CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL

DOCUMENTO DE CONSULTA PÚBLICA

maio 2012

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO 1

2 CARATERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO DA MEDIÇÃO DE ELETRICIDADE E GÁS NATURAL EM PORTUGAL 7

2.1 Eletricidade 7

2.1.1 Informação básica sobre o consumo de eletricidade 7

2.1.2 Medição e leitura dos contadores 7

2.1.3 Contadores instalados 8

2.1.3.1 Portugal continental 8

2.1.3.2 Região Autónoma da Madeira 9

2.1.3.3 Região Autónoma dos Açores 10

2.2 Gás natural 11

2.2.1 Informação básica sobre o consumo de gás natural 11

2.2.2 Medição e leitura dos contadores 12

2.2.3 Contadores instalados 13

2.2.3.1 Número de contadores por classificação e tecnologia 14

2.2.3.2 Idade dos contadores instalados 14

3 PROJETOS-PILOTO DE CONTADORES INTELIGENTES EM PORTUGAL 17

3.1 Eletricidade 17

3.1.1 EDP Distribuição 17

3.1.2 EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira 20

3.1.3 Cooproriz 21

3.2 Gás natural 21

4 PRINCIPAIS LIÇÕES DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS ANALISADAS 23

4.1 Enquadramento 23

4.2 França (eletricidade e gás natural) 26

4.2.1 Eletricidade 26

4.2.2 Gás natural 27

4.3 Holanda (eletricidade e gás natural) 28

4.4 Reino Unido (Eletricidade e gás natural) 29

4.5 Irlanda (eletricidade) 30

4.6 Austrália – Estado de Victoria 31

4.7 Outras experiências internacionais 32

4.8 Aspetos mais relevantes das experiências internacionais analisadas 33

5 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES DE CUSTO-BENEFÍCIO 35

5.1 Pressupostos 35

5.1.1 Eletricidade 35

5.1.2 Gás natural 37

5.2 Principais variáveis utilizadas para definição dos cenários 39

5.3 Funcionalidades dos contadores inteligentes 39
5.3.1 Eletricidade 41
5.3.2 Gás natural 42
5.4 Comunicações 44
5.4.1 Eletricidade 44
5.4.2 Gás Natural 44
5.5 Acesso à informação disponibilizada pelos contadores inteligentes 45
5.5.1 Eletricidade 45
5.5.2 Gás natural 46
5.6 Calendário de instalações dos contadores inteligentes 47
5.6.1 Eletricidade 47
5.6.2 Gás natural 48
5.7 Cenários selecionados para submeter a análises custo-benefício 50
5.7.1 Eletricidade 50
5.7.2 Gás natural 53
5.7.3 Eletricidade e Gás natural 56
6 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO 59
6.1 Descrição da metodologia utilizada 59
6.2 Custos e benefícios na eletricidade 60
6.2.1 Custos 60
6.2.2 Benefícios 63
6.3 Custos e benefícios no gás natural 69
6.3.1 Custos 69
6.3.2 Benefícios 73
6.4 Custos e benefícios não quantificados 76
6.5 Análise global dos cenários analisados 77
6.5.1 Eletricidade 78
6.5.2 Gás natural 82
6.5.3 Eletricidade e gás natural 84
6.6 Análise do cenário mais favorável para a eletricidade – Cenário 2 88
6.6.1 Análise por agente da cadeia de valor 88
6.6.2 Análise dos itens de custo e benefício 89
6.6.3 Análises de sensibilidade 91
6.6.4 Impactes nas faturas de eletricidade 94
6.7 Análise de sensibilidade a um *roll-out* para consumidores de eletricidade de maior consumo (potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA) 95
7 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA 99
7.1 Metodologia e pressupostos considerados nas análises custo-benefício 99
7.2 Cenários submetidos a análises custo-benefício 100
7.3 Funcionalidades dos contadores inteligentes 100
7.4 Custos e benefícios considerados 101

7.5 Abordagens *multi-utility* 101
7.6 Calendarização da instalação dos contadores inteligentes 102
7.7 Impactes nas faturas de eletricidade 103
ANEXOS 105
I. Questões submetidas a consulta pública 107
II. Glossário e Siglas 109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Estrutura simplificada de um sistema de contadores inteligentes....2
Figura 2-1 - Distribuição dos contadores em função da idade....10
Figura 2-2 - Distribuição dos contadores em função da idade....11
Figura 2-3 - Distribuição do número de contadores de diafragma em função da idade....15
Figura 5-1 - Eletricidade: roll-out 1....47
Figura 5-2 - Eletricidade: roll-out 2....48
Figura 5-3 - Gás natural: roll-out 1....49
Figura 5-4 - Gás natural: roll-out 2....50
Figura 6-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....78
Figura 6-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....79
Figura 6-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....81
Figura 6-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....82
Figura 6-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....83
Figura 6-6 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....85
Figura 6-7 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....86
Figura 6-8 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo....87
Figura 6-9 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor....88
Figura 6-10 - VAL (M€) por item de custo e de benefício....89
Figura 6-11 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado....90
Figura 6-12 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)....92
Figura 6-13 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)....93
Figura 6-14 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)....93
Figura 6-15 - Caraterização dos consumos em BTN....96
Figura 6-16 - VAL (M€) para um *roll-out* parcial na eletricidade (consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA)....98

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Consumo e número de clientes por tipo de fornecimento 7
Quadro 2-2 - Número de clientes por escalão de potência contratada e opção tarifária 7
Quadro 2-3 - Distribuição de contadores em função da data de instalação 9
Quadro 2-4 - Consumo e número de clientes por tipo de fornecimento 11
Quadro 2-5 - Número de clientes por escalão de consumo (consumo anual até 10 000 m^3) 12
Quadro 2-6 - Contadores de gás natural (tipologia e caudais horários) 13
Quadro 2-7 - Número de contadores de gás natural por tecnologia e classificação 14
Quadro 4-1 - Boas Práticas recomendadas pelo ERGEG 23
Quadro 4-2 - Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu 25
Quadro 5-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade 36
Quadro 5-2 - Pressupostos considerados para gás natural 38
Quadro 6-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 78
Quadro 6-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 80
Quadro 6-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 81
Quadro 6-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 82
Quadro 6-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 83
Quadro 6-6 - Eletricidade e Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 85
Quadro 6-7 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 86
Quadro 6-8 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos 87
Quadro 6-9 – Impactes nas faturas de eletricidade 95

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

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."

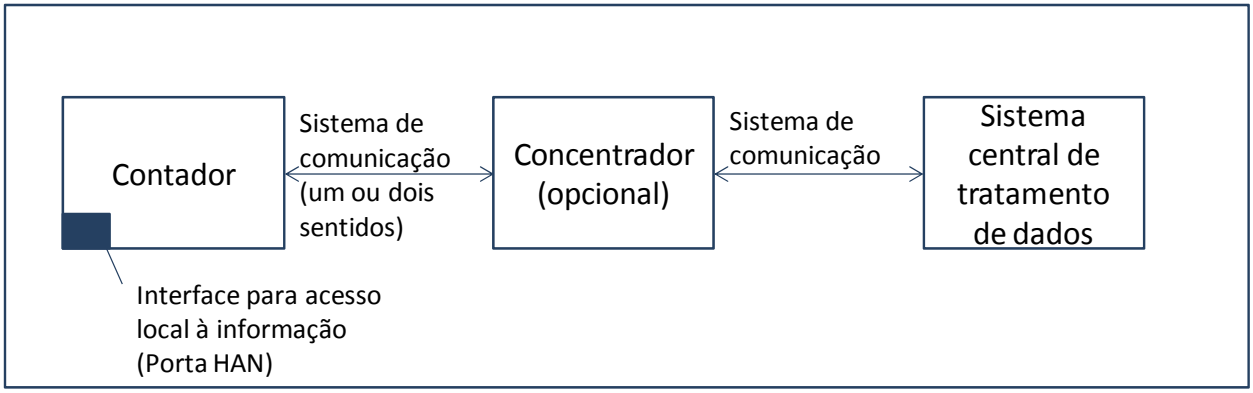
A Comissão Europeia, na Nota Interpretativa das diretivas sobre as regras aplicáveis aos mercados retalhistas[1], define os sistemas inteligentes de medição de energia do seguinte modo:

"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



[1] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_retail_markets.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 inclua:

- 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.

No caso da avaliação da ERSE ser favorável, o Governo aprova, por lei, um sistema tendo em conta o cumprimento das obrigações comunitárias e respetivos prazos de cumprimento.

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^3.

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 Estudo compreende 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 avaliações de 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 e envio ao Governo.

Tendo sido concluídas as primeiras 6 fases do Estudo, a ERSE submete o presente documento a consulta pública com o objetivo de recolher dos consumidores, operadores de redes, comercializadores e outras entidades interessadas, comentários e sugestões que possam contribuir para melhorar o Estudo a apresentar ao Governo até ao final de junho de 2012.

O presente documento de consulta pública integra os resultados dos trabalhos realizados pela KEMA, cujos relatórios estão disponíveis na página da ERSE na Internet[2]. O documento que se submete a consulta pública inclui já os resultados das análises custo-benefício efetuadas sobre um conjunto de cenários considerados os mais adequados à realidade dos sistemas elétrico e de gás natural.

No documento são igualmente explicitadas questões sobre algumas matérias sobre as quais se considera indispensável recolher a opinião das entidades que participam na consulta pública.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública os contributos que, sob a forma de comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 15 de junho de 2012, para o seguinte endereço de correio eletrónico: contadoresinteligentes@erse.pt.

Todos os comentários escritos recebidos na ERSE no âmbito do processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação em contrário.

Esta consulta pública foi precedida da realização dos trabalhos anteriormente indicados para as fases 1 a 6 do Estudo. Adicionalmente, foi ainda realizado um inquérito aos comercializadores para recolha de informação e promovido um 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.

Este documento beneficia igualmente dos trabalhos realizados a nível europeu, sendo de destacar os seguintes:

[2] http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/consultaspublicas.aspx

- "Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas"[3], publicado pelo ERGEG em fevereiro de 2011;
- "Set of common functional requirements of the Smart Meter"[4], publicado pela Comissão Europeia em outubro de 2011;
- "Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems"[5], publicado pela Comissão Europeia em março de 2012.

O documento de consulta pública encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 apresenta-se uma caraterização da medição de eletricidade e gás natural em Portugal, designadamente as características dos contadores instalados;
- No Capítulo 3 é efetuada uma descrição dos principais resultados obtidos com os projetos-piloto realizados em Portugal;
- No Capítulo 4 é apresentado um resumo das principais experiências internacionais analisadas;
- No Capítulo 5 são descritos os cenários submetidos às análises custo-benefício;
- No Capítulo 6 são apresentados os resultados das análises custo-benefício;
- No Capítulo 7 são identificadas questões sobre algumas matérias sobre as quais se considera indispensável aprofundar a discussão e recolher comentários e sugestões dos participantes na consulta pública.

[3] http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab2/E10-RMF29-05_GGP_SM_8-Feb2011.pdf

[4] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm

[5] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm

2 CARATERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO DA MEDIÇÃO DE ELETRICIDADE E GÁS NATURAL EM PORTUGAL

2.1 ELETRICIDADE

2.1.1 INFORMAÇÃO BÁSICA SOBRE O CONSUMO DE ELETRICIDADE

Para uma melhor informação sobre o consumo de eletricidade, apresenta-se no Quadro 2-1 a distribuição do consumo anual e do número de clientes por tipo de fornecimento.

Quadro 2-1 - Consumo e número de clientes por tipo de fornecimento

	Consumo Anual (GWh)	N.º de Clientes
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
Total	**47 583**	**6 156 811**

No Quadro 2-2 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.

Quadro 2-2 - Número de clientes por escalão de potência contratada e opção tarifária

Opção	Total	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4
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

2.1.2 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[6], 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).

2.1.3 CONTADORES INSTALADOS

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

2.1.3.1 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

6 http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/GMLDD_2011.pdf

- Contadores híbridos 334 680

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

O Quadro 2-3 apresenta a distribuição de contadores da EDP Distribuição em função da data de instalação.

Quadro 2-3 - 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[7].

2.1.3.2 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

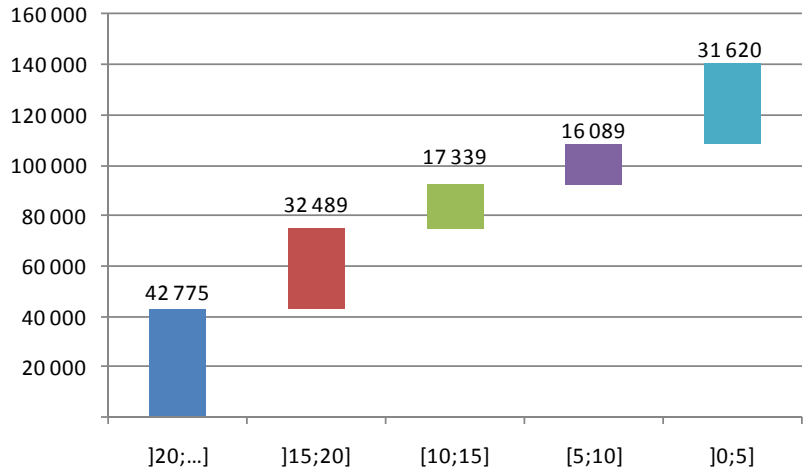
- Contadores eletromecânicos 75 264
- Contadores estáticos 65 048

[7] Período de amortização de 10 anos.

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

Na Figura 2-1 apresenta-se a distribuição dos contadores em função da sua idade.

Figura 2-1 - Distribuição dos contadores em função da idade



Fonte: EEM

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

2.1.3.3 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

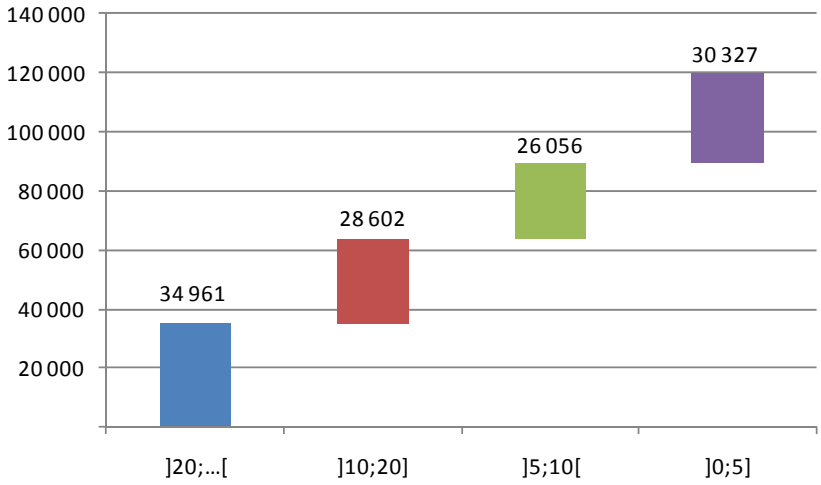
Na Região Autónoma dos Açores, o número de contadores em BTN instalados é de 119 946, com as seguintes características:

- 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 2-2 apresenta-se a distribuição dos contadores em função da sua idade.

Figura 2-2 - Distribuição dos contadores em função da idade



Fonte: EDA

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

2.2 GÁS NATURAL

2.2.1 INFORMAÇÃO BÁSICA SOBRE O CONSUMO DE GÁS NATURAL

Para uma melhor informação sobre o consumo de gás natural, apresenta-se no Quadro 2-4 a distribuição do consumo anual e do número de clientes por tipo de fornecimento.

Quadro 2-4 - Consumo e número de clientes por tipo de fornecimento

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

No Quadro 2-5 apresenta-se a distribuição dos clientes com consumo anual até 10 000 m^3 pelos diferentes escalões de consumo, considerada no cálculo de tarifas para o ano gás 2011-2012.

Quadro 2-5 - Número de clientes por escalão de consumo (consumo anual até 10 000 m^3)

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

2.2.2 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[8].

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.

[8] 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^3) com a seguinte periodicidade, estabelecida em função do escalão de consumo:

- Para consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e inferiores a 100 000 m^3, a periodicidade é mensal.
- Para consumos anuais inferiores a 10 000 m^3, a periodicidade é bimestral.

2.2.3 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^3 por hora. No Quadro 2-6 apresentam-se os caudais mínimos e máximos correspondentes aos diferentes tipos de contadores.

Quadro 2-6 - Contadores de gás natural (tipologia e caudais horários)

Tipologia	G2.5	G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100
Caudal mínimo [m^3]	0,025	0,040	0,060	0,100	0,160	0,250	0,400	0,650	1,000
Caudal máximo [m^3]	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.

2.2.3.1 NÚMERO DE CONTADORES POR CLASSIFICAÇÃO E TECNOLOGIA

O Quadro 2-7 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.

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

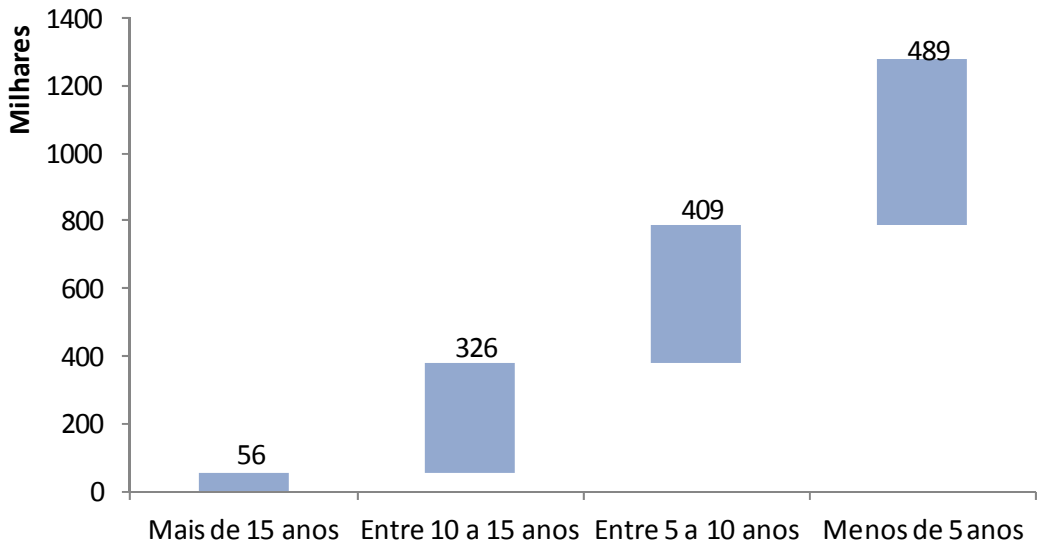
Fonte: Operadores das redes de distribuição

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

2.2.3.2 IDADE DOS CONTADORES INSTALADOS

Na Figura 2-3 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.

Figura 2-3 - Distribuição do número de contadores de diafragma em função da idade



Fonte: Operadores das redes de distribuição

3 PROJETOS-PILOTO DE CONTADORES INTELIGENTES EM PORTUGAL

3.1 ELETRICIDADE

Em Portugal têm sido desenvolvidos diversos projetos-piloto com a finalidade de testar diferentes equipamentos e tecnologias de comunicação e analisar alterações dos hábitos de consumo motivadas pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores.

A informação disponibilizada pelos operadores das redes de distribuição sobre os projetos-piloto desenvolvidos em Portugal é analisada de forma detalhada no Relatório da KEMA "Situação atual e experiência com projetos-piloto em Portugal", disponível na página da ERSE na Internet[9].

Os operadores das redes de distribuição que já desenvolveram projetos-piloto de contadores inteligentes de eletricidade foram os seguintes:

- EDP Distribuição;
- EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira;
- Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia C.R.L (operador de rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão).

Seguidamente, apresenta-se a informação considerada mais relevante obtida a partir dos projetos-piloto desenvolvidos pelos operadores das redes de distribuição anteriormente referidos.

3.1.1 EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição tem desenvolvido diversos projetos-piloto de contadores inteligentes nos últimos anos. Neste contexto, assume particular relevância o projeto de Évora. Este projeto foi iniciado em 2007 com o objetivo de melhorar o funcionamento da rede de distribuição, reduzir custos de operação, promover a eficiência energética e aumentar a sustentabilidade ambiental[10].

No projeto de Évora procedeu-se à substituição dos contadores atuais por dispositivos chamados *Energy Boxes* (EB). Estas EB estão integradas numa rede dotada de automação e com dispositivos (DTC) de armazenamento e processamento de informação (comando e controlo) ao nível dos postos de transformação (PT).

[9] http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/consultaspublicas.aspx

10 Em 2011, o projeto de Évora (Inovcity/InovGrid) foi selecionado pela Comissão Europeia e pela Eurelectric como *case study* de entre mais de 260 projetos a nível europeu de redes inteligentes de energia, devido à forma como foi concebido e implementado na cidade de Évora e será agora objeto de análise e acompanhamento por parte destas entidades europeias.

Em março de 2011, o projeto de Évora ficou praticamente concluído, apresentando as seguintes características:

- 30 000 EB e 340 DTC instalados;
- Novos produtos e serviços em operação;
- Iluminação pública integrada no projeto;
- Teste de tecnologias de comunicação, designadamente PLC DCSK (comunicação de dados através da rede elétrica utilizando a modulação de sinal específico) e GPRS (comunicação móvel via rádio para transmissão de dados);
- Avaliação no terreno de custos e benefícios.

A informação recolhida no projeto-piloto de Évora foi considerada na identificação de cenários e nas análises custo-benefício apresentadas nos capítulos 5 e 6 do presente documento. A análise da informação disponibilizada pela EDP Distribuição permite extrair as seguintes conclusões principais:

- Os contadores instalados em Évora incluem um conjunto alargado de funcionalidades, designadamente medição de energia ativa nos 2 sentidos, medição de energia reativa nos 4 quadrantes, disponibilização de grandezas instantâneas (potência, corrente, tensão), registo de eventos (incluindo antifraude e anomalias de funcionamento), capacidade de comunicação remota (PLC ou GPRS), capacidade de configuração multitarifa, capacidade de comunicação com o cliente/*multi-utility* (porta RS485 para ligação a módulo de comunicações HAN adicional), configuração local e remota do equipamento e atualização remota do *firmware*.
- A tecnologia de comunicações PLC DCSK revelou limitações em termos de desempenho, tendo as tecnologias PLC PRIME, GPRS ou RF Mesh apresentado características mais adequadas para a prestação de serviços mais sofisticados.
- A tecnologia de comunicações GPRS apresenta custos mais elevados do que as tecnologias PLC. A aplicação da tecnologia RF Mesh está dependente da existência de espectro radioelétrico.
- O desempenho das tecnologias de comunicações PLC e RF Mesh depende da densidade de consumidores.
- A porta HAN surge como fundamental para se poderem proporcionar serviços adicionais aos consumidores de eletricidade.
- Um dos blocos funcionais com maior peso nos custos é o módulo de comunicações. Dependendo do tipo de comunicação usada, PLC ou GPRS por exemplo, e do tipo de contador, monofásico ou trifásico, o custo desta componente pode ultrapassar os 35% do valor total do equipamento (contador monofásico, com tecnologia PLC).

- Outro dos blocos funcionais com maior expressão no custo final da EB corresponde à capacidade de corte e restabelecimento do fornecimento à distância. No caso dos equipamentos monofásicos, esta funcionalidade representa cerca de 10% do valor total do equipamento. Nos contadores trifásicos, esse valor poderá atingir cerca de 14%.
- O custo para a transmissão de dados entre um contador inteligente e o sistema central, usando tecnologia GPRS, é atualmente de 1€/mês/cliente, com um limite de 25 MB/mês. Este limite é suficiente para a quantidade de dados a transmitir diariamente (registos associados aos períodos tarifários, diagramas de carga com períodos de 15 minutos, eventos e outras operações pontuais). De acordo com a EDP Distribuição, o custo para a transmissão de dados entre um concentrador e o sistema central, usando tecnologia GPRS, estima-se em 10€/mês/concentrador, correspondendo a 0,10€/mês/cliente, considerando 100 clientes por concentrador.
- Aos custos de transmissão, acrescem os custos de processamento e armazenamento da informação. Atualmente, estes custos de armazenamento e processamento de informação relativos a clientes BTN com recolha de diagramas de carga (96 registos/dia) são de cerca 1€/mês/cliente. De acordo com a EDP Distribuição, este custo tenderá a reduzir-se substancialmente com um aumento da base de clientes com EB e maior utilização da capacidade de processamento instalada. No caso de clientes onde não são recolhidos diagramas de carga mas apenas um valor diário, este custo já é atualmente bastante mais baixo (cerca 0,15€/mês/cliente).
- A principal tecnologia que está a ser testada pela EDP Distribuição para comunicação entre EB e DTC/Concentrador é o PLC (PLC PRIME a partir de 2012). Esta tecnologia não obriga ao pagamento de custos de transmissão de dados a um operador móvel de telecomunicações como acontece no GPRS. No entanto, esta tecnologia obriga a custos de operação. Serão necessários recursos que assegurem a gestão e operação desta rede de comunicações PLC (e também do fluxo de comunicações GPRS). Note-se que, a somar a estes custos, há ainda a considerar os custos de GPRS relativos à transmissão de dados entre concentrador e os sistemas centrais do operador de rede.
- O custo da tarefa de substituição de um contador por uma EB em campanha na cidade de Évora foi de cerca 17€. Verificou-se durante o projeto-piloto em Évora a necessidade de revisitar clientes após a instalação inicial, a maioria das vezes devido a falhas de comunicação. A EDP Distribuição estima que as revisitas na instalação de EB possam ascender a cerca de 10% dos casos. No terreno, o ritmo de instalação verificado foi de 8 contadores por dia e por equipa técnica.
- Os intervalos de preços das EB instaladas até 2011 foram os seguintes:
  - Monofásica: PLC PRIME (75€-85€); GPRS (110€-115€);
  - Trifásica: PLC PRIME (120€-125€); GPRS (150€-160€).

A implementação do projeto no terreno permitiu conhecer e validar diversas rubricas de custo consideradas nas análises custo-benefício apresentadas no Capítulo 6.

Nos próximos anos serão desenvolvidos novos projetos-piloto com a finalidade de confirmar funcionalidades anunciadas pelos fabricantes, verificar a interoperabilidade entre diferentes equipamentos e testar diferentes configurações e tecnologias de comunicações.

3.1.2 EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

Em 2010, a EEM iniciou um projeto-piloto em conjunto com a Siemens, tendo sido instalados contadores inteligentes em 100 habitações.

Pretendeu-se testar, entre outros aspetos, o funcionamento dos equipamentos, no que se refere a funcionalidades de recolha de leitura, interrupção e restabelecimento de energia elétrica e alteração remota de potência contratada. Para além de um melhor conhecimento da tecnologia, as motivações passam também por uma melhor compreensão dos custos e benefícios associados aos contadores inteligentes.

O projeto consistiu na instalação dos seguintes equipamentos:

- Contadores: 70 monofásicos e 30 trifásicos;
- Módulo de comunicações PLC: 100;
- Concentradores: 2.

Os dispositivos, contador e módulo de comunicações, instalados nas residências dos clientes comunicam via PLC (protocolo PLC PLAN) com os concentradores. Os concentradores transferem e recebem informação do sistema central usando um serviço de comunicações móveis GPRS.

O acesso ao sistema pode ser feito usando uma interface Web, utilizando uma aplicação – DashBoard – para leitura de dados.

É efetuado o registo periódico dos valores de consumo de eletricidade e o armazenamento desses valores em perfis, denominados de *Billing Values* e de *Energy Values*. Os *Billing Values profile* são diários permitindo um armazenamento de dados de 366 dias (1 ano). Os *Energy Values profile* são recolhidos em períodos de 15, 30 ou 60 minutos.

A aplicação Dashboard é uma aplicação Web que permite ao utilizador ter acesso *on-line* aos pontos de medida que se encontram ligados ao sistema, fornecendo informação detalhada (ex: gráficos e tabelas indicativos do consumo do cliente) de um ponto de medida num determinado período específico. A aplicação Dashboard permite também associar um ecoMeter ao cliente e o envio de mensagens curtas ao cliente. O ecoMeter é um écran (IHD) que comunica via rádio com o contador.

3.1.3 COOPRORIZ

A Cooproriz, em parceria com a ISA – Intelligent Sensing Anywhere[11], desenvolveu um sistema de gestão da procura, que permite a interrupção de algumas cargas selecionadas pelos clientes em horas de ponta.

Nas residências dos clientes foi instalada uma infraestrutura com capacidade de medição e transmissão de dados. Esta infraestrutura inclui tomadas inteligentes ("Plug") com capacidade de medir a energia consumida por determinado equipamento e capacidade de atuação On/Off (ligar/desligar), bem como um concentrador com capacidade para recolher e transmitir dados para o Sistema de Informação da Cooproriz.

O concentrador suporta dois tipos de comunicações: Zigbee e Wi-Fi. O Wi-Fi é utilizado para as comunicações entre o concentrador e o Sistema de Informação da Cooproriz. O Zigbee é utilizado para as comunicações no interior da residência, entre o Plug e o concentrador.

A informação é disponibilizada de forma atrativa aos clientes da Cooproriz, via internet ou através de dispositivos móveis. Os clientes têm acesso a diversas funcionalidades, designadamente:

- Visualização de dados em tempo real;
- Consulta de histórico de consumos;
- Receção de sugestões de eficiência energética.

3.2 GÁS NATURAL

Até à data, os operadores das redes de distribuição de gás natural têm-se limitado a acompanhar os desenvolvimentos que se verificam ao nível das tecnologias existentes, das funcionalidades e dos custos dos equipamentos, entre outros aspetos. Verifica-se, assim, que ainda não existe experiência em Portugal no desenvolvimento de projetos-piloto de contadores inteligentes de gás natural.

Considerando a maior experiência no setor elétrico nesta área, a EDP Gás Distribuição referiu à ERSE que, à semelhança do que acontece noutros países, se devem analisar abordagens *multi-utility*, designadamente a possibilidade de utilizar o contador inteligente e a rede de comunicações da eletricidade para transferir dados e ordens de comando, de modo a potenciar eventuais sinergias entre setores. Neste sentido, este operador de rede prevê a realização, num futuro próximo, de um projeto-piloto em áreas bem delimitadas.

[11] A ISA é uma empresa de base tecnológica que oferece produtos, aplicações e soluções nas áreas da gestão, automação e controlo.

4 PRINCIPAIS LIÇÕES DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS ANALISADAS

4.1 ENQUADRAMENTO

Conforme anteriormente referido, já foram desenvolvidos a nível europeu diversos estudos sobre os contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural. Na elaboração do presente documento foi atribuída especial atenção aos seguintes trabalhos realizados a nível europeu:

- "Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas", publicado pelo ERGEG em fevereiro de 2011;
- "Set of common functional requirements of the Smart Meter", publicado pela Comissão Europeia em outubro de 2011;
- "Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems", 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 4-1.

Quadro 4-1 - 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 exclusivamente baseada em consumos reais	E/G
	Ofertas comerciais de acordo com os perfis de consumo reais dos consumidores	E/G

Assunto	Recomendações/Funcionalidades	Aplicação
	Alterar (aumentar ou reduzir) remotamente a potência contratada	E/G
	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 *interface* normalizado para assegurar a comunicação com outros equipamentos na residência dos consumidores	E/G
	Atualizações do *software* dos contadores efetuadas remotamente (para que os consumidores possam beneficiar dos desenvolvimentos futuros)	E/G
Custos e benefícios	As análises custo-benefício devem ter em conta uma cadeia de valor alargada (operadores de redes, comercializadores, produtores, etc.)	E/G
Roll-out	Caso a análise custo-benefício seja positiva, todos os consumidores devem beneficiar de contadores inteligentes	E/G
	A entidade responsável pela realização do *roll-out* 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 4-2.

Quadro 4-2 - Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu

Âmbito	Funcionalidades consideradas consensuais a nível europeu
Consumidores	Contadores devem estar equipados com *interface* 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
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 6.

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[12].

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. No presente capítulo apresenta-se um resumo dos principais resultados obtidos nestes países. Adicionalmente foi estudado um caso fora do espaço europeu, o do Estado de Victoria, na Austrália, bem como outras pequenas experiências e projetos-piloto.

4.2 FRANÇA (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

4.2.1 ELETRICIDADE

Em setembro de 2007, o regulador francês (CRE) publicou um documento com a definição das funcionalidades mínimas de um sistema de contagem inteligente em termos de capacidade de registo e de comunicação. Ainda em 2007, a CRE efetuou uma análise custo-benefício sobre a instalação de contadores inteligentes de eletricidade, que viria a ser atualizada em 2010-2011. Em agosto de 2010, a CRE solicitou ao operador da rede de distribuição a elaboração de uma experiência piloto para avaliar a viabilidade técnica e económica de um sistema de contagem inteligente para a eletricidade (projeto *Linky*). A avaliação final feita deste projeto e, em particular, a atualização da análise custo-benefício, motivaram o regulador, em julho de 2011, a determinar a instalação massiva de contadores inteligentes de eletricidade. Esta decisão da CRE foi aprovada pelo Governo que, em setembro de 2011, estabeleceu que o *roll-out* começaria em 2012 e que estaria 95% completo até 2016.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO ADOTADO

Os principais objetivos do modelo adotado para a instalação de contadores inteligentes de eletricidade em França prendem-se com a melhoria do funcionamento do mercado elétrico, especialmente para benefício dos consumidores, com a minimização dos custos do operador da rede de distribuição, tendo no entanto em atenção a qualidade de serviço prestada e a promoção da eficiência energética, através da gestão de carga em ponta e da gestão da procura. Adicionalmente foi destacada a importância que

[12] http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/consultaspublicas.aspx

uma implementação acelerada do processo teria no posicionamento da França no mercado global de contadores inteligentes.

A CRE determinou que, em termos de comunicações, o *roll-out* dos contadores inteligentes teria início com a primeira geração de *PLC*, sendo mais tarde adotada a tecnologia *PLC G3* atualmente em desenvolvimento. Para a comunicação entre os concentradores e os sistemas centrais utilizar-se-á a tecnologia *GPRS*.

A responsabilidade da instalação, manutenção e leitura dos contadores inteligentes recai no operador da rede de distribuição.

Embora a disponibilização de informação em tempo real tenha sido reconhecida como um aspeto importante, este assunto foi contudo considerado como devendo ser analisado fora do contexto do *roll-out* dos contadores inteligentes.

A CRE determinou o desenvolvimento de ações de comunicação e de informação educativas dirigidas aos consumidores, definidas em parceria com as autoridades de licenciamento, as comunidades locais, os fornecedores e as associações de consumidores.

4.2.2 GÁS NATURAL

Em 2008, o operador da rede de distribuição de gás natural realizou uma análise custo-benefício relativa à instalação de contadores inteligentes de gás natural em França, que viria a ser atualizada em 2011 com vista à inclusão de benefícios associados a reduções de consumo, à atualização dos custos considerados e à revisão de algumas funcionalidades. Esta atualização conduziu à conclusão de que o melhor compromisso do ponto de vista técnico e económico corresponderia a um cenário de *Automated Meter Management* (AMM), em que a informação flui nos dois sentidos entre o contador e os sistemas de informação e gestão de dados, em detrimento do cenário de *Automated Meter Reading* (AMR), em que a informação flui apenas dos contadores para os sistemas de informação e gestão de dados. Entre abril de 2010 e junho de 2011, foi realizado um projeto-piloto, totalmente financiado pelo operador da rede de distribuição, com mais de 18 500 contadores inteligentes de gás natural, em modo AMR, em 4 zonas de França. No final do projeto-piloto, em julho de 2011, o operador da rede de distribuição reuniu todos os agentes para recolher experiências e comentários sobre funcionalidades, fornecedores, equipas de instalação e equipas técnicas. Também em julho de 2011 foi estabelecido o lançamento da fase de implementação do sistema de contagem inteligente de gás natural em França, cujo *roll-out* está previsto ocorrer entre 2014 e 2020.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO ADOTADO

Os principais objetivos indicados para justificar a instalação de contadores inteligentes de gás natural em França são idênticos aos anteriormente referidos para a eletricidade.

Para além da atividade de contagem, a solução a implementar corresponderá a um cenário de AMM com funcionalidade parcial de bi-direcionalidade nos contadores e tecnologia de comunicações baseada em rádio no caso da LAN e em GSM/GPRS no caso da WAN. O modelo considera inadequada a atuação à distância sobre a válvula que permite interromper/restabelecer o fornecimento de gás natural.

Por razões de segurança, o regulador francês considerou necessário assegurar que, por um lado, as ativações de fornecimento exigem a presença na instalação do operador da rede de distribuição, pelo que o controlo remoto dos contadores não deve ser permitido e, por outro lado, os contadores inteligentes de gás natural não devem ser ligados à rede elétrica, obrigando à utilização de baterias.

O modelo atribui ao operador da rede de distribuição a responsabilidade por todos os processos relacionados com os contadores inteligentes de gás natural.

O modelo tarifário em vigor a partir de julho de 2012 incluirá os custos e os benefícios associados aos investimentos relacionados com a contagem inteligente de gás natural.

4.3 HOLANDA (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

Em 2005 foi efetuada uma análise custo-benefício relativa à instalação conjunta de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural na Holanda, que viria a ser atualizada em 2010. Tendo a Holanda a rede de gás natural mais densa do mundo, a abordagem à contagem inteligente foi, desde o início, *multi-utility*. Em agosto de 2007 foram definidas as funcionalidades básicas de um contador inteligente que viriam a ser expandidas em junho de 2011. Em 2008, a proposta de um *roll-out* obrigatório dos contadores inteligentes não foi aprovada no parlamento holandês, por questões relacionadas com a privacidade da informação, tendo dado lugar a um *roll-out* voluntário aprovado pelo parlamento em novembro de 2010, estruturado em duas fases: uma fase piloto de dois anos e uma fase de implementação acelerada, estimada em 8 anos, com final previsto para 2018. Neste modelo, o consumidor tem a opção de recusar a instalação de um contador inteligente, exceto no caso de novas residências, em que essa instalação é obrigatória.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO ADOTADO

Os principais objetivos do modelo adotado para a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural na Holanda prendem-se com a correção de problemas de contagem e faturação, com a

facilitação do processo de mudança de comercializador, com o aumento da eficiência operacional para os participantes no mercado e com o estímulo à poupança energética por parte dos consumidores.

A legislação aprovada não estipula uma infraestrutura específica de comunicações, cabendo aos operadores da rede de distribuição essa decisão, desde que se cumpra o estabelecido nos regulamentos, designadamente, em matéria de segurança e privacidade.

Ainda no âmbito da privacidade e proteção de dados, o modelo aprovado permite que o consumidor possa escolher uma das seguintes opções:

- Recusar a instalação de um contador inteligente, mantendo o contador convencional;
- Instalar um contador inteligente mas solicitar o não envio de leituras automáticas;
- Instalar um contador inteligente com funcionalidades de leitura limitadas;
- Instalar um contador inteligente com todas as funcionalidades.

Em cada caso, o consumidor deve indicar quais os dados que podem ser utilizados, quem pode aceder a esses dados e para que fim podem ser utilizados.

Com base nos estudos efetuados verificou-se ser importante considerar um conjunto de aspetos para que a informação disponibilizada aos consumidores seja eficaz no sentido de induzir comportamentos de poupança, nomeadamente: providenciar informação imediata sobre consumo, apresentar sugestões de ações de poupança, comparar valores com o histórico e com grupos de consumidores semelhantes, proporcionar o estabelecimento de objetivos de redução de consumo e especificar o consumo por equipamento/eletrodoméstico.

4.4 REINO UNIDO (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

Ao longo dos últimos quatro anos, as agências governamentais do Reino Unido têm publicado diversos estudos de avaliação do impacte da implementação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, sendo a última atualização de agosto de 2011. Em março de 2011 foram publicadas conclusões relativas aos requisitos regulatórios, técnicos e comerciais necessários, bem como às funcionalidades dos contadores inteligentes, comunicações e monitores para visualização da informação em tempo real, período de *roll-out*, definição e caracterização da atividade de comunicação de dados e obrigações e requisitos de segurança em matéria de gestão de dados e comunicações. O *roll-out* dos contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural estará completo em 2020.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO ADOTADO

Os principais objetivos do modelo adotado para a instalação de contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural no Reino Unido prendem-se com a promoção da poupança de energia e da redução do consumo nas horas de ponta, com a melhoria da qualidade do serviço prestado pelos comercializadores aos seus clientes e com a promoção de concorrência nos mercados relevantes, assegurando aos consumidores proteção no acesso e utilização dos seus dados. Pretende-se igualmente que as funcionalidades dos contadores, a informação temporal disponibilizada e a arquitetura de comunicações associada sejam adequadas para o desenvolvimento das redes inteligentes.

A responsabilidade relativamente ao *roll-out*, à aquisição, instalação e operação dos contadores inteligentes e respetivo equipamento associado, tal como o *IHD*, recai nos diversos comercializadores. Por outro lado, a atividade de comunicação de dados entre os consumidores e as demais entidades será responsabilidade de um novo prestador de serviços designado por *Data Communications Company*.

O modelo aprovado não estabelece em definitivo uma tecnologia de comunicações a ser adotada.

A informação (energia, preço, etc.) deverá ser disponibilizada em tempo real através do *IHD* de modo a que os consumidores possam tomar decisões informadas no sentido da redução do seu consumo de energia e das emissões de CO_2.

A segurança da informação está a ser considerada na especificação do sistema de contagem inteligente de acordo com o princípio *privacy by design*.

O consumidor terá poder de decisão relativamente à utilização e disponibilização dos seus dados de consumo, exceto no caso da informação necessária para dar cumprimento às determinações regulatórias.

4.5 IRLANDA (ELETRICIDADE)

No final do ano de 2007, o regulador irlandês promoveu o arranque e a realização de ensaios de contagem inteligente no setor elétrico, avaliando os seus custos e benefícios. Os trabalhos de preparação do processo de consulta pública sobre um desenho de alto nível para o *roll-out* de contadores inteligentes de eletricidade na Irlanda, a decorrer desde o final de 2011, incluíram a realização de análises custo-benefício, a implementação de projetos-piloto, a condução de testes comportamentais junto dos consumidores e a realização de auditorias independentes aos comercializadores e operadores de rede. Um aspeto considerado particularmente relevante do processo foi a condução de testes comportamentais, com dimensão estatística muito significativa, que proporcionaram uma importante fonte de informação em relação ao impacto dos contadores inteligentes de eletricidade sobre os consumidores.

O *roll-out* dos contadores inteligentes, ainda por definir por parte do regulador, deverá ter início em 2015 e estar totalmente concluído em 2018.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO EM CONSULTA

A importância dos contadores inteligentes na política energética da Irlanda reflete o facto de estes serem percecionados como uma ferramenta essencial para a gestão da procura energética.

O modelo em consulta pública não define a tecnologia de comunicação a adotar, referindo que todas as soluções viáveis serão consideradas e que a mais eficiente em termos de custo deverá ser implementada através de um processo de compra pública. Adicionalmente, sugere-se que o contador de eletricidade funcione como um *hub* para o contador de gás através da porta específica para *multi-utility*, facilitando assim uma infraestrutura comum de comunicações para eletricidade e gás natural.

No modelo em consulta, o operador da rede de distribuição será responsável pela aquisição, instalação e manutenção dos contadores inteligentes. A consulta pública em curso deixa em aberto a possibilidade da aquisição, instalação e manutenção do *IHD* ser da responsabilidade do operador da rede ou do comercializador do consumidor em causa, sugerindo-se que o *IHD* seja obrigatório.

Foram definidos requisitos explícitos para segurança e proteção de dados, considerando-se que os dados pertencem aos consumidores.

4.6 AUSTRÁLIA – ESTADO DE VICTORIA

A decisão de *roll-out* de contadores inteligentes de eletricidade no Estado de Victoria, na Austrália, cuja implementação teve início em 2009, foi suportada por uma análise custo-benefício realizada em 2005, que foi considerada incompleta e demasiado simplista pelo que o Governo de Victoria encomendou novas avaliações custo-benefício, entre 2009 e 2011, visando uma melhoria da metodologia e uma atualização quer dos pressupostos utilizados quer dos custos e benefícios considerados. Em particular, o resultado da análise custo-benefício mais recente foi negativo para a totalidade do período de análise. No verão de 2007 foram efetuados testes respeitantes a tecnologias de comunicação a utilizar (*PLC*, *DLC*, *RF Mesh*, *GPRS*). Em 2008, o Governo de Victoria publicou legislação impondo aos operadores da rede de distribuição a instalação de contadores inteligentes juntamente com uma infraestrutura de comunicações e sistemas de informação de suporte, estabelecendo funcionalidades e níveis mínimos de desempenho. O *roll-out* da infraestrutura, que abrange todas as residências e pequenas empresas, teve início em setembro de 2009 e estará concluído no final de 2013.

ASPETOS MAIS RELEVANTES DO MODELO ADOTADO

O objetivo do modelo adotado pelo Governo de Victoria é a introdução de uma componente mais eficiente e mais inteligente a nível da operação do setor elétrico através da implementação de contadores inteligentes e respetivas infraestruturas de comunicação e da prestação de novos serviços aos clientes, esperando que esta alteração conduza a ganhos de eficiência significativos. Adicionalmente considera-se que os clientes poderão tomar decisões com base em melhor informação sobre o seu consumo, bem como facilitar o acesso a novos preços de eletricidade e serviços.

Algumas das funcionalidades consideradas no desenvolvimento do modelo de Victoria foram:

- Registo da energia elétrica importada ou exportada a cada 30 minutos;
- Leitura remota dos contadores;
- Corte e reposição remotos do fornecimento de energia;
- Monitorização da qualidade de serviço;
- Prevenção de fraude;
- Controlo da potência contratada.

O sistema de comunicações que está a ser implementado baseia-se sobretudo em dois tipos de tecnologia: *WiMax* e *RF Mesh*. A informação será disponibilizada aos consumidores através dos *IHD*.

Os operadores da rede de distribuição serão responsáveis pelo *roll-out*, aquisição e instalação dos contadores inteligentes e proprietários da infraestrutura, suportando a grande maioria dos custos associados à sua implementação.

Considera-se que as tecnologias adotadas garantem níveis mínimos de encriptação de dados que respeitam os requisitos sobre proteção de dados.

4.7 OUTRAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Para além da análise detalhada dos casos apresentados anteriormente, foi também recolhida alguma informação relativa a diversas experiências e projetos-piloto recentes que, todavia, à data, poucos resultados robustos apresentam.

Entre outros, os aspetos cobertos por estes projetos visam compreender melhor como o consumidor reage à informação mais completa e detalhada acerca do seu consumo de energia elétrica, à instalação de dispositivos de visualização dessa informação, ao estabelecimento de tarifas dinâmicas no tempo e à disponibilização de informação sobre níveis de preço futuros.

4.8 ASPETOS MAIS RELEVANTES DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS ANALISADAS

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

- 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_2, 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 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 Holanda 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.

5 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES DE 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.

5.1 PRESSUPOSTOS

5.1.1 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_2 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".

Os pressupostos considerados para a eletricidade são apresentados no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade

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	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.
Evolução anual dos consumos no período	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.
Evolução do número de clientes/contadores	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.
Período de vida útil dos contadores – convencionais e inteligentes	Convencionais - 20 anos Inteligentes - 15 anos	
Período de amortização dos contadores convencionais/Taxa de depreciação	10 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	Produtores - 10% 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 energia BTN 2012 (€/kWh)	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.
Preços de comercialização BTN 2012 (€/kWh)	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.
Preços de acesso BTN 2012 (€/kWh)	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.

5.1.2 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_2 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^3.

O consumo de gás natural dos consumidores com consumo anual até 10 000 m^3 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 5-2 - 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.

5.2 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.

5.3 FUNCIONALIDADES DOS CONTADORES INTELIGENTES

Para identificação das funcionalidades dos contadores inteligentes a submeter 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 dos conjuntos a analisar deve conter as 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 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 impacto 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*).

5.3.1 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);
  - 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;
  - Possibilidade de envio de mensagens curtas para o mostrador do contador;
  - Indicação visual do estado do fornecimento de energia (posição do interruptor);
- Interface local para comunicação de dados
- Existência de uma porta de comunicação normalizada 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
- Redução temporária da potência contratada
- Alerta de consumo excessivo
- Tempo de vida do contador de pelo menos 15 anos
- Classe de precisão pelo menos igual à dos contadores convencionais.

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).

5.3.2 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 funcionalidade 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;
- Existência de uma porta de comunicação normalizada para assegurar a comunicação entre o contador e a Home-Area Network (HAN) do consumidor para visualização da informação (In-House Display – IHD)
- Garantia da privacidade dos dados dos clientes e segurança na comunicação de dados
- Comunicação mensal com os sistemas centrais, com informação diária detalhada
- Interface local para comunicação de dados
- Tempo de vida do contador de pelo menos 15 anos

FUNCIONALIDADES AVANÇADAS

Para além das funcionalidades anteriormente indicadas, as funcionalidades avançadas incluem:

- Comunicação bidirecional
- Capacidade de parametrização remota do contador
- Possibilidade de atualizar remotamente o *firmware* dos contadores
- Possibilidade de ligação a outro dispositivo para funcionar em modo *multi-utility*
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude
- Possibilidade de envio de mensagens curtas para o mostrador do contador
- Comunicação diária com os sistemas centrais, com informação detalhada

5.4 COMUNICAÇÕES

5.4.1 ELETRICIDADE

Uma das variáveis consideradas na definição dos cenários a submeter 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.

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

5.4.2 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.

5.5 ACESSO À INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS CONTADORES INTELIGENTES

5.5.1 ELETRICIDADE

Conforme anteriormente referido, uma das variáveis consideradas na definição dos cenários a submeter 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 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 que é efetuada 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.

5.5.2 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.

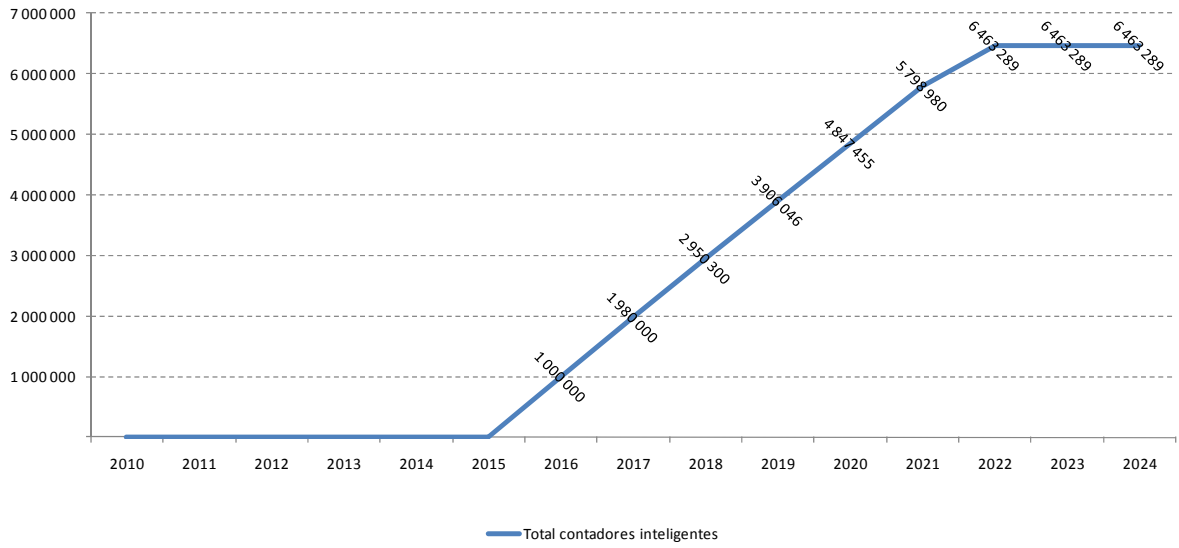
5.6 CALENDÁRIO DE INSTALAÇÕES DOS CONTADORES INTELIGENTES

5.6.1 ELETRICIDADE

Um outro aspeto importante a considerar na definição dos cenários a submeter 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 5-1.

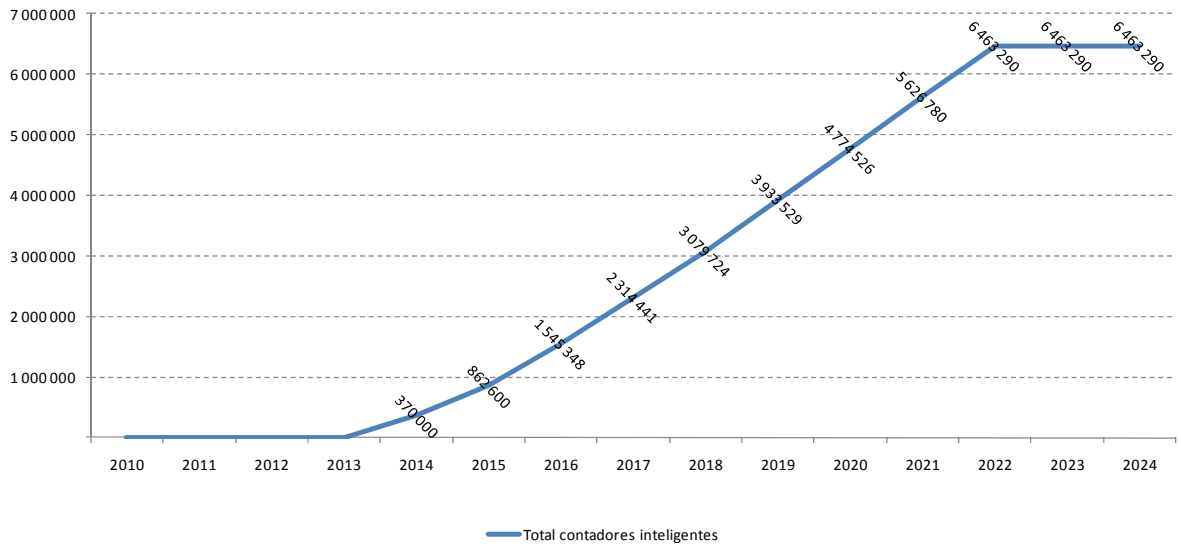
Figura 5-1 - Eletricidade: roll-out 1



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 5-2.

Figura 5-2 - 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 6, 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 6.7.

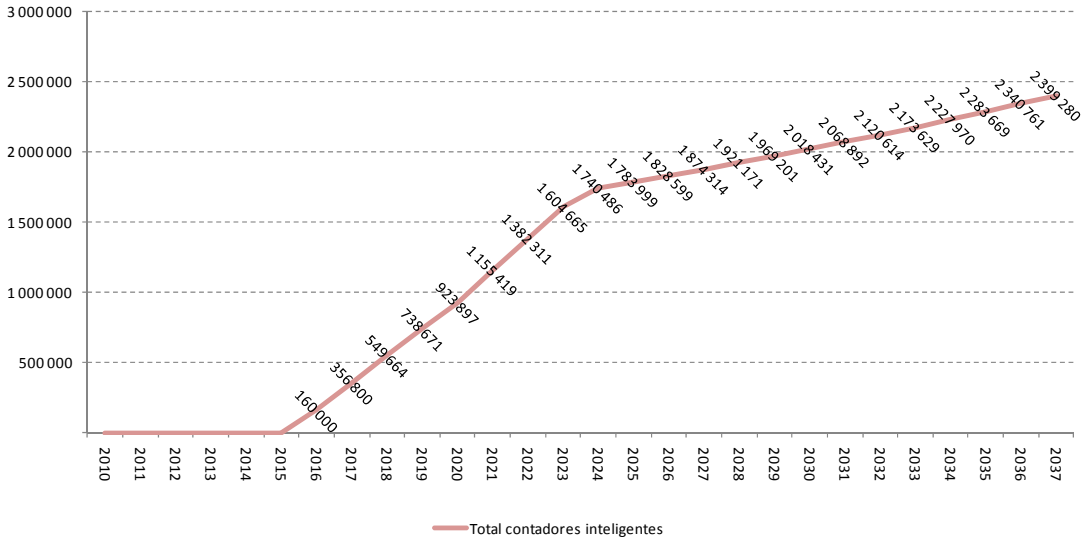
5.6.2 GÁS NATURAL

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

- ***Roll-out* 1**: Início do *roll-out* em 2016 e a terminar 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 não existe a imposição comunitária da data de 2020 no caso de um resultado positivo da análise custo-benefício. 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 5-3.

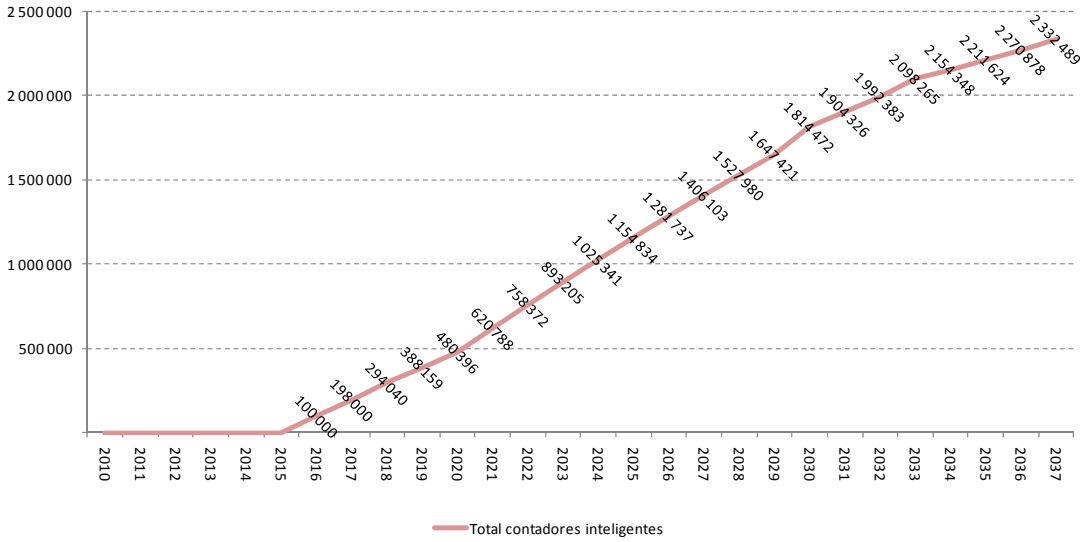
Figura 5-3 - Gás natural: roll-out 1



Fonte: KEMA

- ***Roll-out* 2**: Início do *roll-out* em 2016 e a terminar 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 remover 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.

Figura 5-4 - Gás natural: roll-out 2



Fonte: KEMA

5.7 CENÁRIOS SELECIONADOS PARA SUBMETER A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

5.7.1 ELETRICIDADE

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

- **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 comummente 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 impacto 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 consequentemente o nível de redução de consumo que é efetuado pelos consumidores, o que permite analisar isoladamente o impacto 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 impacto 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 impacto 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 impacto 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 impacto 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.

5.7.2 GÁS NATURAL

À semelhança do efetuado para a eletricidade, foram identificados 6 cenários para serem submetidos a análises custo-benefício. 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 consequentemente o nível de redução de consumo, o que permite analisar isoladamente o impacto 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 impacto 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 impacto 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.

5.7.3 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 5.7.1) e gás natural (cenários 9 a 14 descritos em 5.7.2). Importa igualmente analisar 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 da 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 da 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 da 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).

6 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

6.1 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^3.
- Comercializadores, que faturam os seus clientes (Consumidores) pela energia entregue e compram a energia necessária a 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 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 determinado período de tempo (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 canário 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.

6.2 CUSTOS E BENEFÍCIOS NA ELETRICIDADE

6.2.1 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 do concentrador 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 da 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 Euro.

Considerou-se ainda que os IHD incorrem num consumo adicional de energia (e consequente emissão de CO_2) 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 despender 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 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 consequentemente representam ainda um ativo líquido positivo. Estes custos foram considerados nas análises custo-benefício.

6.2.2 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, representa 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_2

Foi considerado que o custo associado com a emissão de CO_2 está atualmente internalizado no preço da eletricidade. Por esta razão foi apenas contabilizado o benefício ambiental associado às reduções de emissões de CO_2 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 impacte 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 CENTRE*)

Com a introdução de contadores inteligentes reduzem-se o número de chamadas para comunicação de leituras e o número de reclamações resultantes das faturações por estimativa, o que resulta em redução de custos de *call centre* 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 3% de solicitações de aumento de potência contratada, aumentado receitas em 10 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 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 INTERRUPÇÃO

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:

- 0,5% no caso de *Feedback* Indireto 1;
- 1% no caso de *Feedback* Indireto 2;
- 2% 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 de 2% (ou seja, passando 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 potencial redução de 0,85% (ou seja, passando para cerca de 1,98%) (variação entre 0% e 2%).

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 com avarias e manutenção dos transformadores.

6.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS NO GÁS NATURAL

6.3.1 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 euro 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 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.

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 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 despender 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 consequentemente representam ainda um ativo líquido positivo. Estes custos foram considerados nas análises custo-benefício.

6.3.2 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 por 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 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 para Portugal tiveram em conta os baixos níveis de consumo que se observam em Portugal no segmento doméstico.

BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2

Foi apenas contabilizado o benefício ambiental das emissões de CO_2 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 foram considerados valores de custos de leituras 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 pelos ORD.

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

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 centre* 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^3, 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.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS E DE FRAUDE

No cálculo deste benefício foi assumido um consumo ilegal de gás de 0,025% (variação entre 0,0125% e 0,075% para efeitos de análise de sensibilidade).

Considerou-se também que existem 0,15% de perdas comerciais e administrativas (variação entre 0,1% e 0,3%), as quais serão reduzidas em 90% (variação entre 40% e 100%) com a introdução de contadores inteligentes.

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 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. Para as alterações contratuais foi considerado um custo de 15 euros.

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 1% 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*.

6.4 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*). Numa recente análise efetuada para o governo holandês, a KEMA procedeu à quantificação dos potenciais benefícios associados com a facilitação da evolução para uma rede inteligente (*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 redução de exposição de colaboradores dos operadores de redes a acidentes pela menor necessidade de operações com presença física de técnicos nas instalações.
- 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.

6.5 ANÁLISE GLOBAL DOS CENÁRIOS ANALISADOS

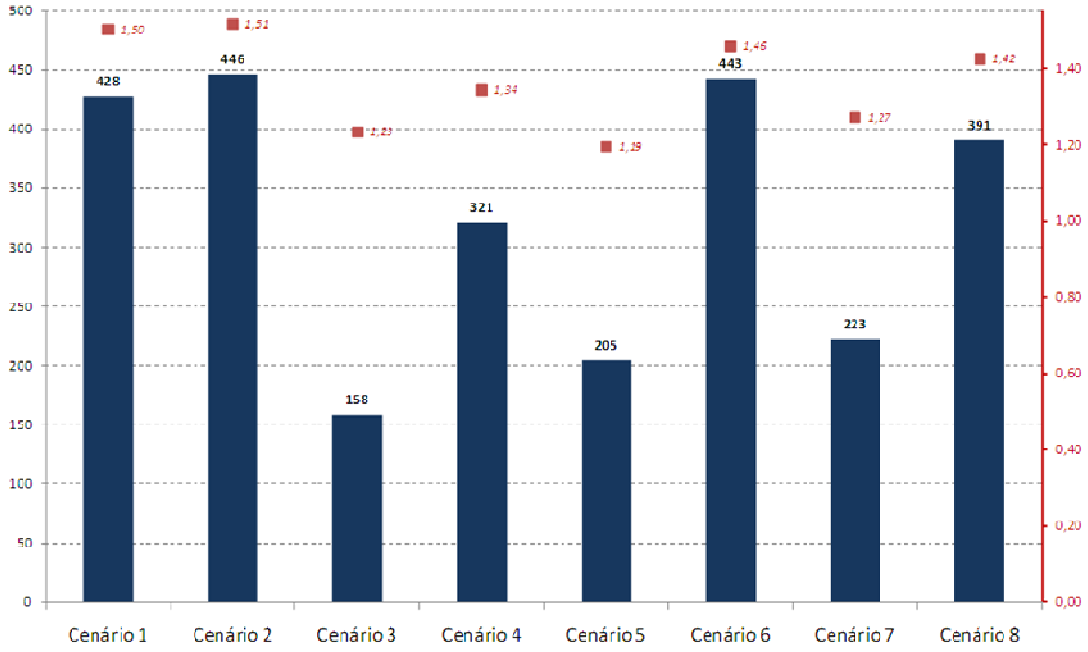
Os resultados das análises custo-benefício são apresentados com todo o detalhe no "Relatório 3E/G: Análise Custo-Benefício para os setores da eletricidade e do gás natural", da KEMA, disponível na

página da ERSE na Internet[13]. Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais resultados obtidos com as análises custo-benefício.

6.5.1 ELETRICIDADE

Na Figura 6-1 e no Quadro 6-1 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.

Figura 6-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-1 - 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
Benefícios	1.282	1.313	837	1.259	1.259	1.411	1.047	1.313
Custos	-854	-867	-678	-938	-1.054	-968	-824	-922

Fonte: KEMA

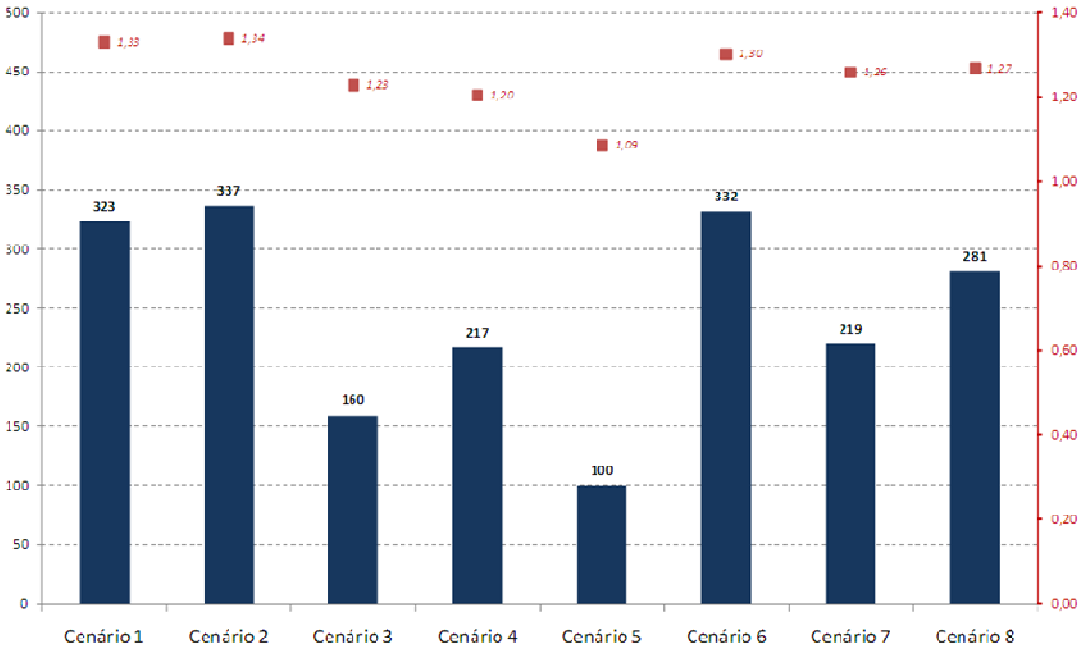
[13] Ver Capítulo IX do Relatório 3E/G da KEMA.

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 446 milhões de euros e um rácio benefício/custo de 1,51.

Na Figura 6-2 e no Quadro 6-2 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 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 6-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-2 - 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
Benefícios	1.300	1.332	859	1.277	1.277	1.430	1.071	1.332
Custos	-977	-995	-700	-1.061	-1.177	-1.099	-851	-1.051

Fonte: KEMA

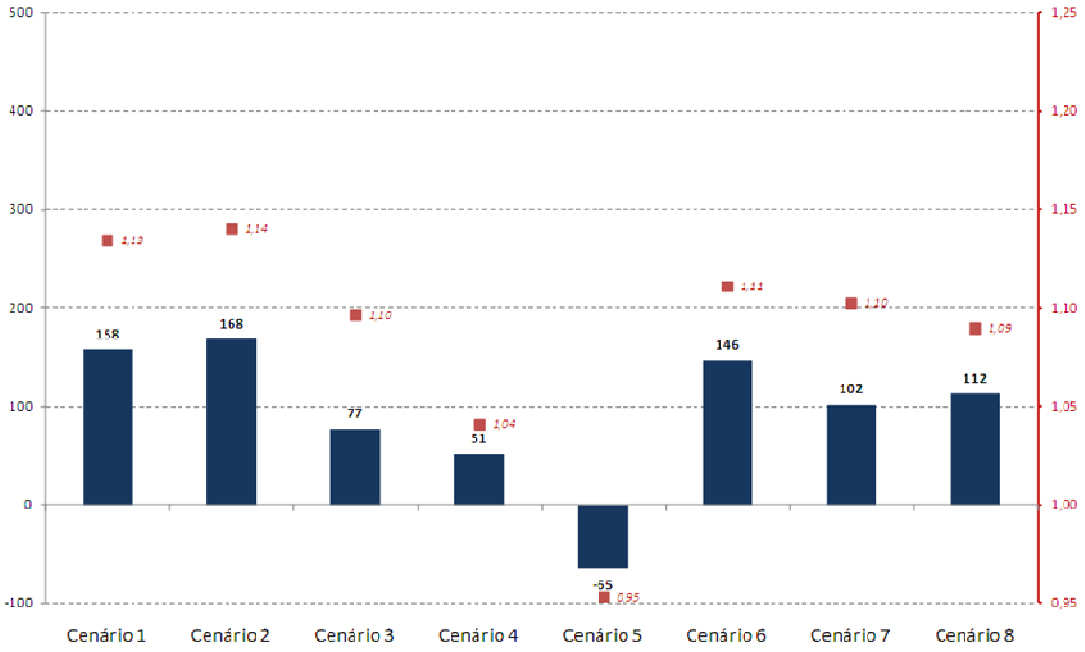
Da análise da Figura e do Quadro anteriores, verifica-se que todos os cenários continuam a apresentar um VAL positivo. A redução dos valores do VAL face à análise anterior é justificada principalmente pela perda de receitas dos comercializadores e pelos investimentos e custos operacionais em sistemas de informação e custos de faturação por parte dos comercializadores.

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 6-3 e no Quadro 6-3.

Figura 6-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-3 - 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
Benefícios	1.335	1.367	877	1.313	1.313	1.470	1.096	1.367
Custos	-1.178	-1.199	-800	-1.261	-1.378	-1.323	-994	-1.255

Fonte: KEMA

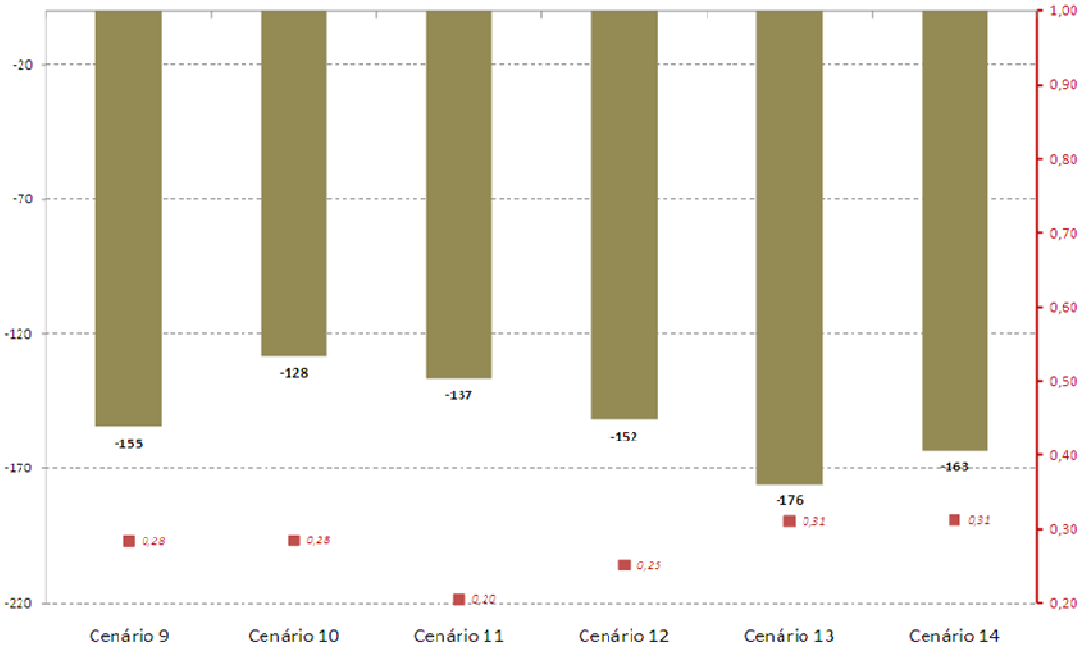
Nesta análise, todos os cenários apresentam VAL positivos com exceção do Cenário 5. A redução do valor dos VAL face à análise anterior é justificada principalmente pela perda de rendimento dos produtores associada à redução de consumo e à transferência de consumo para períodos com preços mais baixos.

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 6.6.

6.5.2 GÁS NATURAL

Na Figura 6-4 e no Quadro 6-4 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 6-4 - Gás natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-4 - 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
Benefícios	61	51	35	51	79	74
Custos	-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 1.

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 6-5 e Quadro 6-5.

Figura 6-5 - Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-5 - 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	64	53	38	53	81	76
Custos	-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.

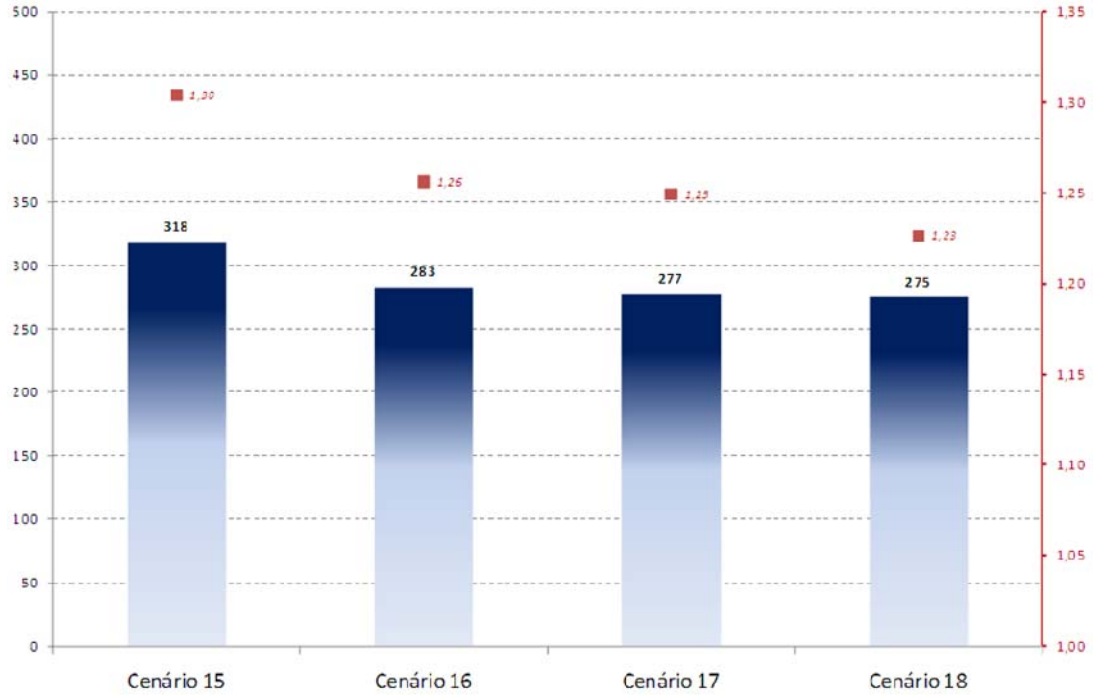
É igualmente de referir como aspetos que contribuem negativamente para esta avaliação a incerteza ainda existente relativamente à fiabilidade da tecnologia dos contadores inteligentes de gás natural e os consumos relativamente reduzidos que se verificam em Portugal.

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.

6.5.3 ELETRICIDADE E GÁS NATURAL

Na Figura 6-6 e no Quadro 6-6 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 6-6 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

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

	Cenário 15	Cenário 16	Cenário 17	Cenário 18
Benefícios	1.364	1.387	1.387	1.488
Custos	-1.046	-1.104	-1.110	-1.214

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.

Tal como apresentado nos pontos anteriores, 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 6-7 e Quadro 6-7.

Figura 6-7 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

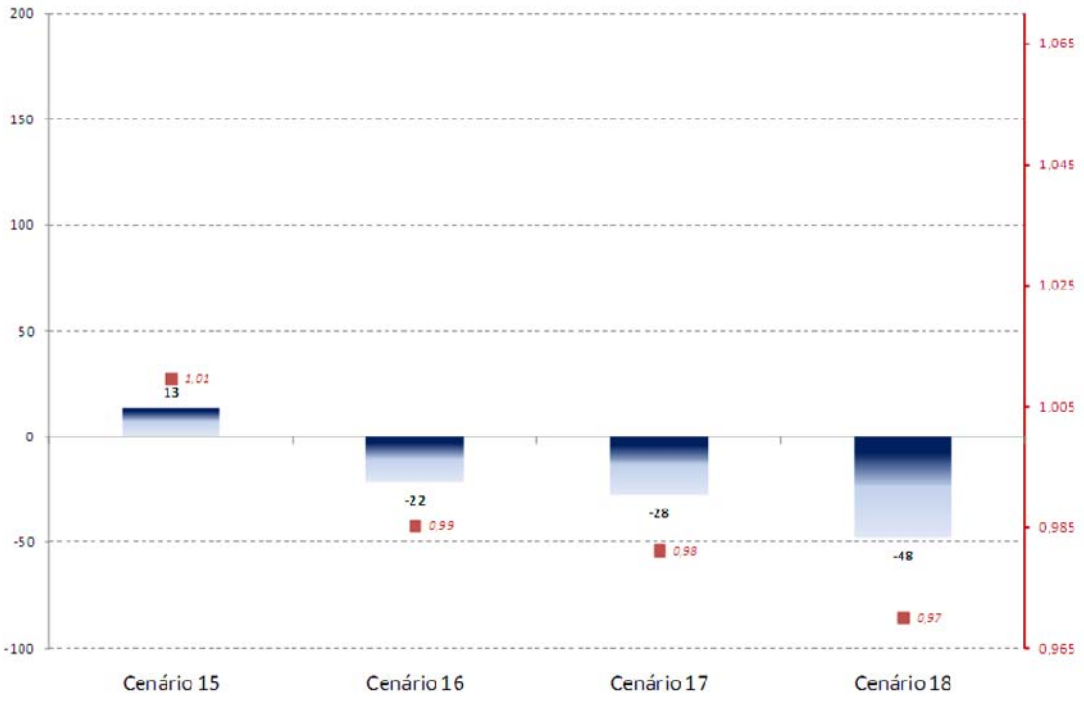
Quadro 6-7 - Eletricidade e Gás natural (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2012) dos benefícios e custos

	Cenário 15	Cenário 16	Cenário 17	Cenário 18
Benefícios	1.385	1.408	1.408	1.509
Custos	-1.202	-1.260	-1.267	-1.372

Fonte: KEMA

Incluindo na análise também os custos e benefícios dos produtores de eletricidade, os resultados são os apresentados na Figura 6-8 e no Quadro 6-8.

Figura 6-8 - Eletricidade e Gás Natural (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: KEMA

Quadro 6-8 - 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
Benefícios	1.420	1.443	1.443	1.549
Custos	-1.407	-1.465	-1.471	-1.597

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 16, 17 e 18 e marginalmente positivo para o Cenário 15.

Na análise destes cenários consideram-se válidas as razões apresentadas no final do ponto 6.5.2, 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.

6.6 ANÁLISE DO CENÁRIO MAIS FAVORÁVEL PARA A ELETRICIDADE – CENÁRIO 2

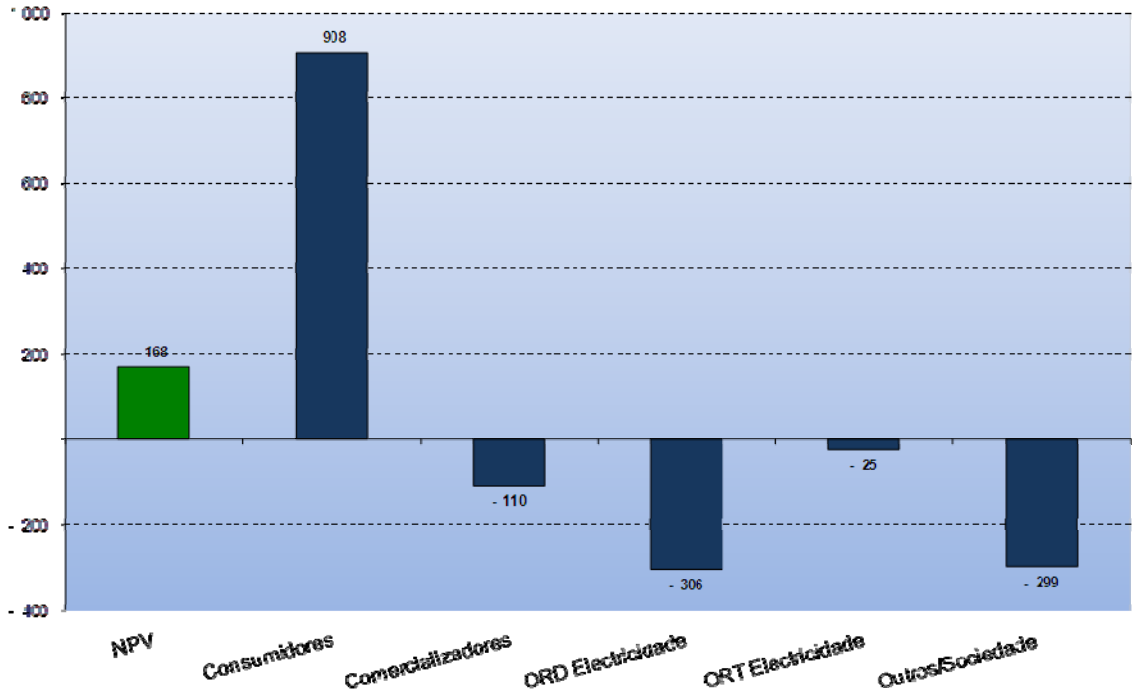
O Cenário 2 apresenta o VAL e o rácio benefício/custo mais elevados. Por essa razão, são apresentadas nesta secção as seguintes análises adicionais:

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

6.6.1 ANÁLISE POR AGENTE DA CADEIA DE VALOR

Na Figura 6-9 analisa-se o VAL do Cenário 2 por agente da cadeia de valor, incluindo consumidores, operadores de redes, comercializadores e outros/sociedade (produtores).

Figura 6-9 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor



Fonte: KEMA

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

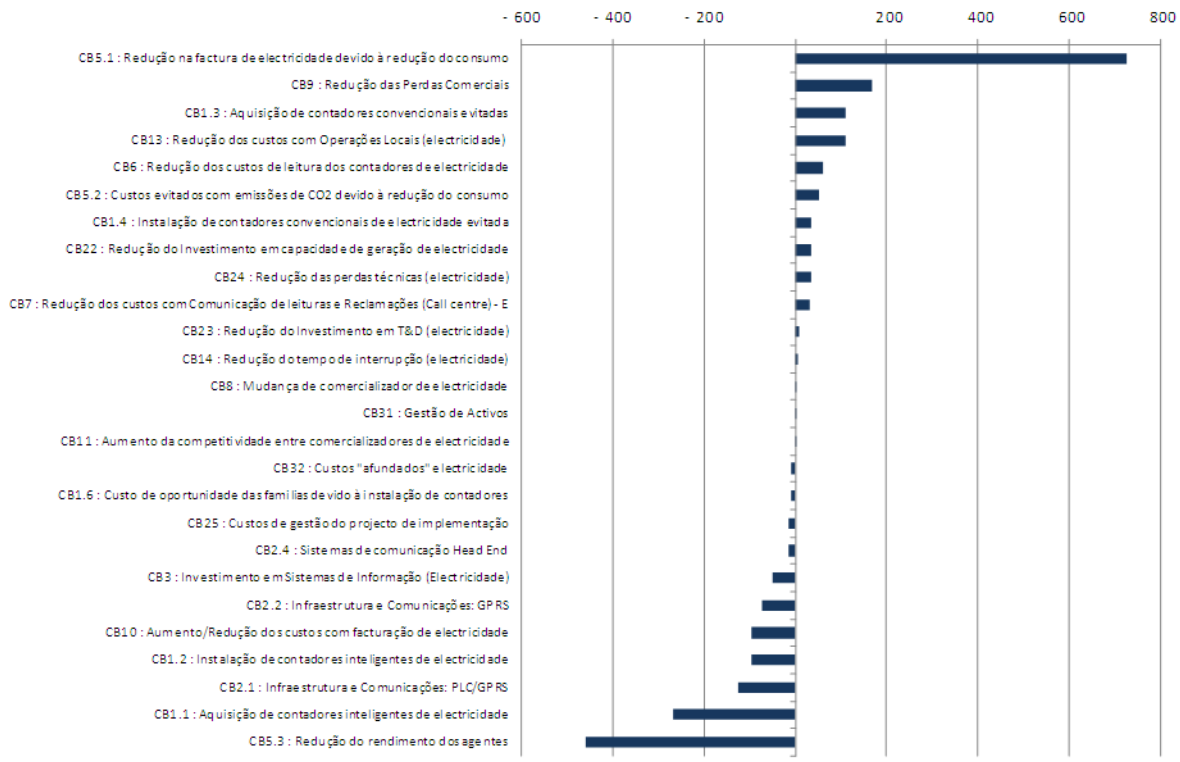
horas de menor consumo, assumindo que a evolução de preços não é alterada, ou seja, não está refletida qualquer realocação de custos e benefícios entre agentes (uma vez que se trata de uma decisão regulatória, nomeadamente no que diz respeito aos custos associados ao ORD e ORT).

Os custos refletem-se sobre ORD, ORT, comercializadores e Outros/Sociedade (produtores), uma vez que é sobre estes que recai, em primeira análise, o efeito da redução e alteração de padrão de consumos.

6.6.2 ANÁLISE DOS ITENS DE CUSTO E BENEFÍCIO

Os custos e benefícios no Cenário 2 são apresentados na Figura 6-10. 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 6-10 - VAL (M€) por item de custo e de benefício



Fonte: KEMA

Da análise da Figura 6-10 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_2), 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 6-11 é apresentada a distribuição dos custos e benefícios por agente de mercado.

Figura 6-11 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado



Fonte: KEMA

6.6.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE[14]

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:

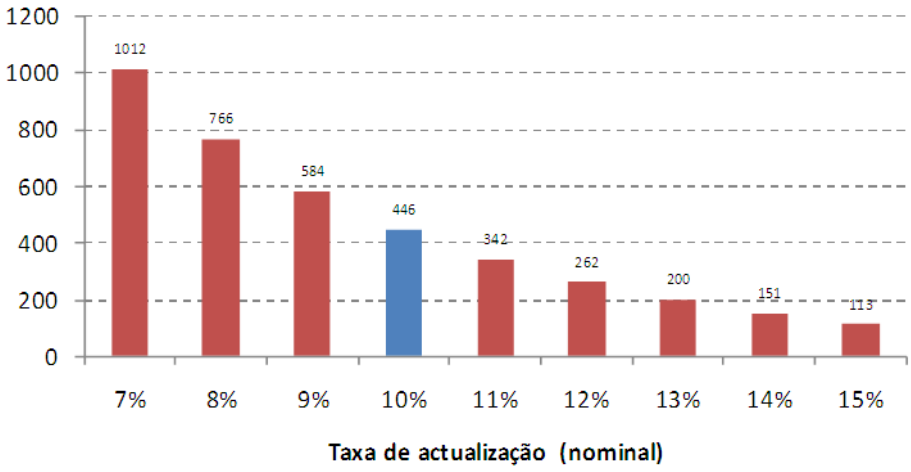
- Taxa de atualização (no Cenário 2 foi considerado 10%)
  - Mesmo considerando uma taxa de atualização de 12% verifica-se um VAL superior a 250 milhões de euros;
  - Com taxas de atualização de cerca de 8-9% verifica-se um VAL superior a 700 milhões de euros;
- Percentagem de redução de consumo (no 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 700 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)

[14] 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 6-12 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 6-12 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)

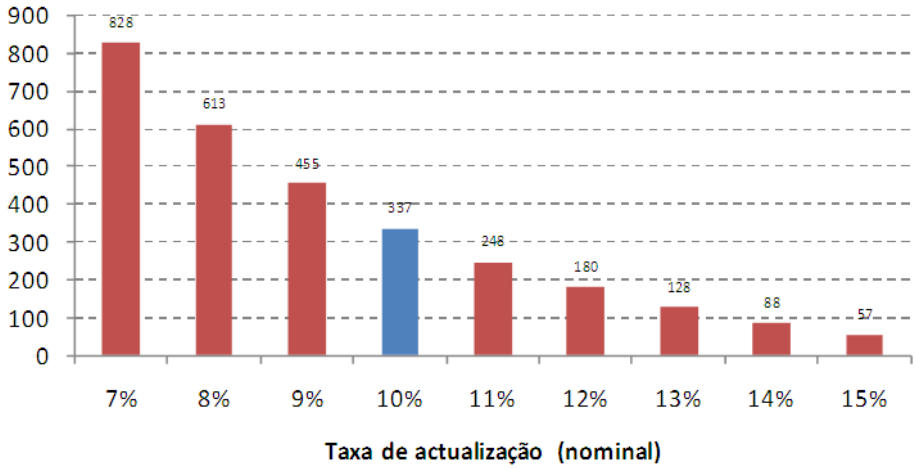


Fonte: KEMA

CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA CONSUMIDORES, OPERADORES DE REDES E COMERCIALIZADORES

A Figura 6-13 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 50 milhões de euros.

Figura 6-13 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)

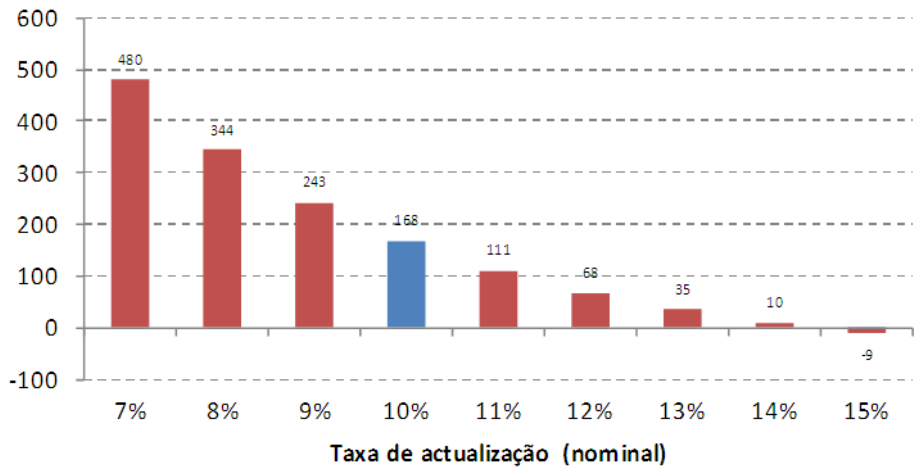


Fonte: KEMA

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

A Figura 6-14 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 superior a 14% o VAL começa a ser negativo.

Figura 6-14 - Análise de sensibilidade do VAL face à taxa de atualização (M€)



Fonte: KEMA

6.6.4 IMPACTES NAS FATURAS DE ELETRICIDADE

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 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 6-9 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:

- Valores estimados da fatura inicial (antes de contadores inteligentes);
- Os aumentos na fatura mensal e anual (impacte médio) decorrentes dos custos dos contadores inteligentes;
- Os valores da fatura final (considerando as alterações de consumo assumidas para o Cenário 2);
- A variação entre a fatura final e a fatura inicial.

Quadro 6-9 – Impactes nas faturas de eletricidade

Opção tarifária simples

Potência Contratada	Consumo Médio	Representatividade (%) Opção tarifária		Representatividade (%) Nível tensão (BTN)		Fatura inicial (€)		Impacte Médio (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)
(kVA)	(kWh)	# Clientes	Consumo	# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	
3,45	1785	52%	39%	45%	28%	301,38	25,12	3,91	0,33	300,16	25,01	-0,41%
4,6	2549	3%	3%	2%	2%	424,35	35,36	5,40	0,45	422,42	35,20	-0,45%
5,75	3111	1%	2%	1%	1%	518,38	43,20	6,67	0,56	516,10	43,01	-0,44%
6,9	2885	23%	27%	19%	20%	499,01	41,58	7,04	0,59	497,76	41,48	-0,25%
10,35	3850	6%	10%	5%	7%	677,16	56,43	10,03	0,84	676,12	56,34	-0,15%
13,8	5320	2%	5%	2%	3%	927,96	77,33	13,58	1,13	926,25	77,19	-0,18%
17,25	6989	1%	2%	1%	1%	1207,40	100,62	17,36	1,45	1204,67	100,39	-0,23%
20,7	9595	3%	11%	2%	8%	1621,45	135,12	22,19	1,85	1616,06	134,67	-0,33%
		91%	**98%**	**77%**	**70%**							

Opção tarifária bi-horária

Potência Contratada	Consumo Médio	Representatividade (%) Opção tarifária		Representatividade (%) Nível tensão (BTN)		Fatura inicial (€)		Impacte Médio (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)
(kVA)	(kWh)	# Clientes	Consumo	# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	
3,45	2994	17%	8%	2%	2%	467,81	38,98	5,03	0,42	461,03	38,42	-1,45%
4,6	3491	6%	3%	1%	1%	549,82	45,82	6,15	0,51	542,33	45,19	-1,36%
5,75	4090	4%	2%	0%	1%	646,86	53,90	7,39	0,62	638,33	53,19	-1,32%
6,9	4456	45%	33%	6%	9%	712,37	59,36	8,42	0,70	703,37	58,61	-1,26%
10,35	6649	12%	13%	2%	4%	1063,59	88,63	12,66	1,06	1049,99	87,50	-1,28%
13,8	10217	6%	11%	1%	3%	1615,66	134,64	18,49	1,54	1593,01	132,75	-1,40%
17,25	13240	2%	5%	0%	1%	2092,84	174,40	23,79	1,98	2062,57	171,88	-1,45%
20,7	18628	8%	23%	1%	7%	2924,41	243,70	32,03	2,67	2878,20	239,85	-1,58%
		92%	**100%**	**13%**	**28%**							

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

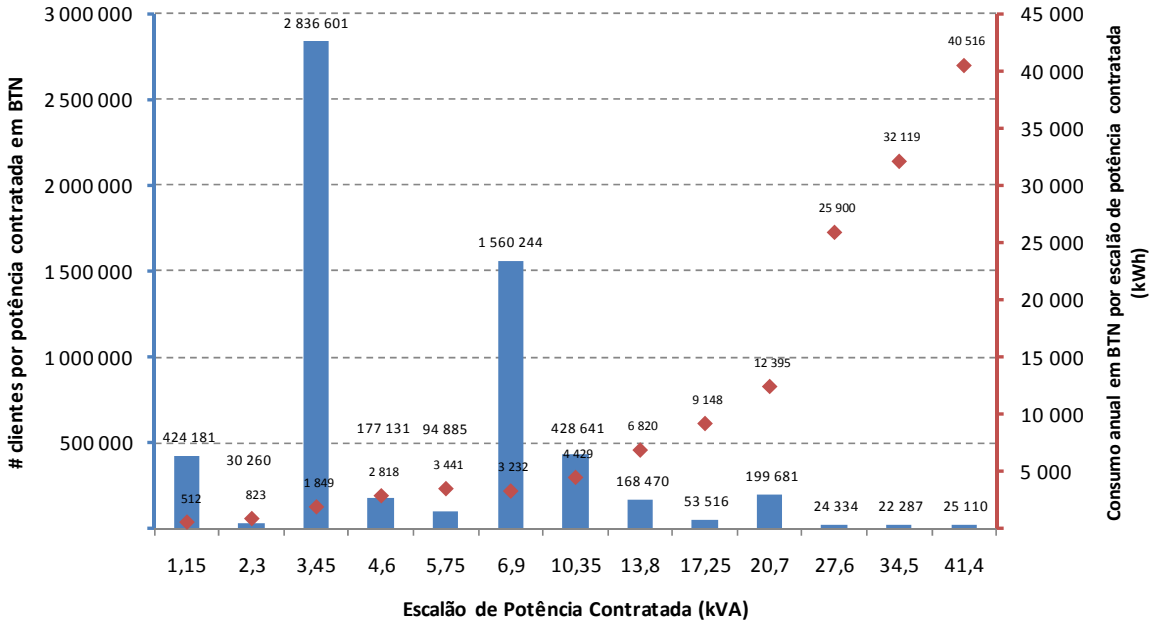
- Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
- Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,15% e 0,45%;
- A redução da fatura de eletricidade assume valores superiores, de cerca de 1,5% em média, para os consumidores com tarifa bi-horária.

6.7 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 6-15, onde se verifica que grande parte dos consumidores se encontra nos escalões de 6,9 kVA e de 3,45 kVA.

Figura 6-15 - Caraterização 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:

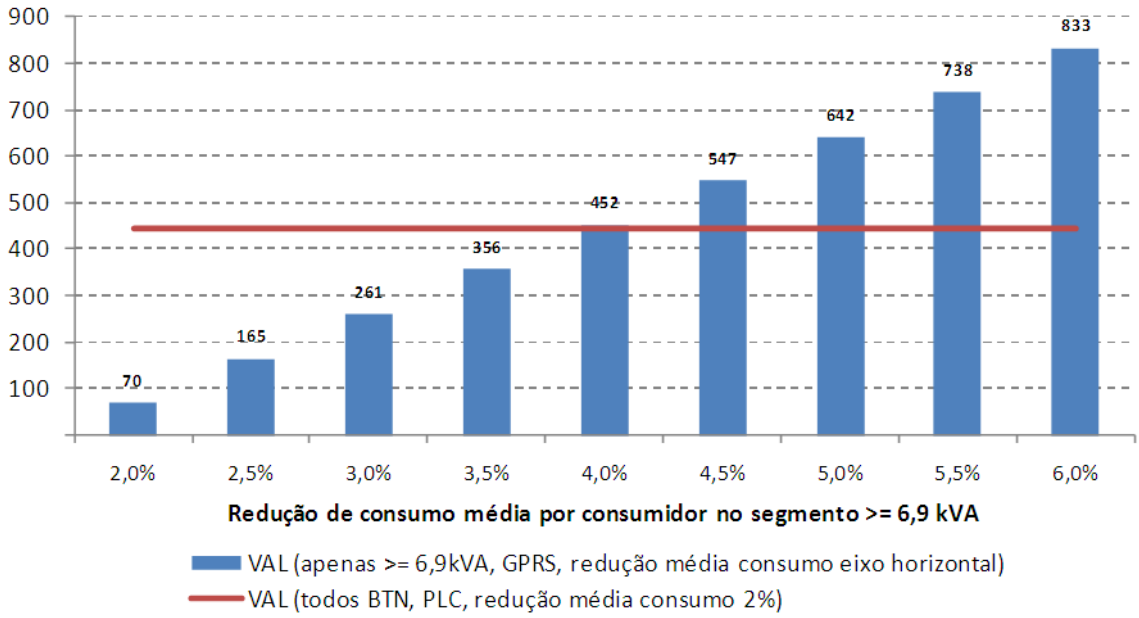
- O *roll-out* incide exclusivamente nos consumidores com potência contratada igual ou superior a 6,9 kVA, ou seja, cerca de 2,6 milhões de contadores (em vez dos mais de 6 milhões do total nacional).
- *Roll-out* entre 2014 e 2022;
- Consumo médio unitário (por residência ou por estabelecimento) para os consumidores nesse escalão (≥ 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 PLC. Menor eficiência no mapeamento da rede de baixa tensão, devido à não existência de relação física entre o canal de comunicações e o canal de fornecimento de energia, com implicações na facilidade de confirmação, localização e despiste de avarias.
- 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 6-16, 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 6-16 - 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 6-16, 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 idêntico ao do 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%.

7 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

Conforme anteriormente referido, a ERSE submete o presente documento a consulta pública com o objetivo de recolher dos consumidores, operadores de redes, comercializadores e outras entidades interessadas, comentários e sugestões que possam contribuir para melhorar o Estudo a apresentar ao Governo até ao final de junho de 2012.

Nos capítulos anteriores são apresentados os pressupostos considerados e os resultados obtidos nas análises custo-benefício realizadas pela KEMA. São igualmente apresentados os impactes nas faturas dos consumidores de eletricidade decorrentes da introdução de contadores inteligentes na eletricidade.

Conforme anteriormente referido, considera-se que uma eventual decisão sobre o *roll-out* dos contadores de gás natural deve aguardar ainda alguns anos, quando os custos e a tecnologia destes contadores apresentarem resultados mais favoráveis. Neste contexto, assumem particular relevância os comentários e sugestões que incidam sobre as análises efetuadas para os contadores inteligentes de eletricidade.

Sem prejuízo dos participantes na consulta pública poderem apresentar comentários e sugestões sobre todos os aspetos que considerem relevantes, apresentam-se nos pontos seguintes algumas questões que, na opinião da ERSE, podem merecer uma análise mais aprofundada.

De modo a assegurar os objetivos que se pretendem alcançar com a consulta pública, os comentários e sugestões devem ser detalhados e concretizar as soluções ou abordagens preconizadas, em particular nas situações em que a análise dos trabalhos apresentados mereçam uma avaliação crítica.

7.1 METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS CONSIDERADOS NAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

As análises custo-benefício efetuadas pela KEMA assentaram numa metodologia e num conjunto de pressupostos brevemente descritos no presente documento (Capítulos 5 e 6) e que são objeto de maior desenvolvimento no "Relatório 3E/G: Análise custo-benefício para os setores da eletricidade e do gás natural", KEMA, disponível na página da ERSE na Internet.

Q1. Como avalia a metodologia e os pressupostos considerados nas análises custo-benefício?

7.2 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

Conforme explicado no Capítulo 5, foram submetidos a análises custo-benefício um conjunto de cenários que correspondem a diferentes alternativas assumidas para as seguintes variáveis:

- 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 (também chamado de *feedback*).

Na definição dos cenários foi considerada a necessidade de isolar os efeitos das diferentes opções para cada uma das variáveis e de considerar os cenários mais plausíveis atendendo à experiência recolhida dos projetos-piloto realizados em Portugal e também os resultados das análises custo-benefício realizadas noutros países europeus.

Q2. Como avalia os cenários submetidos a análises custo-benefício?

Q3. Os cenários estudados cobrem as principais alternativas a considerar tendo em conta a realidade portuguesa?

7.3 FUNCIONALIDADES DOS CONTADORES INTELIGENTES

As análises custo-benefício foram realizadas considerando dois níveis de funcionalidades para os contadores inteligentes: Funcionalidades Standard/Simples e Funcionalidades Avançadas. As funcionalidades consideradas são apresentadas nos pontos 5.3.1 e 5.3.2, respetivamente para a eletricidade e gás natural.

A diferentes níveis de funcionalidades correspondem diferentes custos e benefícios. Na identificação das funcionalidades foram considerados os contactos com os fabricantes de contadores, as experiências internacionais estudadas e os documentos publicados pela Comissão Europeia sobre esta matéria, designadamente:

- "Set of common functional requirements of the Smart Meter", publicado pela Comissão Europeia em outubro de 2011;
- "Recommendation on preparations for the *roll-out* of smart metering systems", publicado pela Comissão Europeia em março de 2012.

Q4. Como avalia a lista de funcionalidades considerada para os contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural?

7.4 CUSTOS E BENEFÍCIOS CONSIDERADOS

Na identificação dos custos e benefícios associados aos contadores inteligentes foi considerada a informação recolhida junto das associações de consumidores, operadores das redes de distribuição, comercializadores e fabricantes de contadores. Foi igualmente considerada a informação recolhida pela KEMA a nível internacional, designadamente a informação sobre custos e benefícios considerados nas análises custo-benefício estudadas e que são detalhadamente analisadas no "Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA, disponível na página da ERSE na Internet.

Conforme analisado no Capítulo 6, a introdução de contadores inteligentes implica diversos custos e benefícios, alguns dos quais são de difícil quantificação.

Q5. Como avalia os valores considerados para os parâmetros utilizados (ex.: custo dos contadores, custo das comunicações, redução de consumo considerada, etc.) nas análises efetuadas?

7.5 ABORDAGENS *MULTI-UTILITY*

Os resultados das análises custo-benefício apresentados no Capítulo 6 revelam que os cenários mais favoráveis correspondem à instalação de contadores inteligentes de eletricidade com Funcionalidades Standard. Neste caso, os contadores não incluem a funcionalidade *multi-utility*, ou seja a possibilidade do contador de eletricidade vir a recolher no futuro a informação de outros contadores, como sejam o contador de gás natural e água.

A inclusão no contador de eletricidade de uma porta *multi-utility* onera o custo dos contadores em cerca de 20%, o que corresponde a considerar os resultados do Cenário 8 em vez dos resultados do Cenário 2. Por sua vez, a inclusão da porta *multi-utility* nos contadores inteligentes de eletricidade teria a vantagem de permitir beneficiar no futuro de eventuais sinergias decorrentes da utilização do mesmo sistema de comunicações, caso se viesse a optar pela instalação de contadores inteligentes de gás natural e água.

Na análise deste assunto, importa ter em conta desenvolvimentos tecnológicos recentes que apontam para a possibilidade da porta HAN (funcionalidade *standard*) permitir assegurar a comunicação com

outros contadores. Esta possibilidade, a confirmar-se, corresponderia a assegurar a funcionalidade *multi-utility* sem aumento de custos do contador.

Q6. Considera que a abordagem *multi-utility* deve ser assegurada para o futuro?

Q7. 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?

7.6 CALENDARIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES

A Diretiva 2009/72/CE (eletricidade) estabelece que se a análise custo-benefício da introdução dos contadores inteligentes for positiva, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020. A Diretiva 2009/73/CE (gás natural) não estabelece qualquer prazo para a instalação de contadores inteligentes de gás natural.

Apesar de se verificar uma evolução favorável ao nível dos custos dos contadores (sobretudo na eletricidade) e uma consolidação ao nível tecnológico, permanecem ainda em aberto diversas questões, designadamente ao nível dos sistemas e arquitetura de comunicações. Com efeito, o processo de normalização que está a ser desenvolvido a nível europeu ainda não está concluído.

Sobre esta matéria importa ainda atender às dificuldades de financiamento que atualmente recaem sobre a economia nacional.

Neste enquadramento, podem encarar-se duas abordagens alternativas:

- Definir uma data para início da instalação dos contadores inteligentes de eletricidade em linha com os resultados das análises custo-benefício (2014 ou 2016 para a eletricidade);
- Repetir as análises custo-benefício agora efetuadas dentro de 2 ou 3 anos, beneficiando da experiência recolhida nos projetos-piloto em curso e com o *roll-out* de contadores inteligentes que vão ser iniciados noutros países europeus.

Q8. Qual a abordagem que considera mais adequada para a definição do calendário de instalação de contadores inteligentes de eletricidade (estabelecer 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)?

7.7 IMPACTES NAS FATURAS DE ELETRICIDADE

A instalação de contadores inteligentes implica investimentos significativos. Em contrapartida, os contadores inteligentes proporcionam um conjunto alargado de benefícios, designadamente ao nível dos custos operacionais dos operadores de redes que revertem a favor dos consumidores em termos de redução de custos (ex.: custos de leitura dos contadores) e qualidade de serviço (ex.: maior rapidez na execução de alterações contratuais solicitadas pelos clientes). Adicionalmente, os contadores inteligentes traduzem-se num conjunto de benefícios para os consumidores, designadamente:

- Informação mais completa e detalhada sobre o consumo das instalações que se pode traduzir em redução de consumo e, no caso da eletricidade, transferência de consumos de períodos com preços mais elevados para períodos de vazio. Estes efeitos podem traduzir-se numa redução na fatura de eletricidade;
- Faturas com base em consumos reais (eliminação da faturação por estimativa) e informação mais completa e detalhada sobre o consumo das instalações;
- Mudança de comercializador com base em leituras reais;
- Contribuição para uma participação mais ativa dos consumidores no mercado (ex.: mudança de comercializador, microprodução, gestão da procura);
- Aumento do nível de concorrência no mercado resultante de um maior dinamismo na mudança de comercializador;
- Prestação de serviços à distância sem perdas de tempo para os consumidores (ex: alteração da potência contratada, restabelecimento do fornecimento);
- Redução de perdas (técnicas e comerciais) e fraudes.

Para a eletricidade, as análises custo-benefício assumem valores positivos, sendo os consumidores os principais beneficiários da instalação dos contadores inteligentes. No ponto 6.6 são apresentados os impactes nas faturas de eletricidade assumindo os custos e os benefícios considerados para o Cenário 2 (cenário mais favorável para a eletricidade).

Q9. Como avalia os impactes nas faturas de eletricidade decorrentes da instalação dos contadores inteligentes de eletricidade?

Q10. Considera a instalação dos contadores inteligentes de eletricidade positiva para os consumidores?

ANEXOS

I. QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

Q1. Como avalia a metodologia e os pressupostos considerados nas análises custo-benefício?

Q2. Como avalia os cenários submetidos a análises custo-benefício?

Q3. Os cenários estudados cobrem as principais alternativas a considerar tendo em conta a realidade portuguesa?

Q4. Como avalia a lista de funcionalidades considerada para os contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural?

Q5. Como avalia os valores considerados para os parâmetros utilizados (ex.: custo dos contadores, custo das comunicações, redução de consumo considerada, etc.) nas análises efetuadas?

Q6. Considera que a abordagem *multi-utility* deve ser assegurada para o futuro?

Q7. 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?

Q8. Qual a abordagem que considera mais adequada para a definição do calendário de instalação de contadores inteligentes de eletricidade (estabelecer 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)?

Q9. Como avalia os impactes nas faturas de eletricidade decorrentes da instalação dos contadores inteligentes de eletricidade?

Q10. Considera a instalação dos contadores inteligentes de eletricidade positiva para os consumidores?

II. GLOSSÁRIO E SIGLAS

ADSL	*Asymmetric Digital Subscriber Line*, 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	*Automated Meter Reading*, sistema em que os contadores possuem apenas capacidade de comunicação unidirecional com os sistemas centrais
AMM	*Automated Meter Management*, 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	*Business As Usual*, 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	*Capital Expenditures*, refere-se a despesas de capital ou investimento em bens de capital
CBA	*Cost Benefit Analysis*
CBT	*Consumer Behaviour Trials*, nome dado ao conjunto de projetos-piloto efetuados na Irlanda para aferição do comportamento do consumidor face aos contadores inteligentes
CO_2	Dióxido de carbono

DCC	*Data Communications Company*, nome dado à entidade a criar no Reino Unido para implementar, operar e manter a infraestrutura de comunicações para contadores inteligentes
DCSK	*Differential Code Shift Keying*, técnica de modulação de espalhamento espectral de banda larga para transmissão de dados
DTC	*Distribution Transformer Controller*, terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D
EB	*Energy Box*, terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D para designar um equipamento normalmente existente nas instalações do cliente
ERGEG	*European Regulator Group for Electricity & Gas*
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GPRS	*General Packet Radio System*, tecnologia associada a comunicações móveis via rádio para transmissão de dados
HAN	*Home Area Network*, trata-se da rede de comunicações, normalmente no interior das instalações do cliente, que permite a comunicação entre o contador e outros dispositivos
IA	*Impact Assessment*, Avaliação de Impacto, terminologia usada no Reino Unido para referir as análises custo-benefício
IHD	*In-House Display*, monitor, normalmente nas instalações do cliente, para visualização de informação de uma forma mais inteligível
IP	Iluminação Pública
kVA	kilo-Volt-Ampére, unidade de potência
kWh	kilo-Watt-Hora, unidade de energia
LAN	*Local Area Network*, 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^3	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
OPEX	*Operational Expenditures*, despesas operacionais, refere-se ao capital utilizado para manter um produto, negócio ou sistema
ORD	Operador de Rede de Distribuição
PLC	*Power Line Carrier*, tecnologia de comunicações sobre a rede elétrica
PLC DCSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal DCSK (*Differential Code Shift Keying*)
PLC OFDM	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal OFDM (*Orthogonal Frequency-Division Multiplexing*)
PLC PRIME	Tecnologia PLC; a solução PRIME (*Powerline Related Intelligent Metering Evolution*) 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 (*Spaced Frequency Shift Keying*)
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	*Time of Use*, 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, *Net Present Value*)
WACC	*Weighted Average Cost of Capital*, custo médio de capital; usado para descontar os fluxos financeiros para análise economico-financeira
WAN	*Wide Area Network*, 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