais rápida através de linhas de telefone do que um modem convencional pode oferecer
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> , sistema em que os contadores possuem apenas capacidade de comunicação unidirecional com os sistemas centrais
AMM	<i>Automated Meter Management</i> , sistema em que os contadores possuem capacidade de comunicação bidirecional com os sistemas centrais, permitindo, além de funcionalidades mais avançadas de medição de energia, a parametrização e controlo dos contadores
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BAU	<i>Business As Usual</i> , terminologia usada para referir o cenário de referência sem alterações significativas face à situação atual
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW
BTN	Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> , refere-se a despesas de capital ou investimento em bens de capital
CBA	<i>Cost Benefit Analysis</i>
CBT	<i>Consumer Behaviour Trials</i> , nome dado ao conjunto de projetos-piloto efetuados na Irlanda para aferição do comportamento do consumidor face aos contadores inteligentes
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
DCC	<i>Data Communications Company</i> , nome dado à entidade a criar no Reino Unido para implementar, operar e manter a infraestrutura de comunicações para contadores inteligentes

## CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

---

DCSK	<i>Differential Code Shift Keying</i> , técnica de modulação de espalhamento espectral de banda larga para transmissão de dados
DTC	<i>Distribution Transformer Controller</i> , terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D
EB	<i>Energy Box</i> , terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D para designar um equipamento normalmente existente nas instalações do cliente
ERGEG	<i>European Regulator Group for Electricity &amp; Gas</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GPRS	<i>General Packet Radio System</i> , tecnologia associada a comunicações móveis via rádio para transmissão de dados
HAN	<i>Home Area Network</i> , trata-se da rede de comunicações, normalmente no interior das instalações do cliente, que permite a comunicação entre o contador e outros dispositivos
IA	<i>Impact Assessment</i> , Avaliação de Impacte, terminologia usada no Reino Unido para referir as análises custo-benefício
IHD	<i>In-House Display</i> , monitor, normalmente nas instalações do cliente, para visualização de informação de uma forma mais inteligível
IP	Iluminação Pública
kVA	kilo-Volt-Ampère, unidade de potência
kWh	kilo-Watt-Hora, unidade de energia
LAN	<i>Local Area Network</i> , rede de área local, que no contexto de contadores inteligentes corresponde normalmente à área entre as instalações do consumidor e o primeiro concentrador de diversos consumidores no exterior
m <sup>3</sup>	unidade de volume
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
MWh	Mega-Watt-hora, unidade de energia

**CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL**

ESTUDO PREVISTO NOS DECRETOS-LEI N.º 77 E N.º 78/2011

---

OPEX	<i>Operational Expenditures</i> , despesas operacionais, refere-se ao capital utilizado para manter um produto, negócio ou sistema
ORD	Operador de Rede de Distribuição
PLC	<i>Power Line Carrier</i> , tecnologia de comunicações sobre a rede elétrica
PLC DCSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal DCSK ( <i>Differential Code Shift Keying</i> )
PLC OFDM	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal OFDM ( <i>Orthogonal Frequency-Division Multiplexing</i> )
PLC PRIME	Tecnologia PLC; a solução PRIME ( <i>Powerline Related Intelligent Metering Evolution</i> ) define uma solução de telecomunicações pública, aberta e não-proprietária e é baseada em modulação OFDM
PLC SFSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal SFSK ( <i>Spaced Frequency Shift Keying</i> )
PT	Posto de Transformação
RF Mesh	Trata-se de uma arquitetura de telecomunicações via rádio constituída por elementos de rede (nós de rede) comunicando via rádio-frequência (RF) e organizados numa tipologia malhada
ToU	<i>Time of Use</i> , tipo de tarifas baseada no conceito de cobrar preços diferentes de energia consoante o período do dia (por exemplo, dia, noite, períodos de pico)
VAL	Valor Atual Líquido, medida de avaliação económico-financeira (equivalente ao termo anglo-saxónico NPV, <i>Net Present Value</i> )
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , custo médio de capital; usado para descontar os fluxos financeiros para análise económico-financeira
WAN	<i>Wide Area Network</i> , rede de área alargada, que no contexto de contadores inteligentes corresponde normalmente à área entre o primeiro concentrador de diversos consumidores no exterior e a rede do ORD ou de outros intervenientes na cadeia de valor