

Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural

Relatório 2E/G: Experiência de outros países



Lisboa, 24 de Fevereiro de 2012

Índice

Índice de figuras.....	6
Índice de tabelas	8
Glossário e Siglas	10
CAPÍTULO I. Enquadramento do Estudo	14
CAPÍTULO II. Contadores inteligentes na Europa.....	18
II.1 Modelos de mercado de contagem.....	18
II.2 Situação actual com contadores inteligentes e análises custo-benefício	20
II.3 Funcionalidades e Serviços	25
II.4 Benefícios	30
II.5 Exemplos de implementação	32
CAPÍTULO III. França.....	37
III.1 Enquadramento	37
III.2 Contadores inteligentes no sector da electricidade	39
III.2.1 Funcionalidades.....	39
III.2.2 Comunicações	40
III.2.3 Análise Custo-benefício	40
III.2.3.1 Cadeia de valor considerada	40
III.2.3.2 Pressupostos	40
III.2.3.3 Itens Custo e Benefício considerados	41
III.2.3.4 Cenários.....	42
III.2.3.5 Resultados	43
III.2.4 Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	49
III.2.5 Meios de disponibilização de informação aos consumidores	49
III.2.6 Projecto-piloto de Electricidade Linky	49
III.2.6.1 Funcionalidades.....	50
III.2.6.2 <i>Roll-out</i> e implementação no terreno do projecto Linky.....	52
III.2.6.3 Mecanismos de informação aos clientes	53
III.2.6.4 Análise Custo-Benefício do projecto Linky	54
III.2.7 Conclusões	55
III.3 Contadores inteligentes no sector do gás natural.....	59

III.3.1	Funcionalidades	59
III.3.2	Comunicações	60
III.3.3	Análise custo-benefício	60
III.3.3.1	Cadeia de valor	60
III.3.3.2	Cenários	61
III.3.3.3	Itens Custo-benefício	62
III.3.3.4	Pressupostos	65
III.3.3.5	Resultados	69
III.4	Projecto-piloto de Gás AMR	71
III.5	Conclusões	72
CAPÍTULO IV. Holanda		76
IV.1	Enquadramento	76
IV.2	Contadores inteligentes nos sectores da electricidade e do gás natural	78
IV.2.1	Funcionalidades	78
IV.2.2	Comunicações	80
IV.2.3	Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	81
IV.2.4	Meios de disponibilização de informação aos consumidores	82
IV.2.5	Análise Custo-benefício	82
IV.2.5.1	Cadeia de valor considerada	83
IV.2.5.2	Pressupostos	83
IV.2.5.3	Itens Custo e Benefício considerados	87
IV.2.5.4	Cenários	88
IV.2.5.5	Resultados	89
IV.2.6	Conclusões	92
CAPÍTULO V. Reino Unido		97
V.1	Enquadramento	97
V.2	Programa para Contadores Inteligentes (“ <i>Smart Metering Implementation Programme</i> ”)	99
V.3	Modelo de mercado para o contador inteligente	100
V.4	Funcionalidades dos contadores inteligentes	103
V.5	Sistemas de Comunicação e Informação	105
	Sistema de comunicação de dados centralizado	105
	Sistema de contagem inteligente	107
V.6	Estratégia de <i>roll-out</i>	109
V.7	Pressupostos utilizados na análise custo-benefício	110
	Custos	110

	Benefícios.....	113
V.8	Resultados da análise custo-benefício	115
V.9	Conclusões	120
CAPÍTULO VI.	Irlanda.....	126
VI.1	Enquadramento – Política Governamental e Legislação	126
VI.2	Projecto de Contagem Inteligente, CER.....	127
VI.3	Funcionalidades dos contadores inteligentes	128
VI.4	Comunicações	129
VI.5	Experiências sobre comportamento do consumidor (<i>CBT, Customer Behaviour Trials</i>).....	131
VI.6	Análise custo-benefício (CBA).....	132
VI.6.1	Cadeia de valor considerada	132
VI.6.2	Itens custo e benefício considerados.....	132
VI.6.3	Pressupostos utilizados na análise custo-benefício	134
VI.6.3.1	Operadores de Rede de Distribuição (ORD)	134
VI.6.3.2	Comercializadores	147
VI.6.3.3	Clientes Residenciais e Clientes Empresariais (PMEs).....	151
VI.6.3.4	Produtores	152
VI.6.4	Cenários.....	152
VI.6.5	Principais resultados da análise custo-benefício	153
VI.6.5.1	Resultados da análise custo-benefício para os diferentes intervenientes	155
VI.6.5.2	Custos e benefícios qualitativos	159
VI.7	Conclusões	159
CAPÍTULO VII.	Austrália – Estado de Victoria.....	164
VII.1	Enquadramento	164
VII.2	Programa AMI do Estado de Victoria.....	165
VII.2.1	Estratégia de <i>roll-out</i>	166
VII.2.2	Experiência adquirida até ao momento	167
VII.3	Funcionalidades.....	168
VII.4	Sistemas de Comunicação e Tecnologias de Informação	170
VII.5	Análise custo-benefício (CBA).....	173
VII.5.1	Itens custo e benefício considerados.....	173
VII.5.2	Pressupostos utilizados na análise custo-benefício	175
VII.5.2.1	Custos.....	175
VII.5.2.2	Benefícios	179
VII.5.3	Resultados	190

VII.5.3.1 Cenários alternativos	193
VII.5.4 Conclusões	196
CAPÍTULO VIII. Outras Experiências Internacionais	201
VIII.1 Experiências com sistemas de <i>feedback</i> directo/indirecto	201
VIII.1.1 <i>Energy Demand Research Project</i> , pela Ofgem/DECC (RU)	201
VIII.1.2 <i>Smart Metering Trials</i> , Irlanda.....	202
VIII.1.3 <i>British Gas</i> e <i>First Utility market implementation</i> , Reino Unido.....	202
VIII.1.4 <i>Visible Energy Trial</i> e <i>Green Energy Options Ltd</i> , Reino Unido.....	202
VIII.1.5 Benefícios financeiros por poupança de energia: <i>Oxxio Online Information</i> , Holanda.....	203
VIII.1.6 EnBW Cockpit, Alemanha.....	203
VIII.2 Experiências com Pricing Dinâmico.....	204
VIII.2.1 <i>Tempo Tariff</i> , pela EDF(França).....	204
CAPÍTULO IX. Conclusões	205
ANEXO 1: ERGEG: Recomendação de Boas Práticas	240
ANEXO 2: Análise CBA de 2011 para Gás Natural em França	243
ANEXO 3: Electricity Smart Metering Functionality (RU)	247
ANEXO 4: Modelos de implementação da rede de contadores inteligentes (RU) (IA Dez 2009)253	
ANEXO 5: Análise de sensibilidade aos benefícios (RU) (IA Ago 2011)	254
ANEXO 6: Resultados da análise custo-benefício (RU) (IA Ago 2011)	255
ANEXO 7: Sumário do resultado das análise de sensibilidade – caso irlandês	256

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Três modelos para o sector de contagens.....	19
Figura 2: Situação dos diversos países em termos de enquadramento legal regulatório e progresso na implementação.	25
Figura 3: Resultado da análise custo-benefício para o operador de rede para uma implementação em 5 anos.	44
Figura 4: Resultado da análise custo-benefício para o operador de rede para uma implementação em 10 anos.	44
Figura 5: Resultado líquido da análise custo-benefício para o produtor e para o comercializador	46
Figura 6: Resultado líquido da análise custo-benefício para o produtor e para o comercializador	46
Figura 7: Resultado líquido da análise custo-benefício para a cadeia de valor total considerada.	47
Figura 8: Funcionalidades principais e sugeridas pelo ORD.	60
Figura 9: Cenário 1 para a análise custo-benefício para o Gás.....	61
Figura 10: Cenário 2 para a análise custo-benefício para o Gás.....	61
Figura 11: Cenário 3 para a análise custo-benefício para o Gás.....	62
Figura 12: Cenário 4 para a análise custo-benefício para o Gás.....	62
Figura 13: Abordagem considerada relativamente a itens custo e benefício.....	64
Figura 14: Resultado da análise de custos do ponto de vista do operador de Gás.....	69
Figura 15: Resultado da análise de benefícios na cadeia de valor na rede de Gás.	69
Figura 16: Resultado líquido em função do número de leituras de Gás.	70
Figura 17: Arquitectura usada no projecto-piloto de Gás.....	71
Figura 18: Breve caracterização das arquitecturas usada no projecto-piloto de Gás.....	72
Figura 19: Modelo de mercado na Holanda simplificado.	77
Figura 20: Esquema da infraestrutura para contadores inteligentes na Holanda.	80
Figura 21: Solução para contador inteligente para gás natural na Holanda.	81
Figura 22: Poupança de energia expectável para gás e para electricidade em função do tipo de consumidores	85
Figura 23: Evolução de fluxos financeiros associada ao cenário de referência.....	89
Figura 24: Distribuição de custos e benefícios pelos diversos participantes na cadeia de valor.....	90
Figura 25: Distribuição probabilística dos resultados da análise custo-benefício para a situação de referência (a zona azul escura corresponde a resultados negativos).	91
Figura 26: Modelos de implementação da rede de contadores inteligentes (IA Dezembro de 2009).	102

Figura 27: Modelo de mercado para o contador inteligente.....	103
Figura 28: Sistema de contagem inteligente	104
Figura 29: Arquitectura de comunicações.....	107
Figura 30: Opções para o sistema de comunicações associado ao sistema de contagem inteligente.	108
Figura 31: Volumes de <i>roll-out</i>	110
Figura 32: Resultados da análise custo-benefício – Custos (% do custo total).	116
Figura 33: Resultados da análise custo-benefício – Benefícios (% do benefício total).....	116
Figura 34: Resultados da análise custo-benefício – Análise de Sensibilidade	118
Figura 35: Visão global da arquitectura actualmente em análise na Irlanda.....	130
Figura 36: Resultado VAL (m €) em função da tecnologia de comunicação.	154
Figura 37: Resultado VAL (m €) por interveniente, na Opção 1	157
Figura 38: Metas para o <i>roll-out</i> dos contadores inteligentes.	166
Figura 39: Advanced Metering Infrastructure (AMI) – componentes e funcionalidade.	172
Figura 40: Valores estimados para os benefícios da contagem inteligente no período 2008-28.....	190
Figura 41: Valores estimados para os benefícios da contagem inteligente no período 2008-28.....	191
Figura 42: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2008-28.	192
Figura 43: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2012-28.	194
Figura 44: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2012-28 – Cenário Alternativo: Continuação voluntária do programa de contagem inteligente.	195
Figura 45: IHD da British Gas	202
Figura 46: EnBW Cockpit, da EnBW.....	203
Figura 47: Estrutura da Tarifa Tempo, da EDF	204
Figura 48: Plano temporal de <i>roll-out</i> para os diversos países.....	206

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Sumário das experiências dos Estados Membros com Análises Custo-benefício	21
Tabela 2 – Visão geral relativamente à implementação de contadores inteligentes para electricidade nos diversos Estados Membros (relatório de 2009)	23
Tabela 3 – Visão geral relativamente à implementação de contadores inteligentes para gás nos diversos Estados Membros (relatório de 2009)	24
Tabela 4 – Guidelines do ERGEG relativamente a boas práticas em aspectos regulatórios de contadores inteligentes (cont.).....	27
Tabela 5 – Guidelines do ERGEG relativamente a boas práticas em aspectos regulatórios de contadores inteligentes (contd.).....	28
Tabela 6 – Caracterização demográfica e de consumos em França	38
Tabela 7 – Itens de custo por interveniente	41
Tabela 8 – Itens de benefício por interveniente	42
Tabela 9 – Caracterização dos cenários (França, electricidade).....	43
Tabela 10 – Benefício líquido para os consumidores	47
Tabela 11 – Quadro resumo para o caso da França (electricidade)	56
Tabela 12 – Quadro resumo para o caso da França (Gás).....	73
Tabela 13 – Caracterização demográfica e de consumos na Holanda	77
Tabela 14 – Quadro resumo para o caso da Holanda (electricidade e gás)	93
Tabela 15 – Caracterização demográfica e de consumos no Reino Unido.....	98
Tabela 16 – Funcionalidades do sistema de contagem inteligente (Reino Unido).....	103
Tabela 17 – Custos associados à arquitectura de comunicações.....	109
Tabela 18 – Pressupostos para itens de custo.....	111
Tabela 19 – Pressupostos para itens de benefício.....	113
Tabela 20 – Análise de sensibilidade - Variação dos parâmetros associados aos benefícios.....	117
Tabela 21 – Impacto na média das facturas de energia domésticas.....	119
Tabela 22 – Impacto nas facturas domésticas de energia.	119
Tabela 23 – Quadro resumo para o caso do Reino Unido (electricidade e gás).....	121
Tabela 24 – Caracterização demográfica e de consumos na Irlanda.....	127
Tabela 25 – Perdas do sistema distribuição com base no CBT	146
Tabela 26 – Custos e benefícios para consumidores residenciais.....	151
Tabela 27 – Lista de Opções testadas no CBA.....	152
Tabela 28 – VAL total por Opção.....	153
Tabela 29 – Resumo (em € milhões) por opção para cada um dos intervenientes.....	158
Tabela 30 – Quadro resumo para o caso da Irlanda (electricidade).....	160
Tabela 31 – Funcionalidades do sistema de contagem inteligente	169

Tabela 32 – Custos evitados directamente pelo programa de AMI (milhões de dólares australianos, VAL 2008)	180
Tabela 33 – Benefícios associados à realização remota de serviços (milhões de dólares australianos, VAL 2008)	182
Tabela 34 – Benefícios associados à realização remota de serviços (milhões de dólares australianos, VAL 2008)	184
Tabela 35 – Outros benefícios (milhões de dólares australianos, VAL 2008)	187
Tabela 36 – Custos totais do programa de AMI divididos por categorias.....	191
Tabela 37 – Benefícios totais do programa de AMI divididos por categorias	192
Tabela 38 – Quadro resumo para o caso do Estado de Victoria	197
Tabela 39 – Quadro resumo dos vários casos analisados	212
Tabela 40 – Quadro resumo do caso da França (electricidade).....	217
Tabela 41 – Quadro resumo do caso da França (gás).....	220
Tabela 42 – Quadro resumo do caso da Holanda (Electricidade e Gás)	223
Tabela 43 – Quadro resumo do caso do Reino Unido (electricidade e gás)	227
Tabela 44 – Quadro resumo do caso da Irlanda (electricidade).....	232
Tabela 45 – Quadro resumo do caso da Austrália – Estado de Victoria (electricidade).....	236

GLOSSÁRIO E SIGLAS

A

ADSL	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i> , tecnologia de comunicação de dados que permite uma transmissão de dados mais rápida através de linhas de telefone do que um modem convencional pode oferecer
AER	<i>Australian Energy Regulator</i> , regulador de energia australiano
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> , sistema em que os contadores possuem apenas capacidade de comunicação unidireccional com os sistemas centrais
AMM	<i>Automated Meter Management</i> , sistema em que os contadores possuem capacidade de comunicação bidireccional 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)

B

BAU	<i>Business As Usual</i> , terminologia usada para referir o cenário de referência sem alterações significativas face à situação actual
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

C

CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> , refere-se a despesas de capital ou investimento em bens de capital
CBA	<i>Cost Benefit Analysis</i>
CBT	<i>Consumer Behaviour Trials</i> , nome dado ao conjunto de projectos-piloto efectuados na Irlanda para aferição do comportamento do consumidor face aos contadores inteligentes
CER	<i>Commission for Energy Regulation</i> , regulador de energia irlandês
CO ₂	Dióxido de carbono
CRE	<i>Commission de Régulation de l'Énergie</i> , regulador de energia francês
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i> , é o regime de preços aplicado pelos comercializadores durante períodos de tempo específicos de procura de energia muito elevada (por exemplo, preços de electricidade mais elevados durante tardes de Verão, encorajando os consumidores a reduzir a utilização em períodos de pico críticos, de modo a reduzir a sua factura)

D

DCC	<i>Data Communications Company</i> , nome dado à entidade a criar no Reino Unido para implementar, operar e manter a infraestrutura de comunicações para contadores inteligentes
DCSK	<i>Differential Code Shift Keying</i> , técnica de modulação de espalhamento espectral de banda larga para transmissão de dados
DECC	<i>Department of Energy & Climate Change</i> , entidade governamental do Reino Unido responsável pelos temas de energia.
DNO	<i>Distribution Network Operator</i> , operador de rede de distribuição, o mesmo que ORD
DSMR	<i>Dutch Smart Meter Requirements</i> , documento holandês que especifica as funcionalidades dos contadores inteligentes para o mercado holandês
DTC	<i>Distribution Transformer Controller</i> , terminologia utilizada no projecto Inovgrid do ORD EDP-D
<i>Dynamic pricing</i>	é definido como um sistema de preços para o consumidor final que reflecte o preço do mercado a cada determinado momento

E

EB	<i>Energy Box</i> , terminologia utilizada no projecto Inovgrid do ORD EDP-D para designar um equipamento normalmente existente nas instalações do cliente
EDF	<i>Électricité Réseau Distribution France</i> , também ERDF, é o Operador de Rede de Distribuição de Electricidade de França
EDP-D	EDP Distribuição
EPRI	<i>Electric Power Research Intitute</i>
ERDF	<i>Électricité Réseau Distribution France</i> , também EDF, é o Operador de Rede de Distribuição de Electricidade de França
ERGEG	<i>European Regulator Group for Electricity & Gas</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESBN	Operador de rede irlandês
ESCO	<i>Energy Services COmpany</i> , empresa especializada de serviços de energia

G

GDF	<i>Gaz Réseau Distribution France</i> , também GRDF, é o Operador de Rede de Distribuição de Gás de França
GPRS	<i>General Packet Radio System</i> , tecnologia associada a comunicações móveis via rádio para transmissão de dados
GRDF	<i>Gaz Réseau Distribution France</i> , também GDF, é o Operador de Rede de Distribuição de Gás de França

H

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

I

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

K

kVA kilo-Volt-Ampère, unidade de potência

kWh kilo-Watt-Hora, unidade de energia

L

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

m³ unidade de volume

MAT Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)

M-Bus "Meter-Bus" é uma norma europeia para leitura de contadores, sensores ou actuadores; a comunicação pode ser feita via dois fios (EN 13757-3), sendo muito económica, ou via rádio (EN 13757-4)

MDMS *Metering Data Management System*, sistema de gestão de dados de medição, nome dado ao sistema de informação usado para gestão dos dados recolhidos dos múltiplos contadores

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

O

OPEX *Operational Expenditures*, despesas operacionais, refere-se ao capital utilizado para manter um produto, negócio ou sistema

ORD Operador de Rede de Distribuição

P

PLC	<i>Power Line Carrier</i> , tecnologia de comunicações sobre a rede eléctrica
PLC DCSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal DCSK (<i>Differential Code Shift Keying</i>)
PLC OFDM	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal OFDM (<i>Orthogonal Frequency-Division Multiplexing</i>)
PLC PRIME	Tecnologia PLC; a solução PRIME (<i>Powerline Related Intelligent Metering Evolution</i>) define uma solução de telecomunicações pública, aberta e não-proprietária e é baseada em modulação OFDM
PLC SFSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal SFSK (<i>Spaced Frequency Shift Keying</i>)
PT	Posto de Transformação

R

RF Mesh	Trata-se de uma arquitectura de telecomunicações via rádio constituída por elementos de rede (nós de rede) comunicando via rádio-frequência (RF) e organizados numa tipologia malhada.
RU	Reino Unido

S

SMP	Sistema de preços marginais
-----	-----------------------------

T

ToU	<i>Time of Use</i> , tipo de tarifas baseada no conceito de cobrar preços diferentes de energia consoante o período do dia (por exemplo, dia, noite, períodos de pico)
-----	--

V

VAL	Valor Actual Líquido, medida de avaliação económico-financeira (equivalente ao termo anglo-saxónico NPV, <i>Net Present Value</i>)
VREG	<i>Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt</i> , regulador de energia da Flandres (Bélgica)

W

W	Watt, unidade de potência
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , custo médio de capital; usado para descontar os fluxos financeiros para análise económico-financeira
WAN	<i>Wide Area Network</i> , rede de área alargada, que no contexto de contadores inteligentes corresponde normalmente à área entre o primeiro concentrador de diversos consumidores no exterior e a rede do ORD ou de outros intervenientes na cadeia de valor

CAPÍTULO I. ENQUADRAMENTO DO ESTUDO

A Directiva 2009/72/CE (electricidade) e a Directiva 2009/73/CE (gás natural) estabelecem a obrigação dos Estados-Membros avaliarem a implementação de sistemas de contadores inteligentes de electricidade e de gás natural.

Para a electricidade, o n.º 2 do Anexo I da Directiva 2009/72/CE estabelece o seguinte:

“Os Estados-Membros devem assegurar a implementação de sistemas de contadores inteligentes, os quais devem permitir a participação activa dos consumidores no mercado de comercialização de electricidade. 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 efectuada 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.”

Para o gás natural, o n.º 2 do Anexo I da Directiva 2009/73/CE estabelece as mesmas obrigações aos Estados-Membros, com excepção do último parágrafo anteriormente transcrito para a electricidade, o que significa que no caso do gás natural não são impostos prazos para a instalação dos contadores inteligentes.

As directivas anteriormente mencionadas foram transpostas para a legislação nacional através da aprovação dos decretos-lei n.º 78/2011 (electricidade) e n.º 77/2011 (gás natural), ambos de 20 de Junho. Estes diplomas estabelecem que a ERSE apresenta ao Governo, até 30 de Junho de 2012, um estudo que incluía:

- A avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores;

- 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 respectivos prazos de cumprimento.

O Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural promovido pela ERSE visa dar resposta ao estabelecido naqueles diplomas.

Assim, a elaboração do Estudo compreenderá as seguintes fases:

1. Recolha de informação sobre a situação actual da actividade de medição de energia eléctrica e de gás natural, junto dos operadores de redes
2. Recolha de informação sobre os projectos-piloto de contadores inteligentes desenvolvidos ou em desenvolvimento em Portugal
3. Recolha de informação e sistematização dos resultados obtidos noutros países na realização de projectos-piloto e na realização de análises de custo-benefício no âmbito do processo de tomada de decisão sobre a instalação de contadores inteligentes de electricidade 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 electricidade 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.

Objectivos do presente Relatório

O presente Relatório corresponde ao resultado da fase 3 referida acima e destina-se a estabelecer uma base de informação actualizada sobre a situação existente noutros países da Europa, no sentido de recolher ensinamentos que possam ser úteis para o estudo em causa. Em particular, e sempre que possível, pretende-se obter informação sobre os seguintes aspectos:

- Funcionalidades dos contadores inteligentes
- Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas
- Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)
- Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de *demand response*)
- Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício
- Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)
- Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCO)
- Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações
- Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)
- Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado
- Protecção de dados pessoais
- Instalação e logística associada à substituição dos contadores
- Campanhas de informação dos consumidores.



Os países considerados foram o Reino Unido, a França, a Irlanda (apenas vertente electricidade) e a Holanda. Trata-se de casos que foram objecto de análise custo-benefício recentemente e que são representativos da diversidade de abordagens em curso. Adicionalmente foi também feita a análise do caso do Estado de Victoria na Australia.

Esta informação será útil para o processo de decisão a desenvolver relativamente à implementação de contadores inteligentes, para identificação dos cenários a considerar nas análises custo-benefício a efectuar e para calibração de parâmetros e variáveis a utilizar.

CAPÍTULO II. CONTADORES INTELIGENTES NA EUROPA

II.1 Modelos de mercado de contagem

Na maioria dos países, a contagem é tradicionalmente parte das actividades do operador de distribuição (ORD), especialmente no período anterior à liberalização, quando a provisão de serviços de energia estava na maioria dos casos nas mãos de um operador verticalmente integrado. Este operador era frequentemente propriedade municipal e em muitos casos providenciava electricidade, gás, água e calor. O consumidor tinha assim um ponto único de contacto para ligação à rede, fornecimento, contagem e facturação.

Actualmente, as actividades do ORD nos Estados Membros da União Europeia estão sujeitas a processos de liberalização, apesar de apenas raramente a liberalização da propriedade a nível da distribuição foi mandatária (por exemplo, electricidade na **Holanda**).

Para contagem de electricidade podemos encontrar dois modelos principais na União Europeia. Na maioria dos países, o sector de contagem permanece regulado, com uma ou mais entidades responsáveis por contagem, sujeitas a supervisão regulatória. Na maioria destes casos, as actividades de contagem permanecem parte das funções reguladas dos ORD. Tal é a situação também na **Bélgica**, **Suécia** ou **Espanha**. No entanto, em alguns países as actividades de contagem foram separadas das restantes actividades do ORD, permanecendo no entanto um segmento em regime de monopólio regulado. Ainda noutros países, o sector das contagens foi inclusivamente liberalizado, como por exemplo **Alemanha**, **Reino Unido** e **Holanda**, na expectativa de que concorrência entre fornecedores de serviços de contagem conduzisse a uma baixa dos preços dos contadores. No entanto, parece que uma situação de fornecedores de serviços de contagem num mercado competitivo em oposição aos ORD não é prática. O que acontece é que comercializadores tomam frequentemente o papel de operador de contagem, no sentido de fortalecerem a sua relação com os clientes, oferecendo por exemplo contadores inteligentes.

Na maioria dos países europeus, em que, como referido, a contagem permanece parte das funções reguladas dos ORD, os custos de contadores são recuperados através de tarifas regulatórias e investimentos em equipamento de contagem são sujeitos a aprovação

regulatória. Apesar dos regimes variarem de país para país, todos os regimes de que temos conhecimento aplicam uma revisão regulatória *ex-ante* e uma aprovação explícita dos investimentos antes da inclusão dos custos nos proveitos permitidos.

Tendo em conta estas considerações, os três principais modelos podem ser estruturados da seguinte forma:

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

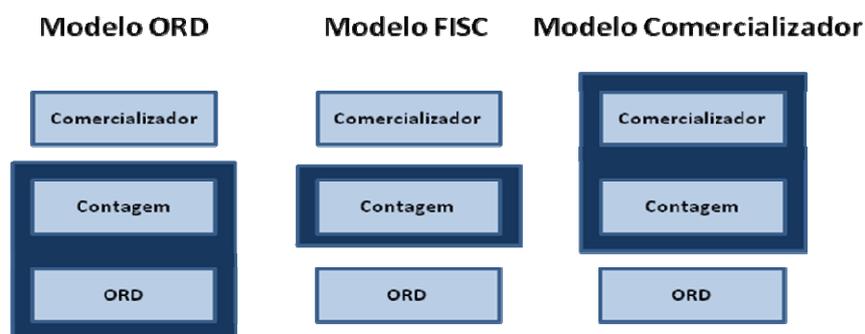


Figura 1: Três modelos para o sector de contagens.

Fonte: KEMA.

Naturalmente que se trata de modelos exemplificativos, sendo que implementações reais possuem diversas variantes. Podem ser distinguidos os seguintes aspectos das principais actividades de contagem:

- Propriedade da infraestrutura
- Planeamento da implementação de contadores no terreno
- Instalação e manutenção da infraestrutura
- Operação da infraestrutura

- Leitura dos contadores
- Recolha e processamento dos dados
- Disponibilização de dados aos consumidores, comercializadores ou outras entidades elegíveis.

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

II.2 Situação actual com contadores inteligentes e análises custo-benefício

De acordo com o recente relatório do *Joint Research Centre – Institute for Energy "JRC Reference Reports, Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments"*, JRC European Commission, European Union, 2011, cerca de 45 milhões de contadores inteligentes estão actualmente instalados na Europa, sendo expectável que existam cerca de 240 milhões em 2020.

A introdução de sistemas de contadores inteligentes na Europa recebeu um importante impulso regulatório com as directivas do 3º Pacote Energia e Clima e especialmente com o Anexo I da Directiva de Energia¹. Este Anexo explicitamente solicita os Estados Membros a avaliarem a implementação de sistemas de contadores inteligentes ("*Smart Metering Systems*") como um elemento chave para a implementação de Redes Inteligentes de Energias ("*Smart Grids*") e para atingir uma maior eficiência energética, e, no caso da electricidade, para procederem à implementação de 80% daqueles que resultem numa avaliação positiva.

¹ Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council, de 13 Julho 2009 relativamente a regras comuns para o mercado interno de electricidade, e Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council de 13 Julho 2009 relativamente a regras comuns para o mercado interno de gás natural (<http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:L:2009:211:SOM:EN:HTML>)

Diversos Estados Membros começaram já a implementar alterações na sua legislação, enquanto outros estão numa fase mais inicial.

Independentemente do enquadramento legal e regulatório, em alguns Estados Membros os operadores de rede começaram a introduzir contadores inteligentes como forma de modernizar as suas redes e de proporcionar melhorias operacionais, como por exemplo, redução de perdas não-técnicas, introdução de leituras remotas ou simplificação de processos de facturação.

O ponto de situação relativamente aos sistemas de contadores inteligentes para electricidade e para gás na Europa é caracterizado por uma grande heterogeneidade e por uma rápida e constante alteração.

Um dos mais recentes relatórios oficiais publicamente disponíveis é o documento "*ERREG Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters*", *European Regulator Group for Electricity & Gas* (ERREG), Ref: C11-RMC-44-03, de Fevereiro 2011, que se foca nas análises custo-benefício (CBA – *Cost Benefit Analysis*) efectuadas e não tanto nas implementações no terreno e seu ponto de situação. A tabela abaixo é um excerto desse relatório e indica que, de entre os 24 países que responderam ao inquérito do ERREG, à data de 1 de Janeiro de 2011, 11 tinham completado CBA para electricidade e 6 para Gás.

Tabela 1 – Sumário das experiências dos Estados Membros com Análises Custo-benefício

Ponto de situação do CBA no país	Electricidade	Gás
País efectuou CBA	11 ^a	6 ^b
Resultado positivo do CBA	7 ^c	5 ^d
País planeia ou tem em curso a elaboração de um CBA (nalguns casos pela segunda vez) ^j	12 ^e	14 ^f
País não planeia efectuar um CBA	2 ^g	5 ^h
País sem CBA, mas já não relevante (decisão de <i>roll-out</i> já tomada)	3 ⁱ	0

^a Áustria, Dinamarca, França, Hungria, Holanda, Noruega, Polónia, Portugal, Eslovénia, Suécia, Reino Unido

^b Áustria, França, Hungria, Itália, Holanda, Reino Unido

^c Áustria, França, Holanda, Noruega, Polónia, Portugal, Reino Unido (na Polónia estudo foi pelo TSO e não autoridade governamental. Na Suécia, apesar do resultado negativo, o *roll-out* para electricidade prosseguiu)

- ^d Áustria, França, Holanda, Itália, Reino Unido
- ^e Bélgica, República Checa, Alemanha, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Letónia, Polónia, Portugal, Roménia (Bélica – cada região conduziu o seu estudo) (Portugal – a ser decidido pelo Governo)
- ^f Bélgica, República Checa, Alemanha, Espanha, Finlândia, Grécia, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Letónia, Portugal, Eslovénia, Suécia (Portugal – a ser decidido pelo Governo)
- ^g Lituânia, Eslováquia
- ^h Dinamarca, Noruega, Polónia, Roménia, Eslováquia (Noruega não tem gás)
- ⁱ Espanha, Finlândia, Itália
- ^j França, Hungria, Polónia, Portugal.

De referir que o documento do ERGEG "*Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*", Ref: E10-RMF-29-05, de Fevereiro de 2011, refere também as seguintes boas práticas no que diz respeito à elaboração de CBA:

- A análise deve tomar em consideração a cadeia de valor e não apenas a perspectiva de um interveniente em particular
- Todos os consumidores devem beneficiar de contadores inteligentes (sendo que no entanto 100% de cobertura poderá ser difícil de atingir)
- Não discriminação de consumidores durante a implementação no terreno (nomeadamente relativamente a clientes servidos por comercializadores versus clientes servidos pelo ORD ou entre clientes no mercado regulado versus clientes no mercado livre)

No contexto das Análises Custo-Benefício é importante ter em consideração a metodologia EPRI, do *Electric Power Research Institute*, nos Estados Unidos da América, e as suas publicações "*Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*", de Janeiro de 2010 e "*Guidebook for Cost/Benefit Analysis, Volume 1: Measuring Impact*", de Maio 2011. Trata-se de uma metodologia com reconhecidos méritos e aprovação por diversas entidades no sector.

Outro documento relevante neste contexto é o relatório "*ERGEG Status review on regulatory aspects of smart metering (electricity and gas)*", publicado em Outubro de 2009, relativamente ao estado de cada país relativamente a projectos-piloto e implementações no terreno (*roll-outs*).

Devido ao rápido desenvolvimento na área dos contadores inteligentes é importante ter em atenção que as situações nos diversos Estados Membros reflectidas nesse documento podem não reflectir de forma actualizada a situação nesses países.

Em termos gerais aquela publicação evidenciava que:

- na electricidade apenas 2 países tinham decidido um programa de implementação em larga escala para os consumidores – Itália e Suécia. Adicionalmente, outros países tinham tomado a decisão de proceder a uma implementação em larga escala, como por exemplo o reino Unido
- no gás, verificavam-se menos desenvolvimentos, com Itália e Reino Unido com planos de implementação, enquanto um pequeno número de países se encontravam a discutir a possibilidade.

As tabelas seguintes apresentam a situação nos diversos Estados Membros para a electricidade e para o gás, tal como identificado no documento do ERGEG.

Tabela 2 – Visão geral relativamente à implementação de contadores inteligentes para electricidade nos diversos Estados Membros (relatório de 2009)

Contadores inteligentes já instalados	Contadores inteligentes em instalação	Roll-out já decidido	Roll-out em discussão	Inexistência de plano de Roll-out
Dinamarca (15%)	Islândia (15%)	Finlândia	Áustria	Hungria
Itália (90%)	Dinamarca (35%)	Grécia	República Checa	Luxemburgo
Suécia (99%)	Itália (5%)	Itália	Dinamarca	
Finlândia (25%)	Holanda (4%)	Espanha	França	
			Alemanha	
			Reino Unido	
			Irlanda	
			Holanda	
			Noruega	
			Polónia	
			Portugal	
			Eslováquia	

Tabela 3 – Visão geral relativamente à implementação de contadores inteligentes para gás nos diversos Estados
Membros (relatório de 2009)

Contadores inteligentes já instalados	Contadores inteligentes em instalação	Roll-out já decidido	Roll-out em discussão	Inexistência de plano de Roll-out
	Holanda (4%)	Itália	França	Bélgica
			Reino Unido	República Checa
			Eslovénia	Dinamarca
			Holanda	Estónia
				Alemanha
				Irlanda
				Letónia
				Luxemburgo
				Portugal
				Eslováquia
				Espanha
				Suécia

O documento da ERGEG também evidenciou que os principais objectivos para suportar e encorajar a implementação de contadores inteligentes na electricidade e no gás eram a eficiência energética, gestão de ponta de carga e leituras mais frequentes dos contadores.

Um documento relevante mais recente é o "*European Smart Metering Landscape Report*", SmartRegions Deliverable 2.1, Intelligent Energy Europe, de Fevereiro de 2011, que apresenta um ponto de situação relativamente ao enquadramento legal e regulatório na Europa para os serviços de *Metering*, e uma visão sobre os serviços de *Metering* actualmente implementados na Europa.

Nesse documento os diversos países são analisados em duas vertentes:

- Situação legal e regulatória
- Progresso na implementação.

De acordo com aqueles critérios os países são classificados em 5 grupos como a seguir se indica:

- Os "*dynamic movers*", caracterizados por existir já um *roll-out* mandatário ou pela existência de um projecto-piloto de larga escala

- Os "market drivers", caracterizados pela inexistência de requisito legal, mas onde a instalação de contadores avançou
- Os "ambiguous movers", onde existe algum enquadramento legal e regulatório e o tema está ainda na agenda das autoridades
- Os waverers", onde há algum interesse mas ainda não resultaram em desenvolvimentos regulatórios
- Os "laggards", onde o tema de contadores inteligentes ainda não está na agenda.

A figura seguinte apresenta uma visão gráfica da situação nos diversos países.

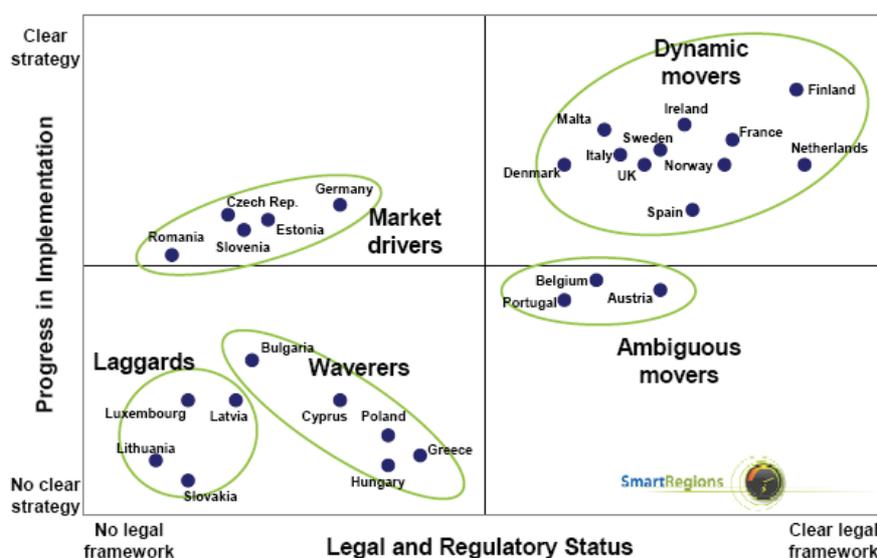


Figura 2: Situação dos diversos países em termos de enquadramento legal regulatório e progresso na implementação.
Fonte: Intelligent Energy Europe.

II.3 Funcionalidades e Serviços

Relativamente às funcionalidades que os contadores inteligentes deverão suportar têm também ocorrido diversos desenvolvimentos. 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 o conjunto de funcionalidades com mais amplo consenso entre os diversos países. Essas funcionalidades são as seguintes:

- Para o consumidor
 - Providenciar leituras do contador para o consumidor e para equipamento que esteja ligado ao contador (esta funcionalidade refere a possibilidade de transferência de informação para, por exemplo, um monitor externo; não refere qualquer monitor incluído no contador; custos associados a um monitor externo não são aqui incluídos)
 - Actualizar as leituras com frequência suficiente de modo a permitir o uso da informação no sentido de atingir poupanças de energia
- Para o Operador de contadores (*Metering Operator* – entidade responsável pelos contadores)
 - Permitir leituras remotas dos registos do contador por parte do operador de contadores
 - Proporcionar comunicação bidireccional entre o contador e redes exteriores para manutenção e controlo do contador
 - Permitir leituras com frequência suficiente de modo a permitir o uso da informação no sentido de atingir poupanças de energia
- Para aspectos comerciais do fornecimento de energia
 - Suportar sistemas tarifários avançados
 - Permitir remotamente ligar/desligar e limitar potência relativamente ao fornecimento e fluxo de energia
- Para segurança e privacidade
 - Providenciar uma comunicação de dados segura
 - Permitir prevenção e detecção
- Para permitir geração distribuída
 - Proporcionar leituras de energia importada / exportada e energia reactiva.

Da lista original faziam também parte as seguintes funcionalidades que foram entretanto retiradas por não reunirem o consenso alargado. Estas são:

- Proporcionar as leituras numa forma passível de ser entendida por um utilizador comum e com cálculos permitindo ao utilizador um melhor controlo do seu consumo de energia, e.g., em termos de custos, médias, comparação de períodos (foi considerado que estas funcionalidade poderiam ser proporcionadas por elementos externos ao contador)
- Providenciar a monitorização da qualidade de energia
- Suportar o fornecimento de energia em modalidade pré-pago e a crédito.

O ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) publicou também, em Fevereiro de 2011, o documento "*Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*", Ref: E10-RMF-29-05, onde apresenta uma lista dos serviços que podem ser fornecidos via contadores inteligentes (no Anexo 1 é apresentado mais detalhe sobre o impacto das boas prática recomendadas). Essa lista, que resultou de uma procura de consenso entre os diversos países, apresenta os seguintes serviços:

Tabela 4 – Guidelines do ERGEG relativamente a boas práticas em aspectos regulatórios de contadores inteligentes (cont.)

ELECTRICITY AND GAS	
Data security & integrity	E/G 1. Customer control of metering data
ELECTRICITY	
Customer services	E 2. Information on actual consumption and cost, on a monthly basis, free of charge
	E 3. Access to information on consumption and cost data on customer demand
	E 4. Easier to switch supplier, move or change contract
	E 5. Bills based on actual consumption
	E 6. Offers reflecting actual consumption patterns
	E 7. Remote power capacity reduction/increase
	E 8. Remote activation and de-activation of supply
	E 9. All customers should be equipped with a metering device capable of measuring consumption and injection
	E 10. Alert in case of non-notified interruption
	E 11. Alert in case of exceptional energy consumption
Costs and benefits	E 12. Interface with the home
	E 13. Software to be upgraded remotely
Roll-out	E 14. When making a cost benefit analysis, an extensive value chain should be used
	E 15. All customers should benefit from smart metering
	E 16. No discrimination when rolling out smart meters

Tabela 5 – Guidelines do ERGEG relativamente a boas práticas em aspectos regulatórios de contadores inteligentes (contd.)

GAS	
Customer services	G 2. Information on actual consumption and cost, on a monthly basis, free of charge
	G 3. Access to information on consumption and cost data on customer demand
	G 4. Easier to switch supplier, move or change contract
	G 5. Bills based on actual consumption
	G 6. Offers reflecting actual consumption patterns
	G 8. Remote enabling of activation and remote de-activation of supply
	G 11. Alert in case of exceptional energy consumption
	G 12. Interface with the home
Costs and benefits	G 13. Software to be upgraded remotely
	G 14. When making a cost benefit analysis, an extensive value chain should be used
Roll-out	G 15. All customers should benefit from smart metering
	G 16. No discrimination when rolling out smart meters

Em paralelo, o Mandato M/441 é uma iniciativa da Comissão Europeia, baseada no mandato oficial da Comissão de 12 de Março de 2009 para o CEN, CENELEC e ETSI, para o desenvolvimento de uma arquitectura aberta para contadores envolvendo protocolos de comunicação e funcionalidades que permitam a interoperabilidade. O Mandato tem o objectivo geral de promover e harmonizar normas europeias que permitam a interoperabilidade de contadores, incluindo água, gás, electricidade, calor, o que pode por sua vez melhorar a forma como os consumidores têm conhecimento dos seus consumos efectivos e assim permitir uma adaptação dos seus comportamentos.

De acordo com o Mandato M/441, a implementação destes requisitos requer a definição de novas funcionalidades para os contadores, nomeadamente:

- Leitura dos contadores de energia injectada e consumida, interface F1
- Comunicação bi-direccional, interface F2
- Leitura / registo por intervalos, interface F3
- Gestão remota, interface F4
- Interface com automação residencial, interface F5
- Disponibilização de informação via portal na internet ou *gateway*, interface F6.

Em grande medida estas funcionalidades são compatíveis com as indicações do ERGEG.

Em Dezembro de 2011 foi ainda publicado pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER) o documento "*CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters*"² onde se identificam factores indutores de uma gestão da procura (i.e., do consumo) mais activa por parte do consumidor. Deste documento é importante tomar em consideração as seguintes recomendações:

- Ganhar a confiança do consumidor: os comercializadores devem providenciar informação adequada sobre as ofertas comerciais (por exemplo, tarifários), com o objectivo de dar visibilidade ao consumidor como o seu comportamento pode afectar o seu padrão de consumo e consequentemente a sua factura energética
- Privacidade e segurança: no processo de decisão de instalação de contadores inteligentes, os aspectos de segurança e privacidade devem ser garantidos
- Ofertas comerciais devem reflectir padrões de consumo efectivos: para esse efeito o documento define quais os requisitos que cada agente de mercado deve assegurar para tornar isso possível
- Interface para o consumidor³ e acesso a dados: para esse efeito o documento define quais os requisitos que cada agente de mercado deve assegurar para que diferentes agentes possam tirar partido da interface para o consumidor.

O conjunto de funcionalidades requeridas é frequentemente (pelo menos parcialmente) dependente das condições locais e acima de tudo dos objectivos com a implementação de contadores inteligentes.

Por exemplo, se a motivação for a leitura remota para providenciar facturação mensal (como foi o caso na **Suécia**), todas as funções relativas a informação de consumo em tempo real, ligação/desconexão remotas, limitação de carga, controlo de aplicações na residência, etc, são dispensáveis.

² "CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters", Ref: C11-RMF-36-03, 1 December 2011, Council of European Energy Regulators (CEER)

³ Interface que deve ser normalizada de modo a que permita ligação de equipamentos, como monitores (IHD), e prestação de serviços de energia, por exemplo por parte de ESCOs, comercializadores ou outros.

Por outro lado, em **Itália**, a motivação foi a redução de fraude. Este objectivo faz com que informação directa para o consumidor e o controlo de aplicações na residência sejam funcionalidades desnecessárias (para efeito daquele objectivo).

A legislação europeia relativamente a contadores inteligentes é, no entanto, motivada pelo objectivo de eficiência energética e redução de consumos através de contadores inteligentes. Nesta situação, informação directa para o consumidor é uma funcionalidade fundamental para o sucesso.

Nos **Estados Unidos** a instalação de contadores inteligentes é principalmente motivada por limitações de geração de energia e, assim sendo, o objectivo relaciona-se com a redução dos picos de procura. Neste caso, informação directa para o consumidor é também fundamental. No entanto, a diferença de objectivos entre reduzir o consumo global de energia ou transferir consumos de períodos de pico para outros, é relevante.

II.4 Benefícios

Relativamente aos benefícios expectáveis de uma implementação de contadores inteligentes é importante ter em consideração as recomendações do ERGEG nessa matéria. No documento "*Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*", Ref: E10-RMF-29-05, de Fevereiro de 2011, o ERGEG salienta os seguintes benefícios:

- Benefícios para os consumidores, dependendo do modelo de mercado:
 - Melhor informação
 - Redução de carga máxima
 - Redução de custos e tempos de intervenção
 - Facturação directamente relacionada com o consumo efectuado
 - Redução de falhas e perdas
 - Novos serviços
 - Maior facilidade de mudança de comercializador
 - Possibilidade de ser cortado o fornecimento de energia, quando a procura supera a oferta, e assim poder beneficiar de tarifas atractivas
- Benefícios para os comercializadores
 - Melhor informação sobre o consumidor
 - Maior frequência e qualidade dos dados para facturação

- Melhor planeamento de cargas e previsões
- Áreas de potenciais benefícios para operadores de rede
 - Melhor operação da rede
 - Redução de picos de carga
 - Possibilidade de agregação de consumos e dados
 - Balanceamento
 - Segurança do sistema
 - Continuidade de serviço
 - Maior rapidez na reparação de falhas
 - Qualidade de tensão
 - Perdas na rede
 - Informação sobre energia reactiva
 - Detecção de fraude
 - Optimização de processos e custos operacionais
 - Melhor planeamento de investimentos e de manutenção.

Outros benefícios comumente mencionados são:

- Redução de custos e tempo com leituras manuais
- Introdução de novos sistemas tarifários
- Benefícios para a sociedade, nomeadamente com redução da produção e consequentes emissões de gases de efeito de estufa, benefícios económicos em termos de emprego e actividade económica
- Benefícios para os reguladores, na sua monitorização de qualidade, desempenho e necessidades de *reporting*.

Também neste contexto é importante ter em consideração o relatório "*Characterizing and Quantifying the Societal Benefits Attributable to Smart Metering Investments*", Topical Report, Julho 2008, do *Electric Power Research Institute* (EPRI), onde os benefícios do ponto de vista de toda a sociedade são categorizados num enquadramento estruturado.

II.5 Exemplos de implementação

No sentido de dar visibilidade sobre opções de implementação que têm vindo a ser seguidas na Europa, nesta secção apresentam-se exemplos de diversos países para determinados temas.

Mercado de contagem

Na **Suécia** os contadores são propriedade do ORD que também é responsável pela instalação, manutenção, leitura de dados e gestão dos dados. A legislação não tornou os contadores inteligentes obrigatórios, mas obrigou a que se procedessem leituras pelo menos uma vez por mês e que os dados fossem disponibilizados até ao 5º dia de cada mês. Na prática tal requisito exige a instalação de contagem remota devido à dificuldade logística de ler 5 milhões de contadores nos primeiros quatro dias de cada mês de um modo economicamente eficiente.

Em **Espanha**, os contadores são também propriedade dos ORD, mas os consumidores têm direito a ter o seu próprio contador. Quando o contador é fornecido pelo ORD, é fixada uma taxa pelo Ministério da Indústria. Independentemente de quem é o proprietário do contador, o ORD é responsável pela sua instalação, manutenção, leitura e gestão de dados. Os dados são proporcionados a todas as partes interessadas. O ORD pode delegar este trabalho noutra entidade mas retém a responsabilidade com o processo.

No **Reino Unido**, a concorrência no mercado de serviços de contagem foi introduzido em 1992. Inicialmente duas funções foram identificadas, nomeadamente o Operador de Contadores, responsável por providenciar, manter e calibrar os contadores, e o Colector de Dados, a entidade fazendo a leitura dos dados e processando-os de acordo com os requisitos regulatórios e dos comercializadores. O consumidor é livre de escolher tanto o Operador de Contadores como o Colector de Dados. Os ORD podem também assumir estes papéis de modo a garantir que existe um serviço universal. Exemplos de prestadores de serviços são *OnStream*, uma subsidiária da National Grid, *G4S Utility Services (UK) Limited* que resultou do anterior negócio de contagem de gás da *British Gas* mas agora pertencente a G4S, *IMServ Europe Limited* que resultou de uma aglomeração de 12 das 15 anteriores companhias regionais de electricidade e agora propriedade da *Invensys*. Em termos práticos a maioria dos clientes acima de 100 kW indica o seu próprio Operador de Contador,

enquanto os pequenos consumidores aceitam o Operador indicado pelo seu Comercializador.

Na **Alemanha** o ORD tem a responsabilidade final pelo equipamento de contagem e sua leitura, excepto nos casos em que o cliente tenha instruído outra parte para efectuar esses serviços. A Alemanha tem um mercado para contadores e leituras não regulado desde 2005. Tal como no Reino Unido, duas funções foram criadas, *Messstellenbetreiber* – Operador de contadores – e *Messdienstleister* – Fornecedor de serviços de contagem.

Decisão de implementação (*roll-out*)

Relativamente à estratégia de implementação no terreno (*roll-out*) é relevante tomar em consideração as possibilidades de existir um *roll-out* voluntário (exemplos iniciais de Itália, Suécia – se bem que induzidos pelo requisito de informação mensal – ou Estados Unidos) ou um *roll-out* obrigatório. Na **Suécia** os 5.1 milhões de contadores levaram cerca de 6 anos (2003-2009), sendo que cerca de 70% foram instalados nos últimos 18 meses. A razão de atrasos por parte dos ORD deve-se ao seu interesse em aguardar por sistemas mais avançados em termos de funcionalidades e menor preço. Apesar de a funcionalidade básica ser a de comunicação remota de leituras para facturação mensal, muitos contadores na Suécia têm funcionalidade "inteligente". Cerca de 85% tem capacidade de recolher dados horários, sendo que no entanto apenas 15% o faz. Cerca de 40% consegue gerir a carga remotamente ("*remote load control*") e 32% podem ser ligados e desligados remotamente. *In-House Displays*, IHD, são também usados, mas não em larga escala. Para comunicação entre os contadores e os sistemas de recolha de dados, PLC é usado em 58% dos casos, GPRS em 22% e RF nos restantes 20%⁴.

Na **Alemanha** não existe directiva legal ou regulamentar para um plano de implementação, na expectativa de que criando as condições adequadas, as dinâmicas de mercado irão despoletar o processo. No entanto, existe um objectivo expresso pelo Governo⁵ de que num prazo de 6 anos todos os consumidores usufruam de um contador inteligente, incluindo capacidade de tarifas diferenciadas por período do dia e armazenamento da potência

⁴ Tobias Ryberg, 'Smart Metering in Western Europe', Berg Insight, 6th edition, Junho 2009.

⁵Ver clarificações em 'Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb' (Bill federal government - a draft law on the opening of metering for electricity and gas to competition), Bundesdrucksache 16/8306, 28 Fevereiro 2008. http://www.umwelt-online.de/cgi-bin/parser/Drucksachen/drucknews.cgi?texte=0014_2D08

instantânea, se tal for possível de uma forma economicamente viável. Em 2011 foi atribuída ao regulador a responsabilidade de determinar as especificações mínimas para os contadores e especificar algum protocolo de comunicações relevante. O regulador indicou que a instalação de contadores inteligentes deverá ser feita de modo economicamente eficiente e aumentos de receitas permitidas por parte dos ORD deverão ser muito limitados.

Existem já diversas empresas na Alemanha que iniciaram o processo de implementação e venda de contadores inteligentes. A *Yello*, subsidiária do operador EnBW, fornecedor de electricidade e gás, vende um contador de electricidade chamado "*Sparzähler*". Os clientes com um "*Sparzähler*" podem usar uma aplicação na internet para visualizar os seus consumos. Um serviço semelhante é oferecido pela *Oxxio* na **Holanda** para cliente de baixo consumo.

Em **Espanha** dois diplomas legais tornaram a introdução de uma infraestrutura de contadores inteligentes obrigatória ⁶. Esta obrigatoriedade implica que todos os consumidores até 15 kW tenham um contador inteligente para leituras remotas até 2018, com objectivos intermédios. Não foram disponibilizados quaisquer incentivos financeiros para os ORD atingirem este objectivo.

No **Reino Unido** foi decidido que até 2020 todos os consumidores de electricidade (30 milhões) e gás (20 milhões) teriam um contador inteligente. Desde cedo ficou decidido no Reino Unido que iria existir uma nova actividade licenciada em regime de monopólio para a criação e operação de um sistema de comunicação (DCC) para suportar as comunicações associadas com os contadores inteligentes. Esta entidade pode no entanto subcontratar (parte d) as suas actividades a outras redes de telecomunicações já existentes (por exemplo, operadores de comunicações móveis, operadores de cabo, ou outros), mas sempre com o princípio de existir um ponto único de contacto e de responsabilidade.

Protecção de dados e privacidade

No que diz respeito a protecção de dados e privacidade, as posições variam de país para país. Na **Suécia**, não parece ter existido qualquer debate ou potenciais infracções à privacidade das pessoas durante o processo de implementação.

⁶ Real Decreto 809/2006 de 30 Junho 2006 http://noticias.juridicas.com/base_datos/Anterior/r0-rd809-2006.html e ORDEN ITC/3860/2007 https://sede.cne.gob.es/c/document_library/get_file?uuid=50cf7513-a9c3-425b-8ba6-2f7103457545&groupId=10136.

Na **Alemanha**, o tema foi tomado em consideração na definição das normas e interfaces para troca de informação e dados, sendo que todos os dados são transmitidos de forma encriptada.

Na **Bélgica**, o tema está ainda em fase de análise, tendo sido criado um grupo de trabalho especializado pelo regulador flamengo VREG. A expectativa é que a privacidade dos dados depois da leitura dos contadores seja gerida pelos processos de mercado desenhados e não pela implementação de sistemas de segurança *à posteriori*.

No **Reino Unido** os aspectos de segurança e privacidade foram incorporados desde a fase de implementação. O governo reconheceu que a gestão inadequada da informação pode ir contra as disposições relativas à protecção de dados pelo que determinou uma série de requisitos a observar e foram criados grupos de trabalho para os temas de Segurança e Privacidade. Estas determinações estão em linha com os resultados das discussões ocorridas na **Holanda**, em que a imposição por parte do Governo de que todos os consumidores teriam de ter um contador inteligente, sem possibilidade de escolha, conjuntamente com a imposição de proporcionar dados diário e horários de consumos, levantou forte oposição. A Associação de Consumidores da Holanda usou os pareceres da *University of Tilburg Centre for Law, Technology and Society*⁷, na sua campanha bem sucedida de levar o Senado a alterar a legislação sobre a implementação de contadores inteligentes.

Com efeito, segurança e privacidade são temas a ser considerados e em consideração nos vários países, sendo que a situação na Holanda é um exemplo extremo deste debate.

Comportamento do consumidor

Este é um elemento chave para o sucesso da implementação de contadores inteligentes e para atingir os objectivos que se pretendem, nomeadamente de eficiência energética. Em vários países foram efectuados estudos sobre o efeito que a informação providenciada pelos contadores tem no consumo efectivo de energia. Na **Suécia** um estudo em 2007-2009 pelo

⁷Ver Dr. Colette Cuijpers and Prof.dr. Bert-Jaap Koops: *Het wetsvoorstel 'slimme meters': een privacytoets op basis van art. 8 EVRM* (The 'smart meters' bill: a privacy assessment based on article 8 of the European Convention of Human Rights), University of Tilburg Centre for Law, Technology and Society, October 2008, http://www.consumentenbond.nl/morello-bestanden/209547/onderzoek_UvT_slimme_energi1.pdf

*Market Design Research Program*⁸ evidenciou respostas positivas por parte dos consumidores aos incentivos de preços. Na análise custo-benefício efectuada na Suécia foi considerada uma redução entre 1% e 2% de consumo.

Na **Bélgica** (Flandres) foram usados valores de 1,5% nas análises custo-benefício. No **Reino Unido** foram considerados valores entre 1,5% e 4%.

Importantes neste contexto são as experiências efectuadas na **Irlanda** com os *Consumer Behaviour Trials* (CBT), onde se constatou uma redução global de consumo de electricidade de 2,5% e de uma redução de consumo de pico de 8,8%.

Nos capítulos seguintes analisa-se a situação em alguns países em maior detalhe, nomeadamente França, Holanda, Reino Unido, Irlanda e Austrália.

⁸ Ver "*Prismodeller och styrteknik i fältförsök; Elforsk rapport 09:70*" (Price Models and control technology in field trials, Market Design Report 09:70) disponível em:
<http://srv128.bluerange.se/Programomraden/Anvandning/MarketDesign/Publications/2009/0970-Att-folja-elpriset-battre/>

CAPÍTULO III. FRANÇA

III.1 Enquadramento

Em Julho de 2011 o Regulador francês (CRE) determinou⁹ a instalação de contadores inteligentes de electricidade em 35 milhões de residências e pequenas empresas com potência contratada até 36 kVA. Em Maio de 2011 tinha sido identificado que este programa de implementação custaria €11 mil milhões, ou seja, cerca de €115 por contador. Relativamente a gás, a França possui cerca de 11 milhões de contadores instalados em clientes com consumos até 300 MWh por ano.

De acordo com o regulador os contadores inteligentes são necessários para:

- Manter a segurança e estabilidade da rede eléctrica em virtude do rápido crescimento da utilização de recursos energéticos de fonte renovável intermitente, como sol e vento
- Permitir uma monitorização da rede mais precisa
- Proporcionar diversos benefícios para os consumidores, como seja a substituição de facturas por estimativa por facturas baseadas em leituras efectivas dos contadores
- Permitir o desenvolvimento de ofertas inovadoras em termos de tarifas e serviços
- Permitir uma procura e utilização mais racional da energia, incluindo a redução de consumo durante os momentos de mais procura (pico)
- Obter maior eficiência – estima-se que os custos operacionais durante o tempo de vida dos contadores são ligeiramente superiores aos custos de investimento e outros.

Os principais objectivos com o modelo de contadores inteligentes francês são:

- Melhoria do funcionamento do mercado, especialmente para benefício dos consumidores
 - Leituras mais frequentes
 - Melhor qualidade da facturação, passando a ser efectuada com base em consumo real
 - Maior fluidez e rapidez de processos de mercado (por exemplo, mudança de comercializador e ligação à rede, operações remotas para ligação, desconexão ou alterações de nível de potência subscrita (no caso de electricidade))

⁹ "Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) relative au dispositif de comptage évolué *Linky*", 7 de Julho de 2011, CRE.

- Minimizar custos do operador, tendo no entanto atenção à qualidade de fornecimento e nível de serviço
- Eficiência energética, através de gestão de carga em ponta ("*peak load management*") e de gestão da procura (i.e., do consumo) ("*demand side management*").

Adicionalmente, a CRE salientou que a implementação rápida de contadores inteligentes tornaria a França mais competitiva no mercado mundial de contadores inteligentes.

O sucesso do projecto-piloto para instalação de contadores inteligentes "*Linky*"¹⁰ – concluído anteriormente pelo operador de rede francês ERDF (*Électricité Réseau Distribution France*) – foi um factor chave na decisão da CRE.

O Governo francês aprovou a decisão da CRE e o orçamento para a implementação de contadores inteligentes para a ERDF. Em Setembro de 2011 um Decreto governamental francês¹¹ determinou que a implementação começaria em 2012 e que estaria 95% completo até 2016.

Refira-se que a França possui cerca de 35 milhões de contadores de electricidade em consumidores com cargas até 36 kVA e cerca de 11 milhões de contadores de gás com consumos até 300 MWh por ano.

A tabela seguinte apresenta uma breve caracterização demográfica e de consumos de energia em França, para efeitos comparativos com Portugal.

Tabela 6 – Caracterização demográfica e de consumos em França¹²

	França	Portugal
População	65,4 milhões	10,6 milhões
Área geográfica	640 000 km ²	91 500 km ²
Densidade populacional	102 hab/km ²	116 hab/km ²
PIB per capita	33 820 Intl \$	25 573 Intl \$
Consumo electricidade / população	7 494 kWh/capita	4 815 kWh/capita
Consumo gás natural / população	687 m ³ /capita	450 m ³ /capita
Consumo médio electricidade / habitação	4 800 kWh	2 500 kWh ¹³
Consumo médio gás natural / habitação	41 000 MJ/yr	11 000 MJ/yr
CO₂ / população	5,49 ton/capita	5 ton/capita

¹⁰ Projecto de contadores inteligentes conduzido pela ERDF e que será descrito em mais detalhe em Capítulo seguinte.

¹¹ JORF n°0008, 10 jan 2012, "*Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l'article 4du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité*", NOR: INDR1134076A

¹² Fontes: *International Energy Agency, World Factbook, World Bank*; dados de 2009, 2010 e 2011.

¹³ Os valores de consumo médio de electricidade e de gás natural por habitação são apresentados para efeito de comparação entre os países, uma vez que provêm da mesma fonte. No entanto, como apresentado no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural – Relatório 1E/G: Situação actual e experiências com projectos-piloto em Portugal", KEMA, o consumo médio anual de electricidade em BTN é de 3 264 kWh e o consumo médio anual de gás natural no segmento de consumos inferior a 10 000 m³ é de 3 537 kWh.

III.2 Contadores inteligentes no sector da electricidade

III.2.1 Funcionalidades

O regulador francês, CRE, publicou em Setembro de 2007 o documento "*Orientations pour le comptage électrique basse tension évolué (≤ 36 kVA)*"¹⁴, que define em Anexo as funcionalidades mínimas de um sistema de contagem inteligente (sistema de contagem evoluído, no original).

Estas funcionalidades incluem, entre outros, os seguintes itens:

- Informação de medida e registo
 - Dois sistemas de índices¹⁵ independentes: 4 índices para tarifa de utilização de rede, 10 índices para fornecimento de energia
 - Curva de potência activa, com capacidade para 2 meses (30/60 minutos)
 - Potência máxima
 - Parâmetro de qualidade de energia eléctrica fornecida, com capacidade para 2 anos
- Informação em monitor
 - Índices horário-sazonais
 - Potência instantânea
 - Valor máximo de potência
- Operação remota do contador
 - Capacidade de corte e reposição do fornecimento à distância
 - Capacidade de parametrização remota (e.g., tarifários, níveis de potência, fluxos de energia, qualidade)
- Interface para comunicação de dados.

¹⁴ "*Orientations pour le comptage électrique basse tension évolué (≤ 36 kVA)*", 10 septembre 2007, www.cre.fr

¹⁵ Na terminologia do sistema energético francês, um "índice" é um par valor/data, em que o valor corresponde ao valor de energia consumida tal como indicada no contador; um índice numa determinada data, corresponde ao valor da leitura do contador nessa data. O contador deverá ter registos para armazenar estes valores.

III.2.2 Comunicações

O regulador determinou uma tecnologia específica. A implementação começaria com a primeira geração de PLC (*Power Line Communications*) ("PLC G1") para a ligação entre os contadores e os concentradores, sendo seguida mais tarde de "PLC G3", actualmente em desenvolvimento.

III.2.3 Análise Custo-benefício

Uma análise custo-benefício para electricidade foi efectuada em 2007 pelo regulador e foi actualizada em 2010-2011.

Nesta secção apresentam-se os detalhes existentes relativamente à análise custo-benefício feita inicialmente, sendo que na secção relativamente ao projecto-piloto com os contadores *Linky* se apresentam os resultados da análise feita em 2011 e que serviu de base às decisões do Regulador e do Governo.

III.2.3.1 Cadeia de valor considerada

Os intervenientes na cadeia de valor considerados foram:

- Produtores
- Operadores de rede
- Comercializadores ("*supplier*")
- Consumidores.

Os operadores de rede de distribuição são responsáveis por todas as operações relacionadas com contadores, nomeadamente instalação, manutenção e leituras, sendo que actualmente os contadores são lidos manualmente duas vezes por ano.

III.2.3.2 Pressupostos

Entre os pressupostos utilizados nas análises efectuadas e que foram tornados públicos encontram-se os seguintes aspectos:

- 35 milhões de contadores

- 420 000 concentradores
- Taxa de custo médio ponderado de capital (WACC – *weighted average cost of capital*): 7,5%
- Período de análise de 2011 a 2038
- Investimento em sistemas de informação: 300 milhões de Euro
- Custo com contadores e sua instalação: 3 000 milhões de Euro
- Custo com concentradores e sua instalação: 500 milhões de Euro.

III.2.3.3 Itens Custo e Benefício considerados

Os principais itens de custo considerados foram os seguintes, para cada um dos intervenientes:

Tabela 7 – Itens de custo por interveniente

		Produtores	Operadores de rede	Comercializadores	Consumidores
Custos	Investimentos	-	Contadores Instalação Equipamento agregador em casa do cliente ("Hub") Sistema de Informação para os contadores	-	-
	Custos afundados	-	Substituição de contadores antes do final da sua vida útil	-	-
	Custos operacionais	-	Manutenção, reparação e operação para contadores e "hubs" Operação do Sistema de Informação	-	-

Uma vez que os operadores de rede têm a responsabilidade legal pelas operações de instalação, manutenção e operação, também eles incorrem em todos os custos.

Por outro lado, os principais benefícios considerados foram os seguintes, para cada um dos intervenientes:

Tabela 8 – Itens de benefício por interveniente

		Produtores	Operadores de rede	Comercializadores	Consumidores
Benefícios	Investimentos evitados	Gestão de carga em ponta ("peak load management")	Optimização de rede	-	-
	Benefícios operacionais	Menos emissões de CO ₂	Leituras remotas	Serviços aos consumidores Pré-pagamento: menor número de facturas não pagas	Maior facilidade de troca de comercializador Presença física não necessária para operações do operador de rede Maior controlo dos consumos

Por oposição ao que se passa com os custos, os contadores inteligentes beneficiam os diversos intervenientes.

III.2.3.4 Cenários

Foram considerados 3 cenários e modelizados face a um cenário "business as usual" (BAU).

O cenário BAU consiste na instalação de contadores que continuam a ser lidos manualmente e incluem um interruptor ("relay") para controlar um dispositivo electrónico, como por exemplo termo-acumuladores para aquecimento de águas sanitárias¹⁶.

Cada cenário foi testado com duas hipóteses em termos de calendarização da instalação: 5 anos e 10 anos.

¹⁶ Todos os contadores electrónicos actualmente instalados em França, possuem um interruptor comandado de acordo com o sinal tarifário emitido pela ERDF, que tem por função controlar a alimentação dos aparelhos de aquecimento por acumulação.

Os 3 cenários têm as seguintes funcionalidades comuns:

- Permitem operações remotas sobre os contadores: leitura dos contadores, efectuar ligações, proceder a cortes e alterações de potência contratada
- Permitem gerir qualquer tipo de preços e horários determinados pelo comercializador.

As diferenças entre os 3 cenários são as seguintes:

Tabela 9 – Caracterização dos cenários (França, electricidade)

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Frequência de leituras	Mensal	Mensal	Semanal ou diária conforme solicitado
Tipo de dados transferidos para o Operador de rede	Índice de consumo	Curvas de carga em passo horário	Curvas de carga mais detalhadas
Quantidade de interfaces para dispositivos electrónicos	1	2	3
Pré-pagamento	Não	Sim	Sim
Capacidade <i>Multi-Utility</i> (recolha de dados de outros contadores)	Não	Não	Sim
Custo dos contadores	Ligeiramente superior ao custo actualmente existente no mercado para os contadores electrónicos ¹⁷	Ligeiramente superior ao custo do Cenário A	20% superior ao Cenário B
Redução de consumo	10% do Cenário C	50% do Cenário C	X ¹⁸

III.2.3.5 Resultados

O estudo efectuado concluiu que a análise custo-benefício é negativa se se tomar apenas em consideração a perspectiva do operador de rede de distribuição.

As figuras seguintes apresentam os resultados para os custos, benefícios e resultado líquido para as situações de implementação em 5 anos e em 10 anos.

¹⁷ Valores exactos não disponibilizados publicamente.

¹⁸ Valor exacto não disponibilizado publicamente.

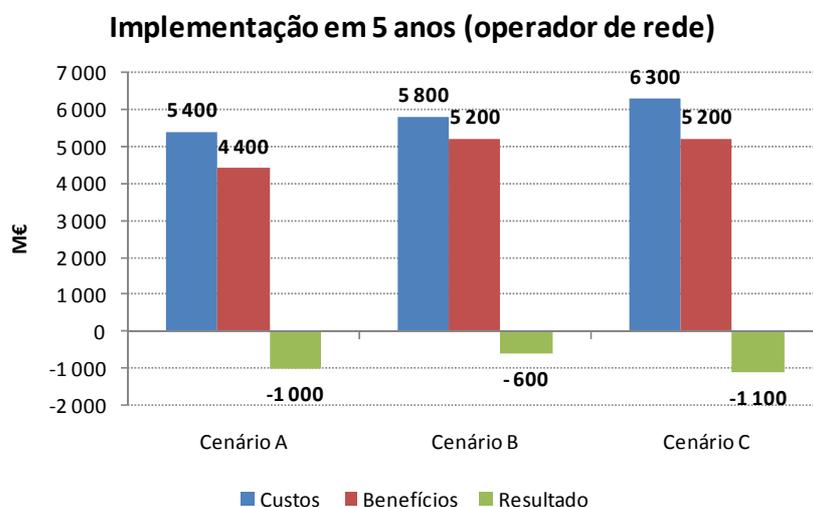


Figura 3: Resultado da análise custo-benefício para o operador de rede para uma implementação em 5 anos.
Fonte: CRE.

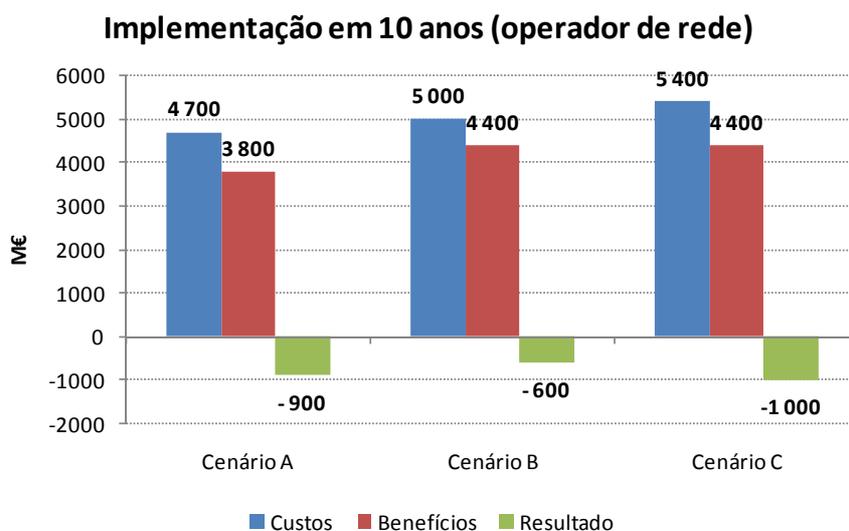


Figura 4: Resultado da análise custo-benefício para o operador de rede para uma implementação em 10 anos.
Fonte: CRE.

As principais conclusões foram as seguintes:

- Não existe grande diferença entre os cenários em termos de custos (cerca de 7% entre o cenário A e o cenário B e entre o cenário B e o cenário C)
- Os benefícios são os mesmos para os cenários B e C
- O projecto gera resultados negativos em qualquer cenário

- Uma implementação em 10 anos reduz os custos em cerca de 15%
 - Esta redução de custos não é no entanto suficiente para gerar um cenário positivo
- O melhor cenário, do ponto de vista do Operador de Rede, é o cenário B com uma implementação em 10 anos.

No entanto, constatou-se que as conclusões eram distintas se se considerasse a cadeia de valor na totalidade, nomeadamente com a inclusão de produção, distribuição e comercializadores.

Com efeito, se as perspectivas dos produtores e dos comercializadores forem incluídas, os benefícios passam a incluir os seguintes aspectos:

- Controlo de procura, que tem um efeito directo nos meios de geração, nomeadamente na redução de investimentos relacionados com a satisfação de picos de procura e com emissões de CO₂
- A existência de funcionalidades incluídas nos contadores que permitem ao comercializador reduzir custos, por exemplo redução de chamadas telefónicas para centros de atendimento ou desenvolvimento de plano de pré-pagamento.

As figuras seguintes apresentam os resultados (apenas os resultados líquidos e não os custos e benefícios, conforme disponibilizado pelo regulador) tanto do ponto de vista do produtor como do ponto de vista do comercializador, nos casos de implementações em 5 anos e em 10 anos.

Implementação em 5 anos (produtor e comercializador)

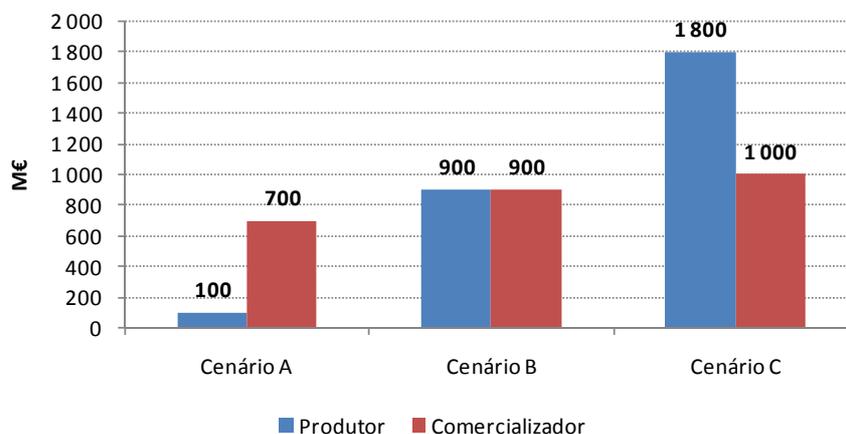


Figura 5: Resultado líquido da análise custo-benefício para o produtor e para o comercializador para uma implementação em 5 anos.

Fonte: CRE.

Implementação em 10 anos (produtor e comercializador)

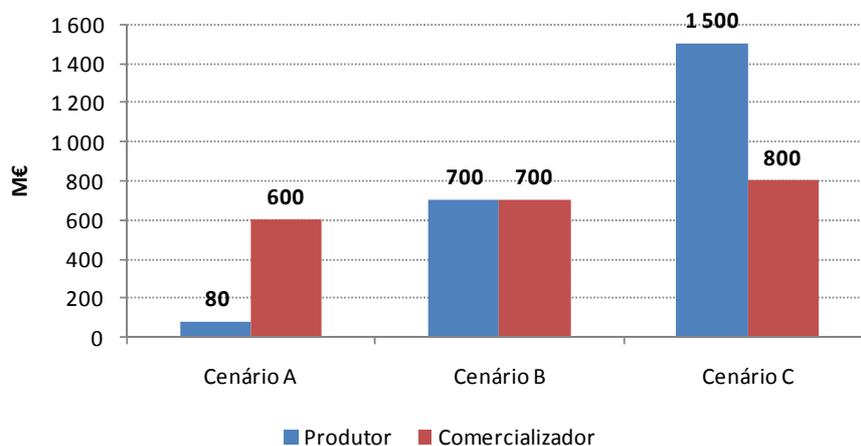


Figura 6: Resultado líquido da análise custo-benefício para o produtor e para o comercializador para uma implementação em 10 anos.

Fonte: CRE.

Tanto para o produtor como para o comercializador a melhor situação ocorre para o cenário C numa implementação a 5 anos.

A análise para a cadeia de valor total acima considerada (ORD, produtores e comercializadores) levou aos resultados apresentados na figura seguinte:

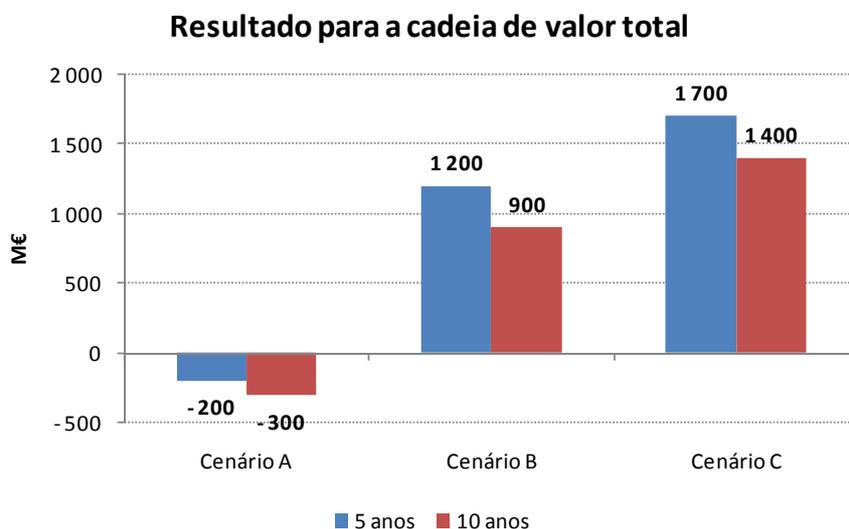


Figura 7: Resultado líquido da análise custo-benefício para a cadeia de valor total considerada.
Fonte: CRE.

Foi concluído que o Cenário C (curvas de carga mais precisas, serviços avançados), implementado em 5 anos, conduz ao melhor resultado.

Do ponto de vista do consumidor, verificou-se que existe uma diferença significativa em termos dos seus benefícios (por exemplo, redução de custos de consumo) face a uma situação em que o consumidor não tem conhecimento do seu consumo. A tabela seguinte apresenta os benefícios líquidos do ponto de vista do consumidor, de acordo com o estudo conduzido pela CRE:

Tabela 10 – Benefício líquido para os consumidores

Fonte: CRE

Cenário A: leitura remota de índice de consumo	3 800 M€
Cenário B: curva de carga	8 300 M€
Cenário C: curva de carga precisa e serviços	13 700 M€

Foi concluído que quanto mais funcionalidades estão disponíveis, maiores benefícios são esperados para os consumidores em termos de poupança de energia.

Em resumo, a CRE concluiu do estudo efectuado os seguintes aspectos:

- Os 3 cenários apresentam maiores diferenças de benefícios do que de custos
- As conclusões dependem do universo de intervenientes considerados
 - Do ponto de vista do operador de rede, o melhor cenário corresponde ao cenário B de informação horária da curva de carga, implementado em 10 anos
 - Do ponto de vista da cadeia de valor, o melhor cenário corresponde ao cenário C implementado em 5 anos
 - Do ponto de vista dos benefícios para os consumidores, o melhor cenário é o cenário C em 5 ou em 10 anos
- Comparado com um cenário BAU, um sistema de contadores inteligentes não é economicamente viável se apenas tomar em consideração a perspectiva do operador de rede
- Para justificar a implementação de um sistema de contadores inteligentes é necessário considerar toda a cadeia de valor
- Apesar do incremento de tarifas durante os primeiros anos, o sistema traz efectivamente benefícios para os consumidores através de:
 - Poupanças de energia
 - Melhor conhecimento do seu consumo
 - Simplificação de processos de mercado.

III.2.4 Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações

Relativamente a acesso aos dados de consumo a CRE recomenda o seguinte:

- O operador ErDF deverá de forma gratuita¹⁹ colocar à disposição do consumidor ou de entidades autorizadas pelo consumidor, num local na internet com código de acesso pessoal:
 - Dados de consumo (os dados de qualidade terão de ser solicitados explicitamente e também fornecidos gratuitamente)
 - Curva de potência em períodos de 30 minutos, de modo a permitir elaborar planos tarifários inovadores (períodos de 10 minutos poderão requerer o pagamento de um valor adicional).
- O Comercializador deverá transmitir gratuitamente ao consumidor:
 - Mensalmente o consumo em kWh e Euro com um histórico de 12 meses
 - Pelo menos uma vez por ano, um balanço do consumo energético comparando com o ano anterior e com um perfil típico semelhante ao seu.

III.2.5 Meios de disponibilização de informação aos consumidores

A CRE considera importante, para se obter uma resposta do consumidor relativamente a alterações de comportamento (redução de consumo e/ou mudança de períodos de consumo), que haja disponibilização de informação em tempo real. Tal deverá no entanto cair fora do contexto dos contadores inteligentes e recomendou a elaboração de experiências para melhor quantificar os efeitos de informação em tempo real sobre o comportamento dos consumidores, experiências essas que devem ser efectuadas juntamente com as indústrias e poderes políticos relevantes.

III.2.6 Projecto-piloto de Electricidade Linky

O Regulador francês solicitou ao operador único ErDF a elaboração de uma experiência piloto para avaliar a viabilidade técnica e económica de um sistema de contagem evoluído. Esta experiência foi confirmada por decreto a 31 de Agosto de 2010, e o Regulador ficou

¹⁹ A deliberação "Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) relative au dispositif de comptage évolué Linky", 7 de Julho de 2011, CRE, não é clara se a informação deve ser de forma gratuita ou apenas não mencionada explicitamente na factura, uma vez que ambas as expressões ocorrem na Deliberação.

com a incumbência de analisar os seus resultados para decisão sobre desenvolvimentos futuros. Essa avaliação consta do documento "*Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky*", CRE, de Junho 2011.

No contexto do projecto *Linky* foram analisadas as funcionalidades, os serviços possíveis de ser implementados e o acesso dos consumidores aos dados dos contadores.

III.2.6.1 Funcionalidades

As funcionalidades incluídas no que diz respeito a melhoria de informação para os consumidores são as seguintes:

- Possibilidade de fazer contagens de 10, 30 ou 60 minutos
- Possibilidade de armazenar dados durante 2 meses (no caso de medidas de 30 minutos)
- Possibilidade de indicar:
 - índices horários-sazonais
 - potência activa instantânea
 - valor máximo de potência utilizada
 - eventos como utilização acima da potência contratada
- Existência de uma porta de comunicação, que permita fornecer dados de potência instantânea, aceder a um ou mais planos tarifários, dados de qualidade da energia fornecida, dados sobre o estado do contador, entre outros
- Possibilidade de ligar um monitor (*display*) para visualização da informação
- Garantia de protecção e confidencialidade dos dados.

De referir que a emissão de facturas mensais com dados reais não foi ainda possível por incapacidade dos sistemas de informação do operador ErDF.

A CRE passou a adoptar uma recomendação de leituras de 30 em 30 minutos, sendo que se está a fazer experiências com leituras a cada 10 minutos.

As funcionalidades incluídas no que diz respeito a melhoria das condições de funcionamento do mercado são as seguintes:

- Integração de um interruptor operável remotamente, e com possibilidade de configuração à distância em passos de 1 kVA
- Permitir o comando do contacto seco do contador em função do sistema tarifário do comercializador
- Ser compatível com as instalações interiores existentes
- Possibilidade de o comercializador escolher calendários tarifários independentes dos calendários associados aos tarifários de utilização de rede
- Possibilidade de incluir 4 índices para as tarifas de acesso das redes públicas (TURPE) e 10 índices para o comercializador

Optou-se por não incluir a funcionalidade de pré-pagamento por não ter sido particularmente solicitado e para não aumentar em demasia a complexidade do sistema.

Também não foi incluída a funcionalidade de registo de sobreutilização de potência por necessitar de uma medição muito precisa.

As funcionalidades incluídas no que diz respeito ao controlo de custos de gestão de rede são as seguintes:

- Monitorização do nível de tensão e de ocorrências de interrupções breves e longas, com armazenamento durante um período mínimo de dois anos deslizantes
- Capacidade de interoperabilidade através de interfaces normalizadas
- Possibilidade de realizar à distância a maioria das operações, nomeadamente leituras periódicas, alteração da potência contratada, ligar e desligar consumidores, mudança de comercializador, alteração de tarifas.

Neste processo foi possível detectar dispositivos de corte e controlo defeituosos e mal calibrados, num total de cerca de 2% monofásicos e cerca de 11% trifásicos.

As funcionalidades incluídas no que diz respeito ao controlo de procura/consumo e facilitação de introdução de produção descentralizada de fonte renovável, e consequente redução de emissões, são as seguintes:

- Não limitar a potência injectada e contar a energia reactiva absorvida pelas instalações de produção
- Possibilidade de ligar um monitor destacável que apresente os dados presentes no contador
- Registrar potências máximas utilizadas
- Possibilitar dois planos tarifários distintos
- Transmitir aos consumidores informação sobre os planos tarifários dos comercializadores
- Permitir a ligação de dispositivos de informação e controlo.

O Regulador concluiu que o sistema *Linky* respeita as funcionalidades solicitadas nas suas comunicações e orientações de 2007.

III.2.6.2 **Roll-out e implementação no terreno do projecto Linky**

No que diz respeito aos processos de implementação no terreno, o Regulador concluiu o seguinte:

- Durante o período do projecto-piloto foram instalados em média cerca de 8,5 contadores por dia e por equipa
- O tempo médio de corte das instalações foi de cerca de 15 minutos
- O tempo total de instalação por contador foi de cerca de 50 minutos
- Entre Março de 2010 e Março de 2011 a ErDF instalou 245.228 contadores num total planeado de 270 000, o que representa uma taxa de sucesso de instalação de 91%.
- A taxa obtida foi inferior ao solicitado pela CRE (95%), pelo que o Regulador reforçou a necessidade de serem tomadas medidas adicionais
- 94% dos consumidores considerou simples o processo de substituição e 92% consideram-se satisfeitos com o processo

- No entanto, até Março de 2011, a ErDF recebeu 2.400 reclamações após a instalação do contador *Linky*, ou seja, cerca de 1% dos clientes onde o contador tinha sido substituído. 80% das reclamações dizem respeito a falta de qualidade técnica, nomeadamente cortes de alimentação devido ao interruptor integrado no contador, paragem do funcionamento de água quente devido a deficiências de controlo do termo-acumulador, não funcionamento do contador.

Foram identificadas as causas de falhas detectadas e definidas acções mitigadoras para a fase de implementação futura.

III.2.6.3 Mecanismos de informação aos clientes

Relativamente aos mecanismos de informação dos clientes sobre o processo em curso é de realçar o seguinte:

- Os consumidores foram informados anteriormente por correio pela EdRF de todo o processo; 91% consideraram a informação clara mas 27% consideraram que era insuficiente
- Foram disponibilizados diversos meios de informação para os consumidores, nomeadamente:
 - Informação sobre o contador enviada ao consumidor
 - Disponibilização de um site na internet (<http://Linky.erdfdistribution.fr/>)
 - Disponibilização de um número verde "0800 0LINKY"
 - Disponibilização de "Embaixadores LINKY", que no terreno (locais de maior afluência de população) informavam os consumidores e esclareciam dúvidas.
 - Disponibilização de correio postal e electrónico.

O acesso às funcionalidades do projecto-piloto por parte dos diversos comercializadores foi feito de modo gradual. Em Março de 2011 cerca de 108 mil contadores estavam nessas condições, tendo esse número subido para cerca de 170 mil em Junho de 2011. Até ao final de 2011 a EdRF prevê que todos estejam nessas condições.

Verificou-se que em cerca de 94% das situações passou a ser possível o fornecimento de dados reais de consumo de dois em dois meses.

Adicionalmente a taxa de sucesso nas operações remotas (e.g., colocação em serviço, mudança de comercializador, alteração de tarifa) variou entre 95% e 100%.

Um aspecto a melhorar identificado pelo Regulador prende-se com o tempo de realização das operações solicitadas pelos comercializadores sobre o parque de contadores aberto aos serviços remotos quando implicam deslocação ao local.

III.2.6.4 **Análise Custo-Benefício do projecto Linky**

A CRE solicitou a elaboração de um estudo de custo-benefício associado ao projecto *Linky*. Neste estudo o âmbito de análise é apenas o operador de rede de distribuição, ErDF. O estudo foi efectuado para o período 2011 a 2038 e foi feito face a um cenário "*business as usual*", BAU.

O preço de electricidade foi considerado um parâmetro fundamental de análise, pelo que foram considerados os seguintes dois cenários de análise:

- Cenário 1: aumento anual médio de 2,3% (valores nominais) entre 2010 e 2020 e de 1,8% a partir desse ano
- Cenário 2: aumento anual médio de 5,75% (valores nominais) entre 2010 e 2020 e de 1,8% a partir desse ano.

Concluiu-se que com um investimento de cerca de 3,8 B€, no Cenário 1 o resultado é marginalmente positivo com um valor actual líquido (com taxa média de custo de capital de 7,5%) de +0,1 B€, enquanto o Cenário 2 apresenta um resultado de +0,7 B€.

Esta análise assume uma implementação de cerca de 90% dos contadores até 2018 (os restantes até 2028), com tecnologia PLC (versão G1 até 2015 e G3 a partir dessa data).

As análises de sensibilidade permitiram concluir o seguinte:

- Um tempo de implementação 30% mais alargado reduz o valor em cerca de 0,2 B€
- Um número de concentradores muito superior ao previsto (700 000 em vez de 420 000) reduz o valor em cerca de 0,3 B€
- A disponibilização da tecnologia PLC G3 um ano mais tarde (2016 em vez de 2015), implicando um maior número de concentradores (mais cerca de 30 000), resulta numa degradação do valor actual líquido de 50 M€

- Uma taxa de implementação de contadores

O Regulador concluiu que o projecto é equilibrado do ponto de vista técnico-económico no âmbito de actuação do operador de rede.

III.2.7 Conclusões

A França é um dos países com um plano de introdução de contadores inteligentes mais acelerado. Adicionalmente, um dos aspectos que caracteriza o caso francês é a selecção desde o início de uma tecnologia de comunicação (PLC, sendo PLC G1 na fase inicial e PLC G3 numa fase posterior). Também a opção deliberada pela dinamização da indústria francesa é um aspecto relevante do caso francês.

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso francês.

Tabela 11 – Quadro resumo para o caso da França (electricidade)

França (Electricidade)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>O regulador definiu em Setembro de 2007²⁰ com algum detalhe as funcionalidades que os contadores inteligentes deverão ter em termos de capacidade de registo e de comunicação, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dois sistemas de índices independentes: 4 índices para tarifa de utilização de rede, 10 índices para fornecimento de energia • Curva de potência activa, com capacidade para 2 meses (30/60 minutos) • Potência máxima • Parâmetros de qualidade de energia eléctrica fornecida, com capacidade para 2 anos • Capacidade de corte e reposição à distância • Capacidade de parametrização remota (e.g., tarifários, níveis de potência, fluxos de energia, qualidade) • Interface para comunicação de dados <p>As funcionalidades base consideradas no projecto-piloto e na CBA para os contadores foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permitem operações remotas sobre os contadores: <ul style="list-style-type: none"> ○ leitura dos contadores ○ efectuar ligações ○ proceder a cortes ○ alterações de potência contratada • Permitem gerir qualquer tipo de preços e horários determinados pelo comercializador <p>As funcionalidades consideradas nas análises efectuadas com diferentes cenários foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frequência de leituras mensal, semanal ou diária • Transferência de dados de índices de consumo, curvas de carga com informação horária ou curvas de carga mais detalhadas • Existência de interfaces para dispositivos electrónicos (uma, duas ou três, consoante o cenário) • Capacidade para pré-pagamento • Capacidade para medição de gás e água (abordagem <i>multi-utility</i>)
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	<p>O regulador determinou que a implementação começaria com a primeira geração de PLC (<i>Power Line Communications</i>) ("PLC G1"), sendo seguida mais tarde de "PLC G3", actualmente em desenvolvimento. Para a comunicação entre os concentradores e a rede a montante foi considerada a utilização de GPRS.</p>
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>(informação não disponível)</p>

²⁰ "Orientations pour le comptage électrique basse tension évolué (≤ 36 kVA)", 10 septembre 2007, Annex.



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

França (Electricidade)	
Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)	(informação não disponível)
Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício	<p>Os pressupostos publicamente disponíveis referem:</p> <ul style="list-style-type: none">• 35 milhões de contadores• 420 000 concentradores• Custo por contador entre 160-180 Euro• Taxa de custo médio ponderado de capital (WACC – <i>weighted average cost of capital</i>): 7,5% nominal antes de impostos; 5,25% real antes de impostos• Período de análise de 2011 a 2038• Investimento em sistemas de informação: 300 milhões de Euro• Custo com contadores e sua instalação: 3 000 milhões de Euro• Custo com concentradores e sua instalação: 500 milhões de Euro• Incremento de 20% entre os contadores inteligentes mais simples e o cenário mais evoluído
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)	<p>Na análise feita em 2007 os intervenientes na cadeia de valor considerados foram os seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Produtores• Operadores de rede• Comercializadores ("<i>supplier</i>")• Consumidores. <p>Análise negativa se considerado apenas o ORD. Melhor cenário obtido quando considerada toda a cadeia de valor, <i>roll-out</i> em 5 anos e funcionalidades mais avançadas (curvas de carga detalhadas).</p> <p>Em 2011, outra análise custo-benefício feita no âmbito do projecto-piloto <i>Linky</i>, tomando apenas em consideração o ORD apresentou um resultado marginalmente positivo de +100 MEuro₂₀₁₀, com um investimento de 4 000 MEuro₂₀₁₀. Foi com base neste estudo que o regulador e o Governo determinaram o avanço para a implementação no terreno.</p>
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	Responsabilidade relativamente a instalação, manutenção e leitura dos contadores é do ORD.
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	O ORD deverá de forma gratuita colocar à disposição do consumidor ou de entidades autorizadas pelo consumidor, num local na internet com código de acesso pessoal:



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

França (Electricidade)	
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	<ul style="list-style-type: none">• Dados de consumo (os dados de qualidade terão de ser solicitados explicitamente e também fornecidos gratuitamente)• Curva de potência em períodos de 30 minutos, de modo a permitir elaborar planos tarifários inovadores (períodos de 10 minutos poderá requerer o pagamento de um valor adicional). <p>O Comercializador deverá transmitir gratuitamente ao consumidor:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mensalmente consumo em kWh e Euro com um histórico de 12 meses• Pelo menos uma vez por ano, um balanço do consumo energético comparando com o ano anterior e com um perfil típico semelhante ao seu.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	<p>O regulador considera importante, para se obter uma resposta do consumidor relativamente a alterações de comportamento (redução de consumo e/ou mudança de períodos de consumo), que haja disponibilização de informação em tempo real adicional à providenciada pelos contadores. Tal deverá no entanto cair fora do contexto dos contadores inteligentes e recomendar a elaboração de experiências para melhor quantificar esses fenómenos, trabalhando juntamente com as indústrias e autoridades relevantes.</p>
Protecção de dados pessoais	<p>(informação adicional não disponível)</p>
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>Foi considerado e implementado no projecto-piloto <i>Linky</i>, com resultados aprovados pelo regulador e pelo Governo (detalhes não disponíveis)</p>
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Os cenários estudados em França consideraram períodos de <i>roll-out</i> de 5 anos e de 10 anos. Em Setembro de 2011 um Decreto governamental francês determinou que a implementação começaria em 2012 e que estaria 95% completo até 2016. Durante o período do projecto-piloto foram instalados em média cerca de 8,5 contadores por dia e por técnico.</p> <p>O regulador determinou que deve ser desenvolvida comunicação específica dirigida aos consumidores e definida em parceria com as autoridades de licenciamento, as comunidades locais, comercializadores e grupos de consumidores, e providenciada pelos instaladores. Esta descrição deve incluir informações educativas sobre o uso do contador <i>Linky</i>.</p> <p>No âmbito do projecto-piloto:</p> <ul style="list-style-type: none">• Os consumidores foram informados anteriormente por correio pela EdRF de todo o processo; 91% consideraram a informação clara mas 27% consideraram que era insuficiente• Foram disponibilizados diversos meios de informação para os consumidores, nomeadamente:<ul style="list-style-type: none">○ Informação sobre o contador enviada ao consumidor○ Disponibilização de um site na internet (http://Linky.erdfdistribution.fr/)○ Disponibilização de um número verde "0800 0LINKY"○ Disponibilização de "Embaixadores LINKY", que no terreno (locais de maior afluência de população) informavam os consumidores e esclareciam dúvidas.○ Disponibilização de correio postal e electrónico.

III.3 Contadores inteligentes no sector do gás natural

Actualmente existe um operador da rede de distribuição de gás em França (GrDF) que fornece os dados relevantes a cada um dos 26 comercializadores no país.

III.3.1 Funcionalidades

O Regulador considerou que, por razões de segurança, seria necessário assegurar o seguinte:

- Ligações à rede necessitam sempre da presença do operador de rede, pelo que não é permitido controlo dos contadores remotamente
- Não é permitida a ligação de contadores de gás à rede eléctrica, pelo que é necessário o uso de baterias, levantando assim questões de autonomia do contador.

Para além da actividade de contagem, foi determinado que a solução a implementar corresponderá a um cenário AMR (*Automated Meter Reading*), em que a informação flui apenas numa direcção dos contadores para os sistemas de armazenamento de informação e de gestão de dados.

As funcionalidades básicas consistem na leitura de consumo real numa base mensal, permitir proceder a alterações contratuais com base no consumo real medido e outros serviços de supervisão e controlo com base nos dados reais medidos. Na realidade a informação é recolhida diariamente, incluindo fluxo máximo e mínimo por contador. Adicionalmente é transferida outra informação de supervisão, como o estado da bateria e alarmes de prevenção de fraude. O contador permite armazenar os dados de vários dias.

O concentrador de dados que opera entre a LAN e a WAN recolhe dados de vários contadores, permite armazenar os dados de vários dias e permite a interoperabilidade com vários contadores.

Para o futuro, o ORD (GrDF) propõe a capacidade de actuar remotamente e actualizar novo *software* e *firmware* nos contadores.

A figura seguinte apresenta esta visão:

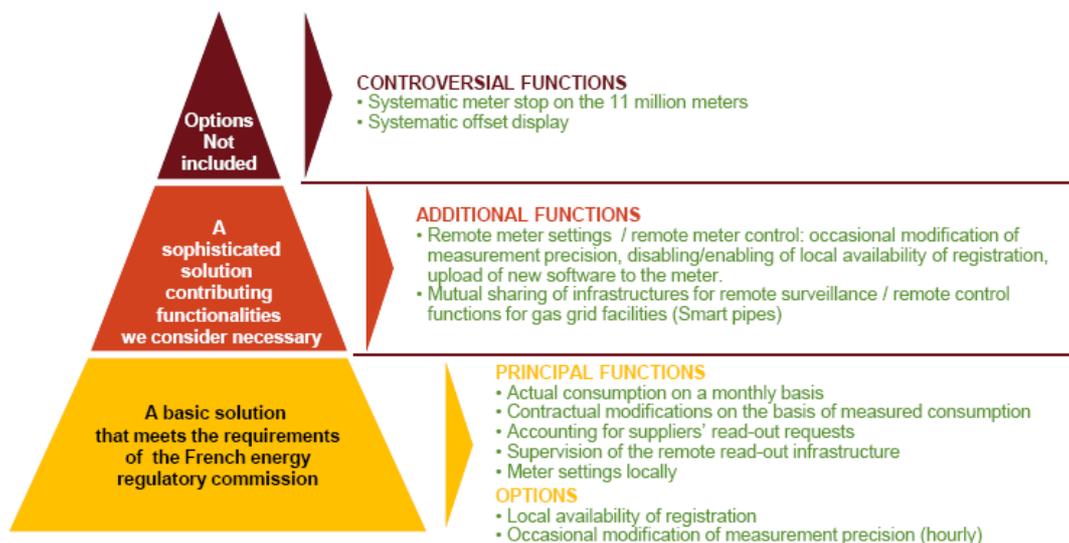


Figura 8: Funcionalidades principais e sugeridas pelo ORD.

Fonte: GrDF.

III.3.2 Comunicações

A tecnologia de comunicação é baseada em rádio, na LAN, e GSM/GPRS, na WAN.

III.3.3 Análise custo-benefício

Uma análise custo-benefício para o gás foi efectuada em 2008²¹ pelo operador de rede principal, GrDF, que detém cerca de 90% do mercado de clientes residenciais.

III.3.3.1 Cadeia de valor

A cadeia de valor considerada na análise custo-benefício efectuada considera os seguintes intervenientes:

- Rede de transporte e armazenamento
- Operador de rede
- Comercializadores
- Consumidores.

²¹ Entretanto, após a elaboração deste relatório, foi tornada publica uma actualização de 2011 da análise feita em 2008, cujos pontos principais se apresentam em Anexo.

III.3.3.2 Cenários

Para efeitos da análise custo-benefício foram considerados 4 cenários tendo por referência um cenário de "business as usual" (BAU).

Esses 4 cenários são apresentados nas figuras seguintes.

O Cenário 1 corresponde a um cenário AMR (*Automated Meter Reading*), em que a informação flui apenas numa direcção desde os contadores até aos sistemas de informação e de gestão de dados. A tecnologia de comunicação é baseada em rádio (na LAN) e GSM/GPRS (na WAN).

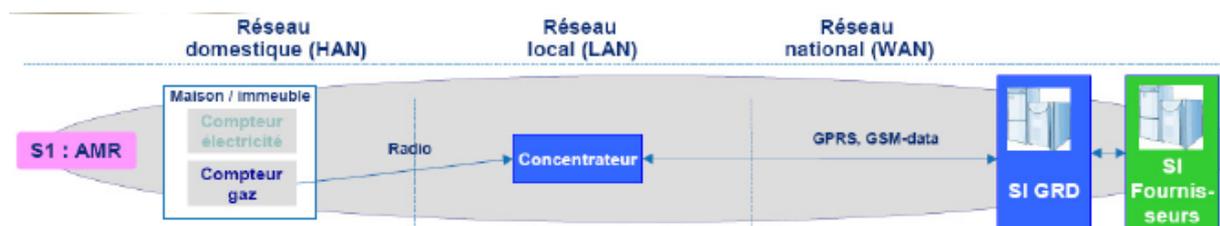


Figura 9: Cenário 1 para a análise custo-benefício para o Gás.
Fonte: CRE/GrDF.

No Cenário 2 existe um "hub" em casa do cliente para ligação dos vários contadores de gás, electricidade e/ou água. A tecnologia de comunicação é baseada em ADSL e GPRS.



Figura 10: Cenário 2 para a análise custo-benefício para o Gás.
Fonte: CRE/GrDF.

O Cenário 3 consiste numa abordagem em que o contador de gás se liga ao contador de electricidade para fazer uso do sistema de comunicações usado pelos contadores de

electricidade (cenário "piggyback"). A tecnologia de comunicação é baseada em PLC (na LAN) e em GSM/GPRS/ADSL (na WAN).

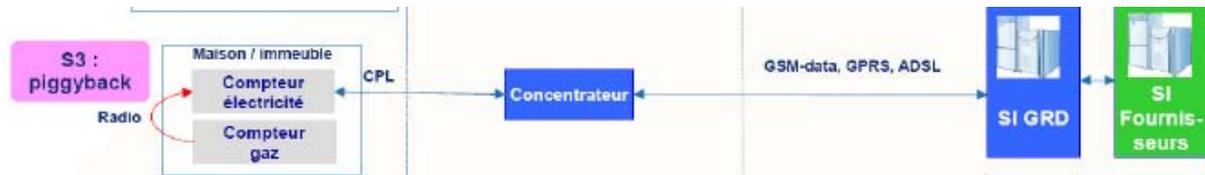


Figura 11: Cenário 3 para a análise custo-benefício para o Gás.

Fonte: CRE/GrDF.

Finalmente, o Cenário 4 é semelhante ao Cenário 1 em termos de comunicações, sendo que no entanto corresponde a um sistema AMM (*Automated Meter Management*), em que a informação flui nos dois sentidos entre o contador e os sistemas de informação e gestão de dados. Por essa razão permite serviços adicionais como a operação remota dos contadores.

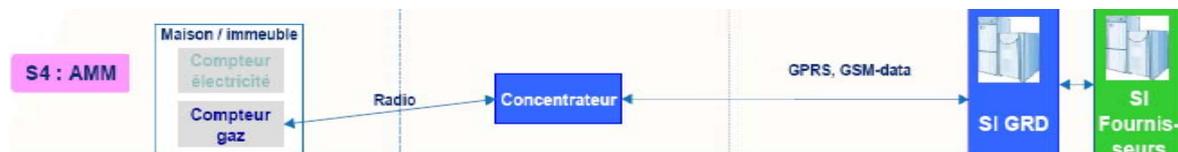


Figura 12: Cenário 4 para a análise custo-benefício para o Gás.

Fonte: CRE/GrDF.

III.3.3.3 Itens Custo-benefício

No caso francês, os custos e benefícios recaem particularmente sobre o ORD.

Não foi detectado nenhum custo induzido sobre as actividades de armazenamento e transporte.

Relativamente ao comercializador, os custos com sistemas de informação e os ganhos ligados a novas ofertas comerciais não foram quantificados.

Do lado dos consumidores foi considerado o benefício associado à menor necessidade de presença durante intervenções devido a uma automatização de processos. Por outro lado,

os custos de aquisição de novos serviços para os consumidores não foram considerados, devido ao desconhecimento das ofertas comerciais a ser praticadas pelos comercializadores.

A análise económico-financeira foca-se na estrutura de custos e os benefícios correspondem aos custos evitados por comparação com a situação base BAU (2 leituras anuais através de visitas ao local).

Os dados e pressupostos considerados baseiam-se em dados públicos e em estudos realizados noutros países.

Os itens de custo, associados ao ORD, são os seguintes:

- Equipamentos contadores / *Hubs*
- Instalação e serviço ao cliente contadores / *Hubs*
- Infraestrutura de comunicações
- Sistema de informação de contagem
- Custos afundados (contadores)
- Manutenção de contadores / *Hubs*
- Comunicações WAN contadores / *Hubs*
- Manutenção da infraestrutura e das comunicações WAN
- Operação e Manutenção dos Sistemas de Informação

Os custos associados ao comercializador correspondentes aos Sistemas de Informação para facturação, sua operação e manutenção, não foram considerados.

Os itens de benefício considerados são:

- Para o ORD
 - Investimento evitado por optimização da rede de distribuição gasista
 - Redução de custos de leituras no terreno
 - Redução de intervenções particulares
 - Detecção de avarias e normalização de serviço

- Interrupção de fornecimento por falta de pagamento
- Redução de perdas técnicas e não técnicas
- Para o comercializador
 - Redução de chamadas para o serviço de apoio ao cliente
 - Interrupção de fornecimento por falta de pagamento
 - Redução de perdas não-técnicas
- Para o cliente
 - Mudança de comercializador mais fácil
 - Redução do número de intervenções em que é requerida a presença do cliente.

Não foram considerados os benefícios associados à prestação de novos serviços e à redução de consumo e de emissões de CO₂.

A figura seguinte representa a abordagem considerada:

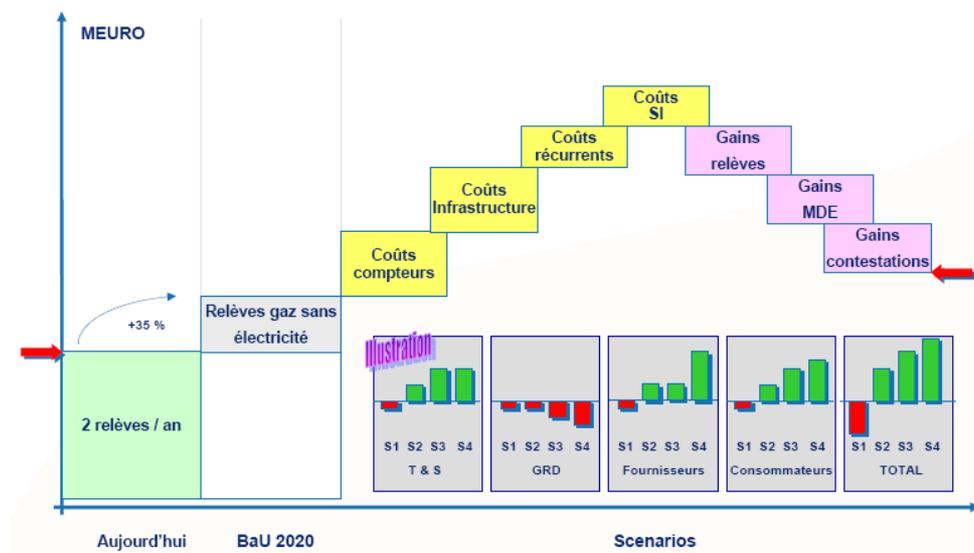


Figura 13: Abordagem considerada relativamente a itens custo e benefício.

Fonte: Grupo de trabalho GDF/AGF.

III.3.3.4 Pressupostos

A análise custo-benefício tomou em consideração os seguintes pressupostos:

Pressupostos gerais

- Períodos considerados
 - Instalação do novo sistema: 5 anos
 - Período utilizados para a análise económico-financeira: 20 anos (2015-2035)
- Custos médios ponderado do capital (foi diferenciado para os diferentes itens de *cash-flow*)
 - Distribuição: 5,25% (7,35%, nominal, antes de impostos)
 - Comercializadores: 9% (antes de impostos)
 - Consumidores: 4%
- Abrangência do sistema
 - Residencial: 147 TWh, 10,6 milhões de contadores
 - 50% não residencial, pequeno comércio: 102 TWh, 400 mil contadores
- Parque de contadores actual
 - 80% do parque com menos de 20 anos (não totalmente amortizado)
 - Idade média de 12 anos
- Preço do gás
 - Preço unitário no mercado grossista: 0,026 Euro/kWh
 - Preço unitário no mercado retalhista: 0,05 Euro/kWh
 - Considerado em preço médio constante no período 2015-2035, correspondente a um aumento médio de 5% por ano: preço médio duplo do preço de 2008
- Preço de tonelada de CO₂
 - 32 Euro em 2010, 56 Euro em 2020
 - 40 Euro no Cenário *Business As Usual* (BAU)

Custos de Investimento

- Investimentos / Custos de componentes
 - Contador base tipo AMR: 45 Euro

- Contador tipo AMM: 170 Euro
- Custo de *Hub* para o cenário 2: 50 Euro (35 Euro segundo estudo do RU, 50-100 Euro segundo estudo francês)
- Adaptação do contador de electricidade para os cenários 3 e 4: 20 Euro
- Concentrador: 200 Euro
- Rácio de concentradores / contadores: 1 para 200 no cenário AMR e 1 para 25 no cenário AMM
- Sistemas de informação para contagem: 18 milhões de Euro
- Instalação de contadores
 - Tempo de instalação de novo contador e remoção de anterior: 27 minutos
 - Número de contadores instalados por dia e por equipa no cenário AMR: 17
 - Número de contadores instalados por dia e por equipa no cenário *Hub* e AMM: 7
 - Custo horário de intervenção de um técnico: 53 Euro
 - Percentagem de situações que necessitam da intervenção de um técnico de comunicações: 4
 - Percentagem de clientes solicitando esclarecimentos sobre os novos contadores: 25% nos cenários 1, 2 e 3, 35% no cenário 4

Custos de funcionamento

- Manutenção dos contadores
 - Percentagem do parque de contadores com falhas: 1%
 - Duração da vida das baterias: 10 anos
 - Substituição de bateria: 25,4 Euro (2,5 Euro da bateria, 15,5 Euro de deslocação)
- Manutenção do *Hub*
 - Chamadas por ano associadas ao *Hub*: 5% (chamadas médias de 15 minutos)
 - Percentagem do parque de *Hubs* com falhas: 2%
- Manutenção dos concentradores
 - Numero de visitas por ano por concentrador: 1 para cenário AMR, 3 para cenário AMM

- Manutenção dos Sistemas de Informação
 - Número de pessoas dedicadas: 10
- Custos unitários de comunicação (HAN+LAN+WAN)
 - Cenário 1: custos GPRS por ano e por contador: mensalidade de 7 Euro e 50 000 Mb por 0,15 Euro
 - Cenário 2: custos *Hub* por ano e por contador: 0,15 Euro
 - Cenário 3: custos EDF por ano e por contador: 0,25 Euro
 - Cenário 4 (5 vezes mais concentradores e 2 vezes mais volume de comunicações que no cenário 1): custos GPRS por ano e por contador: mensalidade de 10 Euro e 100 000 Mb por 0,15 Euro
- Custos de operação dos Sistemas de Informação
 - 2 centros regionais e 1 centro nacional
 - Pessoas por centro: 15

Benefícios

- Benefícios no Armazenamento, Transporte
 - Investimentos anuais em armazenamento e transporte: € 1 500 milhões
 - Redução no dimensionamento devido a melhor conhecimento do consumo: 5%
- Benefícios Distribuição
 - Ganhos no processo de leituras inclui deslocação no terreno, gestão e *back-office*
 - Custo das leituras recorrentes: € 40 milhões
 - Substituição anual de 550 000 contadores no cenário BAU: € 33 milhões
 - Ganhos associados à dispensa da visita de segurança todos os 5 anos
 - Considerado que o cenário AMM não gera quaisquer benefícios relativamente aos processos "abertura / fecho" e "dificuldade de pagamentos" (dispositivo de pré-pagamento do AMM)
 - Estimativa de perdas não-técnicas: 0,4%
 - Percentagem de perdas não-técnicas recuperadas devido ao novo sistema de contadores: 25%

- Benefícios Comercializador e Consumidor
 - Ganhos de leituras para o comercializador correspondem aos ganhos na actividade de serviço ao cliente
 - Custo de gestão dos centros de apoio a clientes ligados às leituras periódicas: € 10 milhões
 - Redução esperada: 75%
 - Não considerados os ganhos associados a perdas não-técnicas
 - Não considerados os benefícios associados à dispensa da presença do cliente para operações simples

Foi considerado que o cenário BAU contaria com aumentos de produtividade de 2% ao ano, pelo que o estudo da análise custo-benefício refere que o valor correspondente a esse aumento de produtividade foi retirado aos 4 cenários. Não são apresentados detalhes sobre a forma como o cálculo foi efectuado.

Adicionalmente foi considerada que a percentagem do mercado susceptível a redução do consumo (eficiência energética) é a seguinte:

- Cenários AMR e *piggyback* (1 e 2): 33%
- Cenário *Hub* (3): 100%
- Cenário AMM (4): 75%

A percentagem de redução de consumo (eficiência energética) foi considerada nula na análise principal mas foi objecto de simulação em análises de sensibilidade. Em particular, o parâmetro de redução de consumo foi usado como uma variável para calcular a percentagem de redução que seria necessária para tornar um cenário viável (positivo, numa óptica de *break-even*), ou seja, para calcular que valor esse parâmetro teria de tomar para se atingir o *break-even* no cenário. Este valor variou entre 4,2% para o cenário AMR e 13% para o cenário AMM.

III.3.3.5 Resultados

Da análise efectuada, o Regulador constatou que o Cenário 1 (AMR) é aquele que requer menores investimentos.

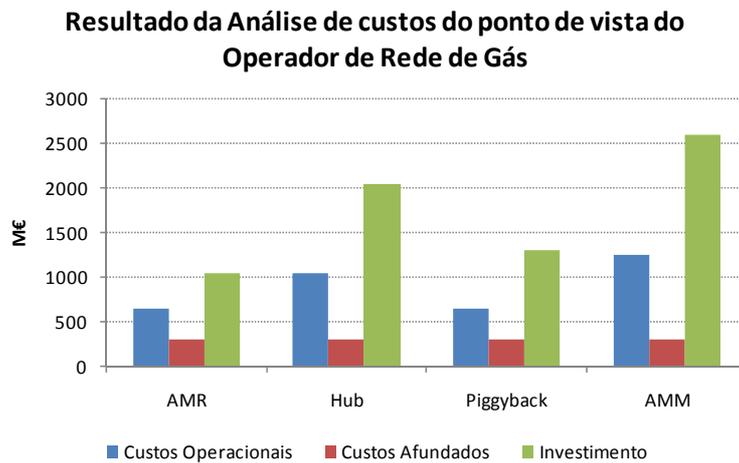


Figura 14: Resultado da análise de custos do ponto de vista do operador de Gás.
Fonte: CRE/GrDF.

Em termos de benefícios os resultados obtidos revelam que não existem diferenças significativas em função do Cenário considerado. A maior parte dos benefícios dizem respeito ao operador de rede e são resultado em grande medida das leituras remotas. Em consequência desse facto os benefícios dependem da frequência de leituras efectuadas.

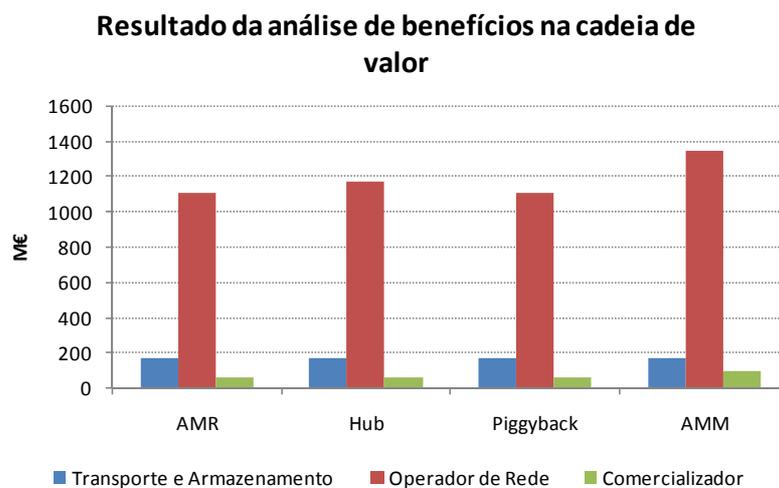


Figura 15: Resultado da análise de benefícios na cadeia de valor na rede de Gás.
Fonte: CRE/GrDF.

Em virtude da dependência dos resultados com a frequência de leituras consideradas para o cenário BAU (*Business As Usual*), o estudo analisou a situação com duas leituras por ano e com 4 leituras por ano.

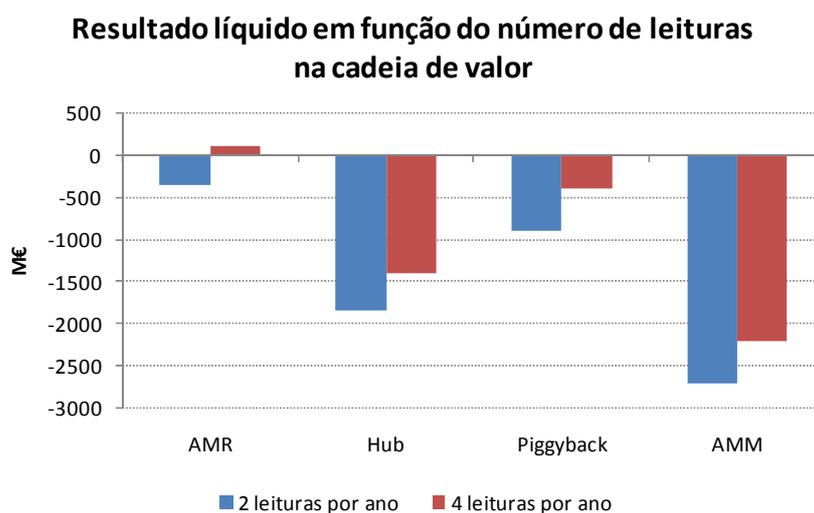


Figura 16: Resultado líquido em função do número de leituras de Gás.

Fonte: CRE/GrDF.

Concluiu-se que nenhum dos cenários apresentava resultados positivos no caso de leituras apenas duas vezes por ano. No entanto, o Cenário 2 (AMR) apresentou resultados positivos a partir do momento em que o número de leituras fosse igual ou superior a quatro.

O Regulador concluiu que o Cenário AMR apresenta o melhor compromisso do ponto de vista técnico e económico para atingir os objectivos pretendidos.

III.4 Projecto-piloto de Gás AMR

Entre Abril de 2010 e Junho de 2011, mais de 18 500 contadores em modo AMR foram instalados em 4 zonas piloto em França.

A figura seguinte apresenta a arquitectura usada.

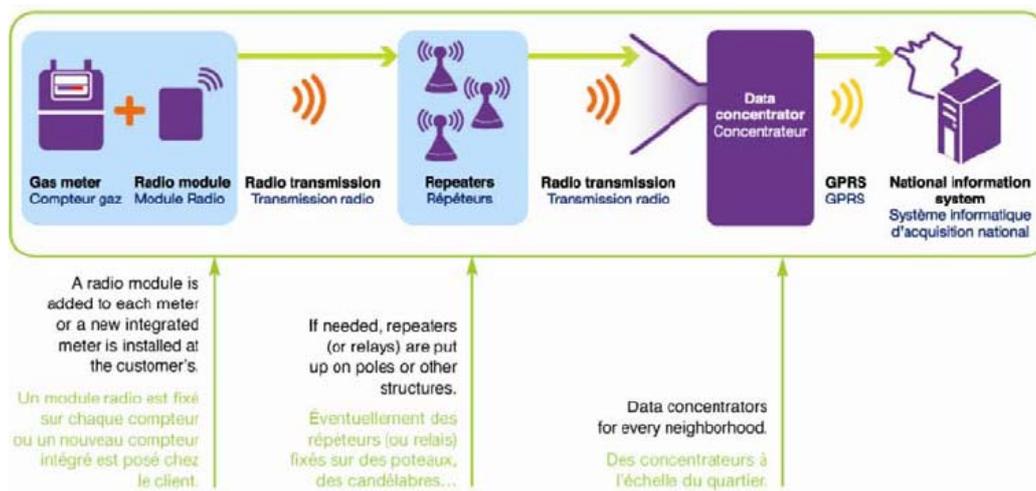


Figura 17: Arquitectura usada no projecto-piloto de Gás.
Fonte: GrDF.

Ao final de mais de um ano de funcionamento, o desempenho técnico dos diferentes projectos-piloto foi considerado positivo.

Em particular foram confirmadas as expectativas dos clientes em termos de uma facturação sistemática com base em consumos reais e em termos de acesso a dados para uma melhor gestão da sua utilização de energia.

Por razões de segurança, a colocação em serviço ou interrupção dos contadores é feita com a presença de técnicos do operador de rede no local.

Nos 4 projectos-piloto são utilizadas diferentes frequências rádio, nomeadamente 169 MHz, 433 MHz e 868 MHz. Os repetidores utilizam as frequências 433 MHz e 868 MHz.

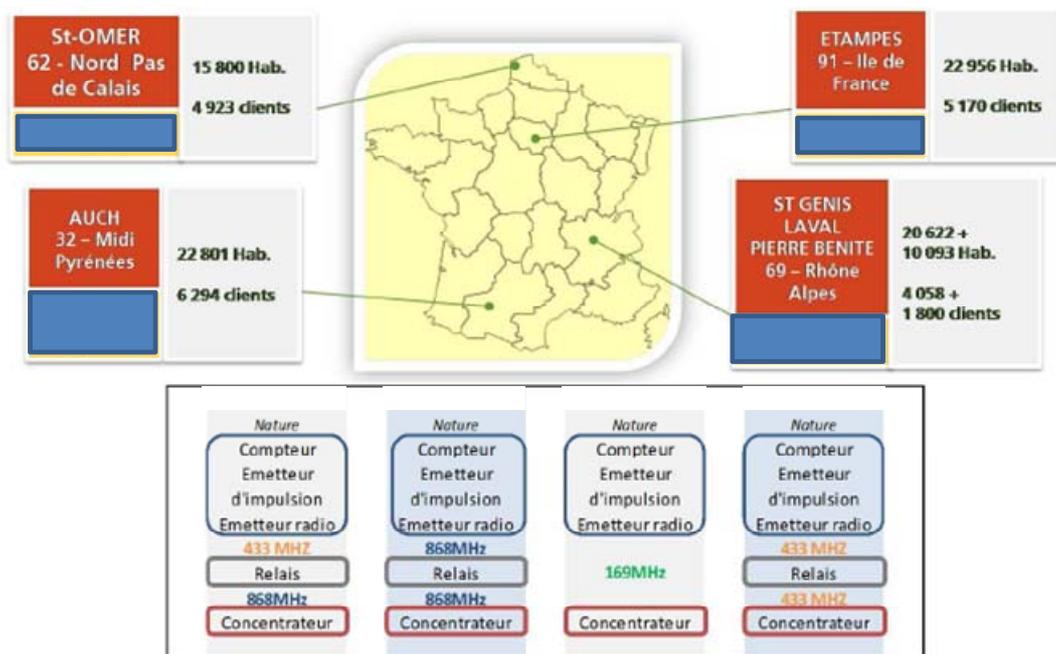


Figura 18: Breve caracterização das arquitecturas usada no projecto-piloto de Gás.
Fonte: GrDF.

De acordo com informação da GrDF, trata-se de projectos-piloto totalmente financiados pelo operador.

A fase de *roll-out* está prevista ocorrer entre 2014 e 2020. No primeiro ano está prevista a instalação de cerca de 100 000 contadores de gás.

III.5 Conclusões

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso francês.

Tabela 12 – Quadro resumo para o caso da França (Gás)

França (Gás)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	Para além da actividade de contagem, foi determinado que a solução a implementar corresponderá a um cenário AMR (<i>Automated Meter Reading</i>), em que a informação flui apenas numa direcção desde os contadores até aos sistemas de informação e de gestão de dados. Os contadores permitem o armazenamento de dados durante vários dias e enviam informação várias vezes ao dia incluindo consumos, fluxos máximo e mínimo e informação de supervisão dos contadores (e.g., nível das baterias)
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	A tecnologia de comunicação é baseada em rádio, na LAN, e GSM/GPRS, na WAN (ver cenário 1).
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>Entre Abril 2010 e Junho 2011 foi realizado um projecto-piloto com mais de 18 500 contadores, em modo AMR, em 4 zonas de França. Referido que foram confirmadas expectativas dos clientes em termos de uma facturação sistemática com base em consumos reais e em termos de acesso a dados para uma melhor gestão da sua utilização de energia.</p> <p>São referidas as experiências inglesa e holandesa como demonstrando que a alteração do comportamento dos consumidores no sentido de uma maior eficiência energética é mais eficaz com disponibilização de informação mais frequente.</p> <p>A redução de consumo resultante da introdução dos contadores inteligentes foi considerada nula na análise base, mas foi analisada para efeitos de sensibilidade aos resultados, numa óptica de <i>break-even</i> (isto é, foi determinado que valor deverá ter para que se atinja o <i>break-even</i> do cenário). Para os cenários obterem resultados positivos, a redução teria de ser entre 4.3%% (cenário AMR) e 13% (cenário AMM).</p>
Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)	Não considerado.
Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício	<p>A cadeia de valor considerada na análise custo-benefício efectuada considera os seguintes intervenientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transporte e armazenamento • Operador de rede • Comercializador. <p>4 cenários considerados para além de <i>Business As Usual</i> (BAU):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cenário AMR (<i>Automated Meter Reading</i>), com rádio na LAN e GSM/GPRS na WAN, sem operação remota de contadores • Cenário <i>multi-utility</i> • Cenário com contador de gás "piggy-backed" no sistema de comunicações para electricidade (PLC na LAN e em GSM/GPRS/ADSL na WAN)



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

França (Gás)	
	<ul style="list-style-type: none">• AMM (<i>Automated Meter Management</i>), com operação remota de contadores <p>Não foram considerados os benefícios associados aos clientes que actualmente têm os contadores em locais inacessíveis (24+%)</p> <p>Custos evitados de avaliação mais complexa incluem:</p> <ul style="list-style-type: none">• Eventuais ganhos ligados ao melhor conhecimento de consumo em termos de dimensionamento do sistema gasista na distribuição, transporte e armazenamento• Ganhos ligados à diminuição de reclamações e contencioso <p>Período de análise foi de 20 anos Custo dos contadores foi assumido entre €45 e 170€ Diversos itens de CAPEX e OPEX estão identificados no corpo do texto.</p>
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores	<ul style="list-style-type: none">• Cenário AMR corresponde a menores investimentos para o ORD (cerca de 1 000 milhões de Euro, face a 2 500 milhões de Euro no cenário AMM)• Benefícios semelhantes em qualquer cenário (entre cerca de 1 300 milhões de Euro no cenário AMR e cerca de 1 600 milhões de Euro no cenário AMM)• Benefícios residem com o ORD e dizem respeito a poupanças nas leituras, pelo que depende em grande medida da frequência de leituras obrigatórias em BAU• A análise para o cenário AMR é (marginalmente) positivo (cerca de 100 milhões de Euro) com 4 leituras obrigatórias por ano em BAU; em todos os outros cenários o resultado da análise é negativo (até -2 600 milhões de Euro)
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	ORD é responsável por todos os processos relacionados com os contadores
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	O cenário AMR seleccionado assume que os Sistemas de Informação do ORD podem reenviar aos comercializadores as informações recolhidas dos clientes
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	Foi considerado que, apesar do Cenário AMR seleccionado corresponder àquele que surge menos naturalmente aberto a novos serviços, não invalida que a informação recolhida pelos sistemas de informação possa ser utilizada para disponibilização de serviços, apesar do atraso com o reenvio dessa informação.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	O serviço base fornecido é a facturação mensal e detalhe de consumo.



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

França (Gás)	
Protecção de dados pessoais	<p>Foi considerado que, apesar do Cenário AMR seleccionado corresponder àquele que surge menos naturalmente aberto a novos serviços, não invalida que a informação recolhida pelos sistemas de informação possa ser utilizada para disponibilização de serviços, apesar do atraso com o reenvio dessa informação.</p> <p>Comunicação é unidireccional desde os contadores para a rede.</p>
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>A fase de implementação nacional está prevista ocorrer entre 2014 e 2020. Para 2014 está prevista a instalação de cerca de 100 000 contadores de gás.</p>
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Consumidores foram mantidos a par de todo o processo do projecto-piloto pelo ORD (GDF)</p> <p>Em Julho de 2011, no final do projecto-piloto, GDF reuniu todos os <i>stakeholders</i> para recolher experiências e comentários, incluindo consumidores participantes, autoridades locais, agentes que contribuíram para reflexão sobre funcionalidades, fornecedores, equipas de instalação e equipas técnicas da GDF</p>

CAPÍTULO IV. HOLANDA

IV.1 Enquadramento

Em Novembro de 2010, o parlamento holandês aprovou uma lei que determina o enquadramento legal para um *roll-out* voluntário de contadores inteligentes. A proposta inicial de 2008 para um *roll-out* obrigatório não foi aprovada no parlamento.

O enquadramento legal holandês não permite a obrigatoriedade de aceitar a instalação de contadores inteligentes por parte dos consumidores, pelo que o papel das autoridades se foca na informação, estimulação e persuasão, ou seja, na eficaz divulgação dos reais benefícios que a utilização de contadores inteligentes poderá trazer para os consumidores que optem pela sua instalação. Aspectos fundamentais neste processo são a capacidade de assegurar ao consumidor que ele não pode ser simplesmente desligado, que a opção de "*administrative-off*" efectivamente significa que os seus dados recolhidos no contador não podem ser partilhados e que pode ter confiança nas medidas para assegurar a segurança e privacidade dos dados.

Entre as principais motivações para o Governo holandês pretender uma reforma do processo de contagem, onde se inclui o processo de introdução de contadores inteligentes, encontram-se as seguintes:

- Correção de problemas administrativos com contagem e, conseqüentemente, facturação na sequência da liberalização do mercado em 2004
- Facilitar a mudança de comercializador e assim introduzir maior concorrência no mercado
- Aumentar a eficiência operacional para os participantes no mercado
- Estimular poupança energética por parte dos consumidores.

Adicionalmente, num mercado liberalizado sem regulação adicional, estimava-se que o *roll-out* de contadores inteligentes chegaria a menos de 30% dos consumidores, o que não permitiria atingir os benefícios pretendidos.

A figura abaixo apresenta um modelo simplificado do modelo de mercado holandês, onde se representam os diversos agentes de mercado de contagem: consumidores, ORD, comercializador e entidade responsável pela contagem.

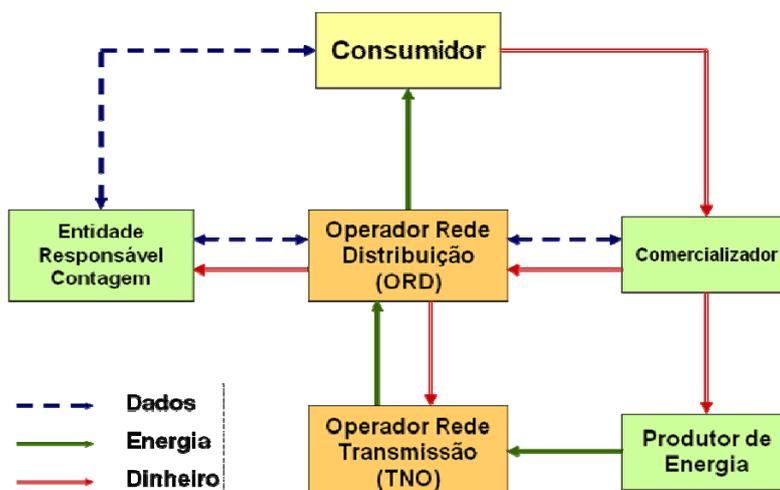


Figura 19: Modelo de mercado na Holanda simplificado.
Fonte: KEMA.

No que diz respeito ao gás natural, cerca de 300 000 contadores inteligentes foram instalados desde 2006. Aproximadamente 60% com M-Bus fixo e 40% via rádio.

A tabela seguinte apresenta uma breve caracterização demográfica e de consumos de energia na Holanda, para efeitos comparativos com Portugal.

Tabela 13 – Caracterização demográfica e de consumos na Holanda²²

	Holanda	Portugal
População	16,7 milhões	10,6 milhões
Área geográfica	33 900 km ²	91 500 km ²
Densidade populacional	493 hab/km ²	116 hab/km ²
PIB per capita	42 475 Intl \$	25 573 Intl \$
Consumo electricidade / população	6 897 kWh/capita	4 815 kWh/capita
Consumo gás natural / população	2 885 m ³ /capita	450 m ³ /capita
Consumo médio electricidade / habitação	3 300 kWh	2 500 kWh ²³
Consumo médio gás natural / habitação	48 000 MJ/yr	11 000 MJ/yr
CO ₂ / população	10,66 ton/capita	5 ton/capita

²² Fontes: *International Energy Agency, World Factbook, World Bank*; dados de 209, 2010 e 2011.

²³ Os valores de consumo médio de electricidade e de gás natural por habitação são apresentados para efeito de comparação entre os países, uma vez que provêm da mesma fonte. No entanto, como apresentado no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural – Relatório 1E/G: Situação actual e experiências com projectos-piloto em Portugal", KEMA, o consumo médio anual de electricidade em BTN é de 3 264 kWh e o consumo médio anual de gás natural no segmento de consumos inferior a 10 000 m³ é de 3 537 kWh.

IV.2 Contadores inteligentes nos sectores da electricidade e do gás natural

IV.2.1 Funcionalidades

Na Holanda as funcionalidades de um contador inteligente base ("*standard*") foram definidas sob a supervisão do Instituto de Normalização Holandês (NEN) e resultaram no chamado "Acordo Técnico Holandês" (NTA 8130²⁴) que mais tarde foi expandido com o chamado "*Dutch Smart Meter Requirements*" (DSMR²⁵) sob o controlo da *Dutch Independent Grid Management Company*.

Estas funcionalidades incluem, entre outros, os seguintes itens:

- Leitura remota da energia consumida (leituras diárias e mensais)
- Leitura remota de electricidade fornecida (para produção descentralizada)
- Monitorização de qualidade de electricidade fornecida (falhas de energia, nível de tensão, etc)
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude
- Activação e desactivação remota de fornecimento de energia
- Limitação temporária de fornecimento de electricidade por definição de valor limite
- Possibilidade de ligação de dispositivos externos (para serviços adicionais)
- Envio de mensagens curtas para o mostrador do contador
- Envio de mensagens longas para o contador para interacção *on-line* – estas mensagens são reencaminhadas para os dispositivos externos
- Informação de estado (erros, indicador de tarifa, posições de interruptor e válvula, valores limite)
- Possibilidade de actualização de *firmware* do contador
- Existência de mecanismos de privacidade e segurança.

²⁴ NTA 8130, '*Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers*' (Funções básicas para contadores para electricidade, gás e energia térmica para pequenos utilizadores), Instituto de Normalização Holandês, Delft, August 2007

²⁵ O document *Dutch Smart Meter Requirements* (DSMR) pode ser obtido no EnergieNed website (www.energiened.eu). A última versão é de Junho 2011

Adicionalmente, foram solicitadas as seguintes funcionalidades por solicitação do parlamento:

- Alarme quando ocorre consumo excessivo inesperado
- Medidas em tempo real (que na prática resultaram em medidas de 15 minutos)
- Possibilidade de comunicar com outros contadores
- Gestão de tarifas (possibilidade de implementar tarifários variáveis com hora, dia ou mês)
- Possibilidade de controlar remotamente dispositivos nas instalações/residência.

Para o caso específico do gás, estas funcionalidades incluem, entre outros, os seguintes itens:

- Válvula incluída no contador
- Compensação de temperatura
- "Absolute encoder"²⁶
- Comunicações com encriptação AES-128.

No que diz respeito a privacidade dos dados, que esteve na origem da não aprovação inicial da legislação proposta, terá de ser assegurado que a informação de medidas de 15 minutos e 60 minutos só são usados em casos muito específicos e para os quais o consumidor der consentimento. Adicionalmente, o consumidor dará sempre antecipadamente autorização sobre a informação que pode ser utilizada por cada entidade e para cada fim, tanto para o caso de informação base bimestral como para informação detalhada semanal de kWh e m³). Para este efeito, estão previstas funcionalidades de autorizações e autenticações.

²⁶ Um *encoder* é um dispositivo que converte uma posição ou deslocamento mecânico num sinal electrónico. Existem dois tipos de *encoders*: incrementais e absolutos. Os incrementais apenas produzem um pulso eléctrico quando um eixo roda e como tal não permite obter directamente um valor total (absoluto) de consumo sem ter um contador associado. Os absolutos são mais complexos mas tem a vantagem de apresentar a posição exacta de um eixo a cada momento sem necessitar de um contador externo. Os *absolute encoders* estão em uso no sector do gás desde a década de 1990, sendo originários do sector da água.

IV.2.2 Comunicações

A legislação não estipula qualquer infraestrutura de comunicações específica, sendo o ORD livre de decidir qual a melhor opção, desde que cumpra os regulamentos relacionados com segurança e privacidade.

Nas análises custo-benefício elaboradas para o Governo foi considerado como caso central que 80% dos contadores seriam lidos via PLC e 20% via GPRS.

A figura seguinte apresenta uma representação esquemática da infraestrutura tal como definida nas normas holandesas.

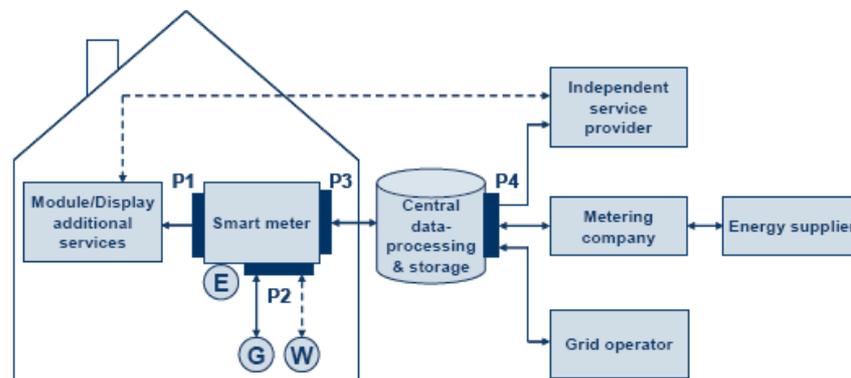


Figura 20: Esquema da infraestrutura para contadores inteligentes na Holanda.

Fonte: KEMA.

A interface P1 proporciona acesso aos dados do contador e a porta P2 permite a implementação do conceito *multi-utility* (E = electricidade, G = gás, W = água).

A figura seguinte apresenta uma solução preconizada para os contadores inteligentes de gás natural.



Figura 21: Solução para contador inteligente para gás natural na Holanda.

Fonte: *Stedin Meetbedrijf, The Netherlands.*

A figura apresenta um contador para electricidade com interruptor incorporado e módulo de comunicações GPRS incorporado, e contador inteligente para gás com funcionalidade "absolute encoder", compensação de temperatura electrónica, válvula incorporada, comunicação sem fios bidireccional via M-bus com o módulo GPRS

IV.2.3 Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações

Devido a questões relacionadas com aspectos de privacidade e protecção de dados, a legislação holandesa permite que os consumidores possam escolher entre as seguintes opções:

- Recusar a instalação de um contador inteligente e manter o contador tradicional
- Ter um contador inteligente nas instalações mas solicitar o não envio de leituras automáticas, ou seja, a funcionalidade de envio automático de leituras é inibido
- Ter um contador inteligente mas com funcionalidades de leitura limitadas, nomeadamente, leitura quando ocorre mudança de comercializador ou de instalações, leitura anual e leitura bimestral
- Ter um contador inteligente com todas as funcionalidades.

Em cada caso o consumidor indicará que dados podem ser utilizados, quem pode aceder aos dados e para que fim podem ser utilizados.

IV.2.4 Meios de disponibilização de informação aos consumidores

A especificação dos contadores na Holanda determina a necessidade da existência de uma interface para provisão de serviços adicionais e para a instalação de um dispositivo IHD.

Foram considerados dois conceitos para a informação proporcionada ao consumidor:

- *Feedback* indirecto, em que é enviado ao consumidor em forma electrónica informação sobre o seu consumo, custos incorridos, valores históricos, comparação com grupos de referência, sugestões de poupança, entre outra. Esta informação é enviada todos os dois meses.
- *Feedback* directo, em que o consumidor dispõe de um dispositivo IHD.

Com *feedback* directo as possibilidades de redução de consumo e poupança por parte dos consumidores são maiores.

Com base nos estudos efectuados verificou-se que é importante tomar em consideração os seguintes aspectos para que a informação disponibilizada aos consumidores seja eficaz no sentido de induzir comportamentos de poupança:

- Providenciar informação sobre consumo imediato
- Informação frequente e durante largo período de tempo
- Oferta de opções de acção de poupança
- Comparação com histórico e grupos de consumidores semelhantes
- Proporcionar o estabelecimento de objectivos de redução por parte do consumidor
- Se possível, especificar consumo por equipamento / electrodoméstico.

IV.2.5 Análise Custo-benefício

Uma primeira análise custo-benefício foi efectuada em 2005, tendo sido actualizada em 2010 em virtude das alterações legislativas que entretanto ocorreram e acima mencionadas.

IV.2.5.1 Cadeia de valor considerada

A cadeia de valor considerada na análise custo-benefício efectuada considera os seguintes intervenientes:

- Consumidores
- Entidade responsável pelos contadores (*meetering companies*)
- Operador de rede de distribuição
- Operador de rede de transporte
- Comercializador
- Produtores de energia
- Outros elementos da sociedade (e.g., ambiente).

IV.2.5.2 Pressupostos

Com a rede de gás mais densa do mundo, a Holanda tem um plano para a implementação de uma solução *multi-utility* obrigatória. A implementação em larga escala está prevista para 2015, sendo que entretanto um *roll-out* parcial obrigatório (novas ligações, renovações, etc.) começa no início de 2012.

Foi considerado um período de implementação de 10 anos. Os 2 anos iniciais seriam de período de teste, seguindo-se 8 anos para a infraestrutura completa.

No cenário base a leitura de contadores é feita de 2 em 2 meses.

Em termos de comunicações foi considerado como caso central que 80% dos contadores seriam lidos via PLC e 20% via GPRS. Foram também analisadas variações em torno deste cenário.

Foi considerado que os contadores de electricidade e de gás partilham a mesma infraestrutura de comunicações. O contador de electricidade contém toda a electrónica de controlo e de apresentação de leituras. O contador de gás contém apenas a válvula de controlo e a leitura instantânea de estado mas sem a ligação ao contador de electricidade a informação não é disponibilizada remotamente.

Todos os consumidores possuem gás e electricidade (o valor de 5% de consumidores que efectivamente não tem gás foi considerado desprezável). São considerados 7,1 milhões de contadores em 2005, crescendo este número 68 000 por ano.

O consumidor tem a opção de recusar instalar um contador inteligente. Desse modo pode manter o contador actualmente existente. No caso de novas residências é obrigatória a instalação de um contador inteligente, mas o cliente tem a opção de solicitar a situação de "*administrative-off*" em que o contador é tratado como um contador tradicional. Na análise custo-benefício de 2010 foi considerado que 2% dos consumidores solicitariam esta situação. Foi considerado que mesmo na situação "*administrative-off*" é possível a prestação de serviços adicionais (via porta P-1) e instalação de IHD. A leitura de informação base corresponde ao processo de *feedback* indirecto (ver secção sobre "Meios de disponibilização de dados ao consumidor"), enquanto que com leitura detalhada é possível o fornecimento de serviços adicionais como tarifas baseadas na hora do dia (tarifas ToU – *time of use*), contratos de tarifa variável (*real time pricing*, RTP) e gestão do consumo pelo cliente (*demand side management*) com controlo sobre os equipamento e electrodomésticos em casa.

Foi considerado que 80% das facturas bimestrais são enviadas electronicamente (80% é a penetração de internet na Holanda).

No que diz respeito a tipo de equipamento para os contadores, foi considerado que existe apenas um tipo de contador com funcionalidade base ("*standard*") e conseqüentemente apenas um valor para o preço. Equipamentos IHD não são considerados como elementos base dos contadores. Custo de equipamento IHD foi considerado € 50.

Foi considerado também o efeito relacionado com maior concorrência no mercado, partindo da análise feita pela autoridade da concorrência que refere uma poupança potencial de cerca de 100 Euro/ano nas facturas de gás e electricidade dos clientes residenciais. Foi assumido que o número de consumidores que muda de comercializador evoluirá de cerca de 9% por ano actualmente até cerca de 15% por ano em 2050 (pressuposto é considerado conservador pelo estudo, em virtude do valor de cerca de 20% por ano que ocorre no Reino Unido).

Relativamente à percentagem de poupança em função da informação recebida, foi considerado que com *feedback* indirecto, valores entre 0-10% são obtidos e que com *feedback* directo, valores entre 5-15% são obtidos. Consumidores são segmentados entre

"já convencidos de poupança de energia" (25%), "difíceis de convencer" (30%) e "possíveis de convencer" (45%), e valores de percentagem de poupança são atribuídos a cada grupo e consoante se trata de *feedback* directo ou indirecto. No caso do gás, é necessária uma correcção para ter em conta as condições climatéricas. A figura seguinte resume estas situações.

savings	feedback	savers			national average
		unsusceptible	already convinced	persuasive	
electricity	indirect	0.0%	2.0%	6.0%	3.2%
	direct	0.0%	5.0%	11.5%	6.4%
natural gas	indirect	0.0%	3.0%	6.5%	3.7%
	direct	0.0%	4.0%	9.0%	5.1%

Figura 22: Poupança de energia expectável para gás e para electricidade em função do tipo de consumidores e informação proporcionada.

Fonte: KEMA.

Outros pressupostos considerados incluem o tempo de espera por parte dos clientes (espera por instalação de contadores, tempos de chamadas nos centros de atendimento), tendo o tempo sido valorizado em € 7.5 por hora, e o valor evitado de emissões de CO₂, a valores de mercado.

Foi considerado um benefício associado ao facto de a infraestrutura de contadores inteligentes agora implementada evitar custos na implementação de redes inteligentes quando elas se provarem necessárias. Com base em pressupostos de que algumas funcionalidades de redes inteligentes seriam necessárias a partir de 2020-2025, foi calculado um valor de cerca de € 325 milhões (VAL) associado a este benefício.

Relativamente a preços foi considerado um incremento de 1% por ano para electricidade, gás e CO₂, no cenário de referência. Num cenário alternativo foi considerado um incremento de 1,2% com uma redução de 20% no custo de contadores e equipamento de comunicações no ano 2020 (depois do *roll-out*).

Outros pressupostos são os seguintes:

- O pequeno número de instalações associado a pequeno comércio não foi considerado (foi considerado desprezável) pelo que apenas se considerou os clientes residenciais

- O número de novas habitações é de 68 000 por ano, em linha com a tendência nacional, e partindo do valor de 7,1 milhões em 2005
- Consumo de energia aumenta 32 kWh por ano por residência de acordo com a tendência actual
- O consumo de gás tem vindo a diminuir pelo que se considerou uma redução gradual até atingir 400 m³ por residência em 2055
- O preço de electricidade e gás (antes de IVA) considerado foi de 18,73 cêntimos por kWh e 43,17 cêntimos por m³; para o CO₂ foram considerados os preços de mercado existentes
- Custo de contadores de electricidade tradicionais: € 20
- Custo de contadores de electricidade inteligentes sem modem: € 65
- Custo de contadores de gás tradicionais: € 30
- Custo de contadores de gás inteligentes sem modem: € 87,5
- Custo modem PLC: € 25
- Custo modem GPRS: € 40
- Custo modem ADSL: € 10
- Tempo de vida dos contadores inteligentes: 15 anos
- Tempo de vida de contadores tradicionais: 30 anos
- Duração de instalação dos contadores: 30 minutos
- Percentagem de mudança de comercializador de electricidade por ano: 8,5%
- Percentagem de mudança de comercializador de gás por ano: 7,5%
- Percentagem de mudança de comercializador por ano em 2050 (E e G): 15%
- Redução de chamadas para centros de atendimento (electricidade e gás): 50%
- Redução de fraude em electricidade: 50%
- Custo horário de trabalho (operadores de electricidade, gás, administrativo, instaladores): € 50
- Custo anual de modem rádio por habitação: € 20

- Custo anual de comunicações via PLC: € 0,65
- Taxa de actualização: 7%
- Período de análise económico-financeira: 50 anos (representa um erro máximo de 10% face a uma análise perpétua).

IV.2.5.3 Itens Custo e Benefício considerados

Os principais itens de custo e de benefício considerados são os seguintes:

- Aquisição de contadores inteligentes para electricidade
- Aquisição de contadores inteligentes para gás
- Instalação de contadores inteligentes para electricidade
- Instalação de contadores inteligentes para gás
- Aquisição pelos consumidores de monitores IHD para as suas instalações
- Implementação de infraestrutura de comunicações de dados via PLC
- Implementação de infraestrutura de comunicações de dados via GPRS
- Implementação de infraestrutura de comunicações de dados via ADSL ou cabo
- Implementação de infraestrutura de centro de dados para informação dos contadores
- Implementação de infraestrutura para proporcionar *feedback* para os consumidores
- Comportamento eficiente dos consumidores de electricidade
- Comportamento eficiente dos consumidores de gás
- Custo evitado com novos contadores de electricidade e gás
- Custo evitado com novas instalações anuais
- Redução de reclamações via centros de atendimento para electricidade
- Redução de reclamações via centros de atendimento para gás
- Melhoria do processo de mudança de comercializador
- Facturação bimestral pelos comercializadores

- Aumento de concorrência e redução de preços na electricidade
- Aumento de concorrência e redução de preços no gás
- Maior rapidez na detecção de fraude em electricidade
- Alteração do perfil de consumo de electricidade de acordo com os sinais de preço
- Mais eficácia na detecção de não pagamento na electricidade
- Mais eficácia na detecção de não pagamento no gás
- Mais eficácia e eficiência na detecção de falhas na electricidade
- Custos com implementação de mecanismos de segurança e privacidade
- Benefícios associados à facilitação da evolução para uma rede inteligente (*smartgrid*).

IV.2.5.4 Cenários

Para definir diferentes cenários foram considerados os seguintes parâmetros (estudo inicial de 2005):

- Calendário de introdução dos contadores (*roll-out*): 5, 10, 20, 30 anos
- Introdução de contadores para gás e electricidade ou apenas para electricidade:
 - 100% dos contadores de electricidade e de gás
 - apenas 100% dos contadores de electricidade (0% de gás)
 - apenas 5% dos contadores de electricidade e de gás
- Tipo de infraestrutura de comunicações (PLC, GPRS, internet): apenas PLC, apenas GPRS, apenas ADSL
- Variáveis financeiras: taxas de juro e duração do período de análise dos *cash-flows*
- Efeito de concorrência
- Efeito de tipo de informação para o consumidor (*feedback* directo ou indirecto).

Devido à nova legislação de 2010 foram ainda analisados os seguintes cenários (estudo de 2010):

- Cenário de referência (100% leituras com informação base)
- 20% de consumidores solicitam leituras detalhadas
- 20% de consumidores solicitam a situação de "administrative-off"
- 20% de consumidores solicitam manter os contadores tradicionais
- 20% dos consumidores investe num monitor IHD
- Incremento de 20% nos preços de energia e redução de 20% em 2020 nos custos de investimento (contadores e sistemas).

IV.2.5.5 Resultados

O resultado da análise custo-benefício num cenário de quase 100% de aceitação de contadores inteligentes pelos consumidores e 100% de leituras base é positivo em cerca de Euro 770 milhões.

O aumento tanto dos custos como dos benefícios é bastante acentuada no anos de implementação (10 anos iniciais), com o investimento a ser recuperado cerca de 15 anos após o final da implementação (*roll-out*).

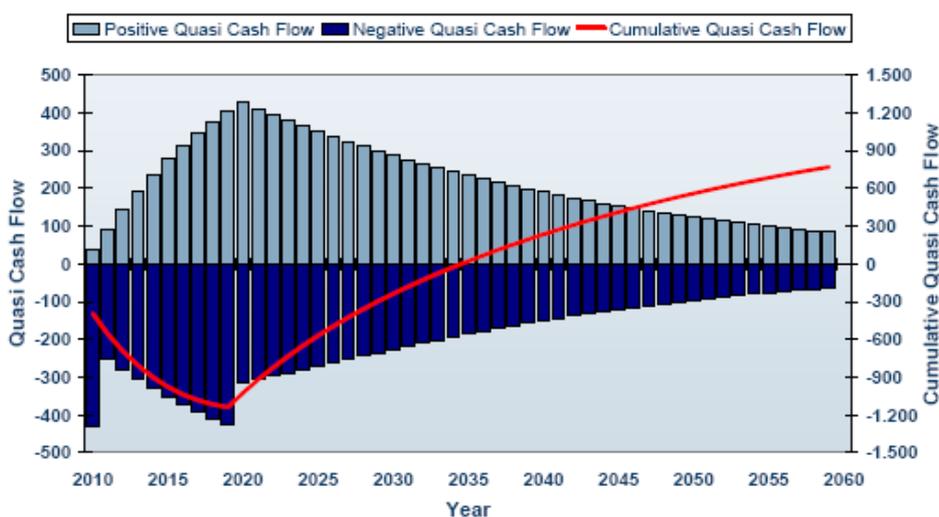


Figura 23: Evolução de fluxos financeiros associada ao cenário de referência.

Fonte: KEMA.

Com base nos resultados constata-se:

- A maior parte dos benefícios dizem respeito aos consumidores, nomeadamente através de poupança de energia e redução de factura devido a maior concorrência
- As *metering companies* também obtêm benefícios relacionados com aumentos de eficiência nos processos
- Todos os outros intervenientes obtêm um resultado negativo
- Redução de colecta de taxas sobre energia resultante da menor venda de energia
- Comercializadores perdem por redução da energia vendida
- Os custos da implementação recaem sobre o ORD.

A figura seguinte evidencia estes efeitos.

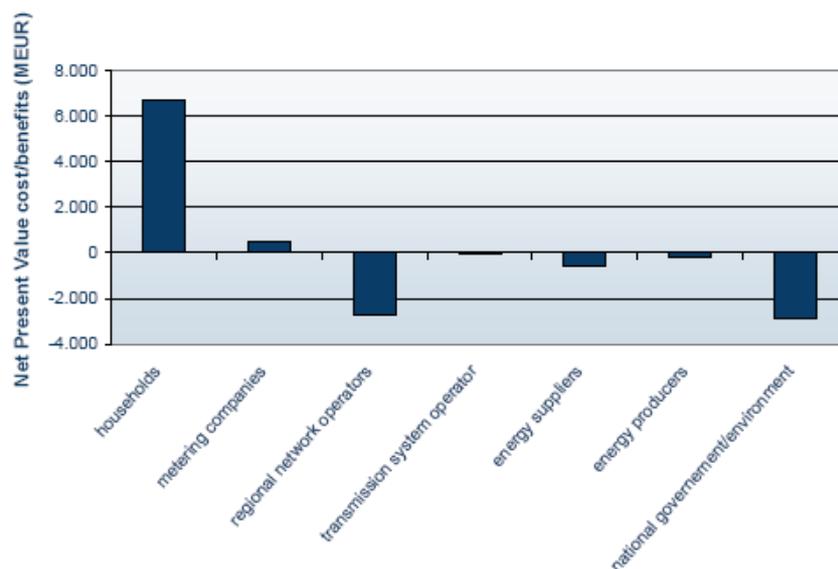


Figura 24: Distribuição de custos e benefícios pelos diversos participantes na cadeia de valor.
Fonte: KEMA.

A figura seguinte apresenta uma distribuição probabilística para o resultado líquido (VAL) da situação de referência, baseada numa gama de valores realísticos para diversos parâmetros / variáveis. Verifica-se que numa situação desfavorável um resultado negativo para a análise custo-benefício é possível, mas que em 85% dos casos esse resultado é positivo.

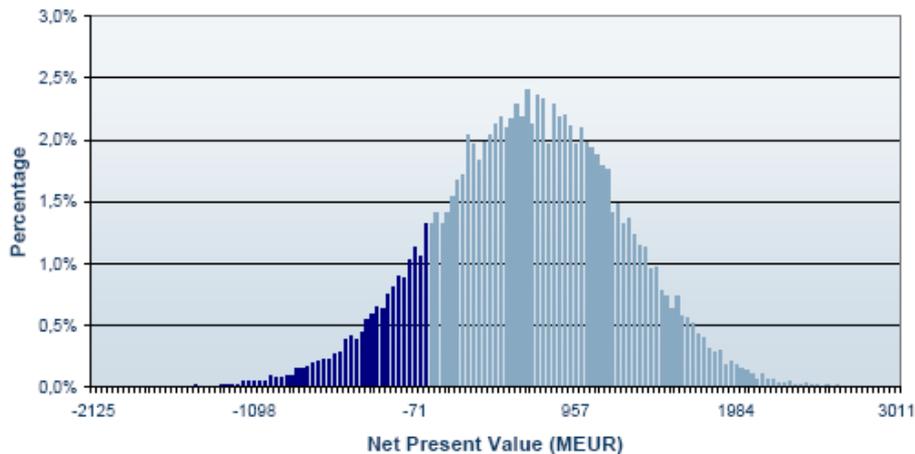


Figura 25: Distribuição probabilística dos resultados da análise custo-benefício para a situação de referência (a zona azul escura corresponde a resultados negativos).

Fonte: KEMA.

O principal custo diz respeito ao custo e à instalação dos contadores. Entre os principais benefícios encontram-se os seguintes:

- Poupança de energia: € 1 470 milhões
- Poupanças em centros de atendimento: € 930 milhões
- Redução de factura devido a maior concorrência e mudança de comercializador:
€ 680 milhões
- Poupança no processo de leituras: € 500 milhões.

O cenário com período de *roll-out* mais curto apresenta um resultado mais positivo, o que é natural pois corresponde a receitas de benefícios mais cedo.

O cenário com implementação apenas de contadores de electricidade é cerca de 10% mais favorável que o cenário com ambos os contadores.

O cenário com tecnologia de comunicação apenas PLC ou apenas ADSL é mais favorável, uma vez que o custo com GPRS é mais elevado.

O nível de aceitação por parte dos consumidores para instalação do contador inteligente é particularmente relevante para o resultado da análise custo-benefício. A partir de 80% de aceitação (leituras com informação base) o resultado é já positivo.

Com efeito, o cenário em que 20% dos consumidores solicita a situação de "*administrative-off*" resulta num resultado líquido de € -15 milhões em vez dos € 770 Milhões do cenário base.

Por outro lado, o cenário em que 20% dos consumidores solicitam leituras detalhadas resulta num aumento líquido de € 90 milhões face aos € 770 milhões já existentes, passando o resultado líquido a ser de € 860 milhões.

O cenário em que 20% dos consumidores opta por manter os seus contadores tradicionais apresenta um resultado líquido de € 40 milhões. Trata-se de um resultado superior ao que se verifica no cenário em que 20% dos consumidores solicitam a situação de "*administrative-off*" visto que não se incorre no investimento associado aos contadores.

No cenário em que 20% dos consumidores opta por investir num monitor IHD, o resultado líquido passa para € 875 milhões. Com efeito, a poupança de energia é maior no caso de *feedback* directo do que no caso de *feedback* indirecto. No entanto, o *feedback* directo implica o investimento no dispositivo IHD (no resultado de € 875 milhões está considerado um custo de IHD de € 50). Verifica-se que de modo a justificar-se do ponto de vista económico-financeiro, o dispositivo IHD não poderá ultrapassar os € 140.

Finalmente, num cenário alternativo foi considerado um incremento de 1,2% no preço de energia e da tonelada de carbono (em vez de 1% do cenário base) e uma redução de 20% no custo de contadores e equipamento de comunicações no ano 2020 (depois do *roll-out*). Verificou-se uma melhoria do resultado para € 1 175 milhões em vez dos € 770 milhões. A variável preço tem uma grande influência no resultado da análise.

IV.2.6 Conclusões

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso holandês.

Tabela 14 – Quadro resumo para o caso da Holanda (electricidade e gás)

Holanda (Electricidade e Gás)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>Funcionalidades estão definidas nos documentos "Acordo Técnico Holandês" (NTA 8130²⁷) e "Dutch Smart Meter Requirements" (DSMR²⁸). Estas funcionalidades incluem, entre outros, os seguintes itens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leitura remota da energia consumida • Leitura remota de electricidade fornecida (para produção descentralizada) • Monitorização de qualidade de electricidade fornecida (falhas de energia, nível de tensão, etc) • Registo de tentativa de violação do contador e de fraude • Activação e desactivação remota de fornecimento de energia • Limitação temporária de fornecimento de electricidade por definição de valor limite • Possibilidade de ligação de dispositivos externos (para serviços adicionais) • Envio de mensagens curtas para o mostrador do contador • Envio de mensagens longas para o contador para interacção <i>on-line</i> – estas mensagens são reencaminhadas para os dispositivos externos • Informação de estado (erros, indicador de tarifa, posições de interruptor e válvula, valores limite) • Possibilidade de actualização de <i>firmware</i> do contador • Existência de mecanismos de privacidade e segurança. <p>Dispositivo IHD não é considerado uma funcionalidade base.</p>
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	<p>A legislação não estipula qualquer infraestrutura de comunicações específica, sendo o ORD livre de decidir qual a melhor opção, desde que cumpra os regulamentos relacionados com segurança e privacidade.</p> <p>Nas análises custo-benefício elaboradas para o Governo foi considerado como caso central que 80% dos contadores seriam lidos via PLC e 20% via GPRS.</p>
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>Devido a questões relacionadas com aspectos de privacidade e protecção de dados, a legislação holandesa permite que os consumidores possam escolher entre as seguintes opções:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recusar a instalação de um contador inteligente e manter o contador tradicional • Ter um contador inteligente nas instalações mas solicitar o não envio de leituras automáticas • Ter um contador inteligente mas com funcionalidades de leitura limitadas, nomeadamente, leitura quando ocorre mudança de comercializador ou de instalações, leitura anual e leitura bimestral • Ter um contador inteligente com todas as funcionalidades.

²⁷ NTA 8130, 'Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers' (Funções básicas para contadores para electricidade, gás e energia térmica para pequenos utilizadores), Instituto de Normalização Holandês, Delft, August 2007

²⁸ O document *Dutch Smart Meter Requirements* (DSMR) pode ser obtido no EnergieNed website (www.energiened.eu). A última versão é de Junho 2011



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Holanda (Electricidade e Gás)	
Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)	<p>Em cada caso o consumidor indicará que dados podem ser utilizados, quem pode aceder ao dados e para que fim podem ser utilizados.</p> <p>A capacidade de redução de consumo depende das opções acima tomadas pelos consumidores.</p> <p>Redução considerada para electricidade: entre 3,2%-6,4% Redução considerada para gás: entre 3,7%-5,1%</p>
Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício	<p>Considerado cerca de 25%, de acordo com a segmentação de clientes referida.</p> <p>Período de implementação de 10 anos Período de análise de 50 anos Taxa de desconto de 7% Comunicações: 80% PLC, 20% GPRS Contadores de gás usam infraestrutura de comunicações de electricidade 7 milhões de contadores 2% dos consumidores recusam contador inteligente Reduções de consumo entre 3,2-6,4% para electricidade e 3,7-5,1% para gás 80% de facturação feita electronicamente Diversos itens de CAPEX e OPEX identificados no capítulo de pressupostos</p>
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)	<p>No cenário de referência (com quase 100% de aceitação de contadores inteligentes por parte dos consumidores) o resultado é positivo em cerca de 770 milhões de Euro.</p> <p>Os principais itens de benefício são a poupança de energia, redução de custos de centros de atendimento, redução do custo de energia para o consumidor em resultado do aumento de concorrência (facilidade de mudança de comercializador) e poupanças no processo de leituras.</p> <p>A maior parte dos benefícios ocorrem para os consumidores, nomeadamente através de poupança de energia e redução de factura devido a maior concorrência</p> <p>As <i>metering companies</i> também obtêm benefícios relacionados com aumentos de eficiência nos processos</p> <p>Todos os outros intervenientes obtêm um resultado negativo</p> <p>Redução de colecta de taxas sobre energia resultante de menor venda de energia</p> <p>Comercializadores perdem por redução da energia vendida</p>



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Holanda (Electricidade e Gás)	
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	<p>Os custos da implementação recaem sobre o ORD</p> <p>No caso de se considerar apenas contadores para electricidade o resultado é mais positivo.</p> <p>Uma solução baseada apenas em PLC é também mais favorável devido ao maior custo de GPRS.</p> <p>O mercado de medição é liberalizado na Holanda pelo que os consumidores podem escolher a entidade de medição e de processamento dos dados de medida. Este modelo está no entanto em discussão no sentido de passar a ser uma actividade regulada. Propriedade é dos ORD. Fornecimento de energia é feita através de comercializadores.</p>
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	<p>Devido a questões relacionadas com aspectos de privacidade e protecção de dados, a legislação holandesa permite que os consumidores possam escolher entre as seguintes opções:</p> <ul style="list-style-type: none">• Recusar a instalação de um contador inteligente e manter o contador tradicional• Ter um contador inteligente nas instalações mas solicitar o não envio de leituras automáticas• Ter um contador inteligente mas com funcionalidades de leitura limitadas, nomeadamente, leitura quando ocorre mudança de comercializador ou de instalações, leitura anual e leitura bimestral• Ter um contador inteligente com todas as funcionalidades. <p>Em cada caso o consumidor indicará que dados podem ser utilizados, quem pode aceder ao dados e para que fim podem ser utilizados.</p>
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	<p>Foram considerados dois conceitos para a informação proporcionada ao consumidor:</p> <ul style="list-style-type: none">• Feedback indirecto, em que é enviado ao consumidor em forma electrónica informação sobre o seu consumo, custos incorridos, valores históricos, comparação com grupos de referência, sugestões de poupança, entre outra. Esta informação é enviada todos os dois meses.• Feedback directo, em que o consumidor dispõe de um dispositivo IHD.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	<p>Serviços adicionais podem ser fornecidos através dos dados recolhidos dos contadores a partir da porta P-1 definida nas especificações holandesas.</p> <p>Caso o consumidor opte por medição detalhada, serviços com novas tarifas (<i>Time of Use</i> ou <i>Real Time Pricing</i>) ou com controlo sobre equipamentos / electrodomésticos (<i>Demand Side Management</i>) podem ser implementados por contrato.</p>
Protecção de dados pessoais	<p>No que diz respeito a privacidade dos dados, que esteve na origem da não aprovação inicial da legislação proposta, terá de ser assegurado que a informação de medidas de 15 minutos e 60 minutos só são usados em casos muito específicos e para os quais o consumidor der consentimento. Adicionalmente, o consumidor dará sempre antecipadamente autorização sobre a informação que pode ser utilizada por cada entidade e para cada</p>



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Holanda (Electricidade e Gás)	
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>fim, tanto para o caso de informação base "standard" bimestral como para informação detalhada semanal de kWh e m3).</p> <p>O Ministério dos Assuntos Económicos decidiu proceder à introdução de contadores inteligentes em duas fases: uma fase piloto de dois anos e uma fase de implementação acelerada (estimada em 8 anos) após os resultados dos dois anos iniciais</p>
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Devido à opção por um <i>roll-out</i> voluntário, o sucesso do caso holandês depende fortemente da aceitação dos contadores inteligentes por parte dos consumidores.</p> <p>Com base nos estudos efectuados verificou-se que é importante tomar em consideração os seguintes aspectos para que a informação disponibilizada aos consumidores seja eficaz no sentido de induzir comportamentos de poupança:</p> <ul style="list-style-type: none">• Providenciar informação sobre consumo imediato• Informação frequente e durante longo período de tempo• Oferta de sugestões de acção de poupança• Comparação com histórico e grupos de consumidores semelhantes• Proporcionar o estabelecimento de objectivos de redução de consumo por parte do consumidor• Se possível, especificar consumo por equipamento / electrodoméstico.

CAPÍTULO V. REINO UNIDO

V.1 Enquadramento

O objectivo pretendido pela intervenção do Governo do Reino Unido no âmbito do Programa para Contadores Inteligentes (“*Smart Metering Implementation Programme*”) consiste em implementar uma rede de contadores inteligentes para todos os consumidores residenciais de electricidade e gás, optimizando os benefícios para os consumidores, comercializadores, operadores de rede, outros actores de mercado, e de modo a atingir metas ambientais. Assim, as principais motivações do Governo do Reino Unido para intervir no tema da introdução de contadores inteligentes no sector doméstico foram as seguintes:

- Promover a poupança de energia, permitindo que todos os consumidores possam gerir de uma forma eficiente o seu consumo de energia e despesas associadas contribuindo para a redução das emissões de carbono. A falta de informação, em tempo útil, sobre o consumo de energia pode impedir os clientes de tomar decisões informadas para reduzir o seu consumo e consequentemente, reduzir o valor final da factura de energia e as subjacentes emissões de carbono.
- Promover uma redução do consumo nas horas de ponta reduzindo assim os custos de geração de electricidade.
- Melhorar a qualidade do serviço prestado pelos comercializadores aos seus clientes, nomeadamente na mudança de comercializador, na transparência da facturação e na disponibilização de diversas opções tarifárias e de pagamento. A falta de informação em tempo útil aumenta os custos dos comercializadores e os custos associados a mudanças de comercializador.
- Promover a concorrência nos mercados relevantes (produção e comercialização de energia, serviços de energia e automação residencial).
- Reconhecer os potenciais benefícios para os consumidores e assegurar a protecção, acesso e utilização dos seus dados. Garantir que a infraestrutura de comunicações, medição e gestão de dados assegura os requisitos nacionais para segurança de informação e merece a confiança de todos os actores de mercado.
- Garantir que as funcionalidades dos contadores, a informação temporal disponibilizada e a arquitectura de comunicações associada são adequadas para o desenvolvimento das redes inteligentes. Informação mais detalhada sobre os padrões de consumo permite um

melhor planeamento do sistema eléctrico, nomeadamente no que diz respeito ao desenvolvimento das redes inteligentes de electricidade. O desenvolvimento de uma rede de contadores inteligentes possibilita uma gestão mais eficiente do sistema eléctrico no futuro.

- Identificar e incluir outras áreas de potencial benefício para os consumidores que do ponto de vista da análise custo-benefício não comprometam outros objectivos do Programa.
- Estabelecer requisitos, actividades de apoio e um quadro regulatório, para o desenvolvimento e implementação da rede de contadores inteligentes de uma forma eficiente de modo a cumprir as metas estabelecidas no Programa.

No Reino Unido, o fornecimento de contadores de electricidade aos consumidores é da responsabilidade dos comercializadores, e está sujeito à concorrência. Caso não haja intervenção governamental, considera-se que os comercializadores apenas realizarão operações de *roll-out* de contadores de electricidade para um número limitado de clientes. Assim, a intervenção governamental é considerada essencial para assegurar a interoperabilidade comercial e cobertura total do mercado de modo a capturar um maior número de benefícios para os consumidores, operadores de rede e a abertura a novos modelos de negócio.

A tabela seguinte apresenta uma breve caracterização demográfica e de consumos de energia no Reino Unido, para efeitos comparativos com Portugal.

Tabela 15 – Caracterização demográfica e de consumos no Reino Unido²⁹

	Reino Unido	Portugal
População	62,3 milhões	10,6 milhões
Área geográfica	241 900 km ²	91 500 km ²
Densidade populacional	258 hab/km ²	116 hab/km ²
PIB per capita	35 869 Intl \$	25 573 Intl \$
Consumo electricidade / população	5 693 kWh/capita	4 815 kWh/capita
Consumo gás natural / população	1 395 m ³ /capita	450 m ³ /capita
Consumo médio electricidade / habitação	4 300 kWh	2 500 kWh ³⁰
Consumo médio gás natural / habitação	59 000 MJ/yr	11 000 MJ/yr
CO₂ / população	7,54 ton/capita	5 ton/capita

²⁹ Fontes: *International Energy Agency, World Factbook, World Bank*; dados de 2009, 2010 e 2011.

³⁰ Os valores de consumo médio de electricidade e de gás natural por habitação são apresentados para efeito de comparação entre os países, uma vez que provêm da mesma fonte. No entanto, como apresentado no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural – Relatório 1E/G: Situação actual e experiências com projectos-piloto em

V.2 Programa para Contadores Inteligentes (“*Smart Metering Implementation Programme*”)

Ao longo dos últimos anos, as agências governamentais do Reino Unido têm publicado diversos estudos de avaliação do impacto da implementação de contadores inteligentes nos sectores residenciais e não residenciais, designados neste relatório por IA (“*Impact Assessment*”):

- IA de Abril de 2008: “*Impact Assessment of Smart Metering Roll-out for Domestic Consumers and for Small Businesses*”.
- IA de Maio de 2009: “*Impact Assessment of a GB-wide smart metering roll-out for Domestic sector*”.
- IA de Dezembro de 2009: “*Impact Assessment of a GB-wide smart metering roll-out for Domestic sector*”.
- IA de Julho de 2010 (“*Prospectus*”): “*GB-wide smart metering roll-out for domestic sector – Impact Assessment (IA)*”.
- IA de Março de 2011: “*Smart meter roll-out for the domestic sector (GB)*”.
- IA de Agosto de 2011: “*Smart meter roll-out for the domestic sector (GB)*”.

Nestes estudos são consideradas diversas opções relativas a diferentes tópicos, como por exemplo funcionalidades, tempo de implementação ou sistema de comunicações.

Em Julho de 2010, a DECC (“*Department of Energy and Climate Change*”) publicou o documento “*GB-wide smart metering roll-out for domestic sector – Impact Assessment (IA)*”, o qual passou a ser designado posteriormente por “*Prospectus for the Smart Metering Implementation Programme*” ou simplesmente “*The Programme*”.

Em Março de 2011, no final da 1ª fase do Programa, a publicação da resposta ao documento “*Prospectus*” estabelece conclusões relativas a requisitos regulatórios, técnicos e comerciais necessários para a implementação dos contadores inteligentes no Reino Unido. Ao mesmo tempo, o Governo publicou um IA estabelecendo conclusões relativas a diversos aspectos:

Portugal”, KEMA, o consumo médio anual de electricidade em BTN é de 3 264 kWh e o consumo médio anual de gás natural no segmento de consumos inferior a 10 000 m³ é de 3 537 kWh.

- Funcionalidades dos contadores inteligentes, comunicações e monitores (“*displays*”) para visualização da informação em tempo real.
- Período de *roll-out*.
- Definição e caracterização da actividade de comunicação de dados (“*Data Communications Company – DCC*”).
- Estratégia de implementação dos contadores inteligentes, incluindo do serviço de gestão de dados e comunicações.
- Obrigações e requisitos de segurança que devem ser definidos e implementados antes da entrada em funcionamento do serviço de gestão de dados e comunicações.

A 2ª fase do Programa tem como objectivo desenvolver uma especificação técnica detalhada do equipamento do contador inteligente com base no catálogo de requisitos de funcionalidades (“*Functionality Requirements Catalogue*”) publicado juntamente com a resposta do Governo ao documento “*Prospectus*”. A especificação técnica detalhada permitirá assegurar a interoperabilidade entre diferentes peças do equipamento do contador ou entre o contador e outro dispositivo remoto.

V.3 Modelo de mercado para o contador inteligente

O IA de Dezembro de 2009 apresenta uma análise custo-benefício associada a diversas opções para a estratégia de implementação da rede de contadores inteligentes e do serviço de comunicações de dados. Este estudo explorou as seguintes seis opções:

1. “*Competitive model*”: modelo completamente competitivo utilizando a estrutura de mercado existente. Toda a responsabilidade do modelo de implementação da rede de contadores inteligentes (estratégia de *roll-out*, comunicações, contadores) está entregue aos comercializadores.
2. “*Centralised communications model*”: Modelo de comunicações centralizado – considera a implementação de uma rede nacional de comunicações mas a responsabilidade de aquisição e instalação dos contadores é entregue aos diversos comercializadores.

3. “*Fully centralised model*”: Modelo completamente centralizado – considera a implementação de uma rede nacional de comunicações e a implementação de um monopólio nacional ou regional para aquisição e instalação dos contadores.
4. “*DNO deployment model*”: Modelo de comunicações centralizado e toda a responsabilidade de aquisição, instalação e manutenção dos contadores de electricidade e gás fica entregue aos operadores das redes de distribuição de electricidade e de gás, respectivamente. Assim, os operadores das redes de electricidade e gás ficam responsáveis por todo o processo de implementação dos contadores de electricidade incluindo a estratégia de *roll-out*.
5. “*Energy networks co-ordination model*”: Modelo equivalente ao modelo anterior mas com coordenação entre os processos de implementação dos contadores de electricidade e gás de modo a coincidir a instalação local dos contadores de electricidade e gás em apenas uma visita.
6. “*Regulated asset ownership model*”: Modelo equivalente ao modelo de comunicações centralizado no qual os operadores das redes de electricidade e gás são responsáveis pela aquisição dos contadores de electricidade e gás mas os comercializadores permanecem responsáveis pela estratégia de implementação, instalação e manutenção.

A preferência do Governo recaiu sobre a opção 2 relativa ao modelo de comunicações centralizado o qual considera a implementação de uma rede nacional de comunicações sendo a responsabilidade da estratégia de implementação, aquisição, instalação dos contadores entregue aos diversos comercializadores. O gráfico da Figura 26 foi obtido a partir dos resultados da análise custo benefício do IA de Dezembro de 2009 (Anexo 4). Os valores apresentados no gráfico estão expressos em percentagem do VAL utilizando como referência a opção 2 escolhida (100%).

**Modelos de implementação da rede de contadores
inteligentes
VAL (% do VAL da opção 2)**

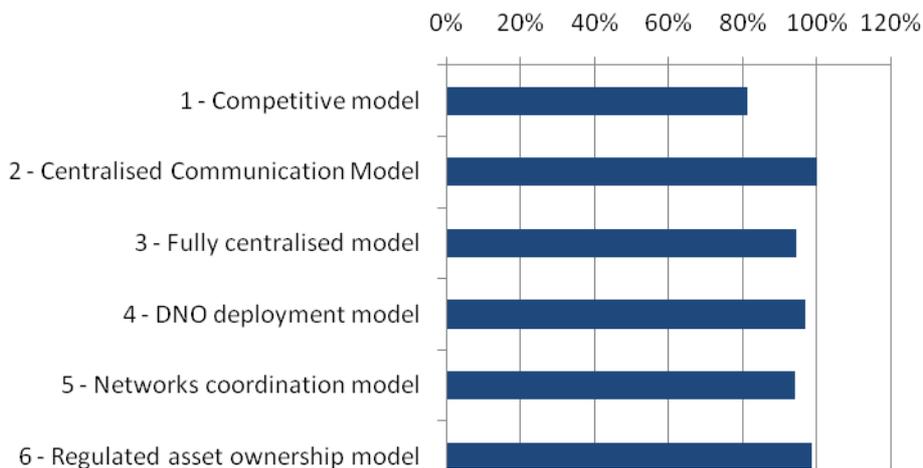


Figura 26: Modelos de implementação da rede de contadores inteligentes (IA Dezembro de 2009).
Fonte: DECC

Todos os modelos produzem níveis semelhantes de custo-benefício excepto o modelo competitivo que oferece níveis de custo-benefício baixos. A razão deve-se principalmente às ineficiências e duplicação de *roll-out* de vários activos. Dado que os benefícios quantificáveis estão muito próximos entre as diversas opções, a decisão recaiu num conjunto de critérios qualitativos sobre as diferentes características dos modelos.

Assim, no modelo de mercado para o contador inteligente (Figura 27), o comercializador é responsável pela aquisição, instalação e operação dos contadores inteligentes e equipamento associado tal como o “*In-Home Display (IHD)*” e equipamento de comunicação na residência. O comercializador fica assim responsável pela qualidade e eficiência da prestação destes serviços ao cliente. A actividade de comunicação entre o cliente/residência e outras entidades será da responsabilidade de um novo prestador de serviços designado por empresa de comunicação de dados. No IA de Julho de 2010 esta entidade central de comunicações de dados passa a ser designada por “*Data Communications Company – DCC*”. O sistema de contagem inteligente necessita de uma plataforma de comunicações adequada que permita a transferência de dados em segurança e que permita comunicação bidireccional de modo a permitir que processos de configuração, diagnóstico e alterações de software sejam realizados remotamente. Este serviço não deverá estar disponível antes de

2013, no entanto é assumido que qualquer implementação antecipada de contadores inteligentes será posteriormente integrada nesta organização.

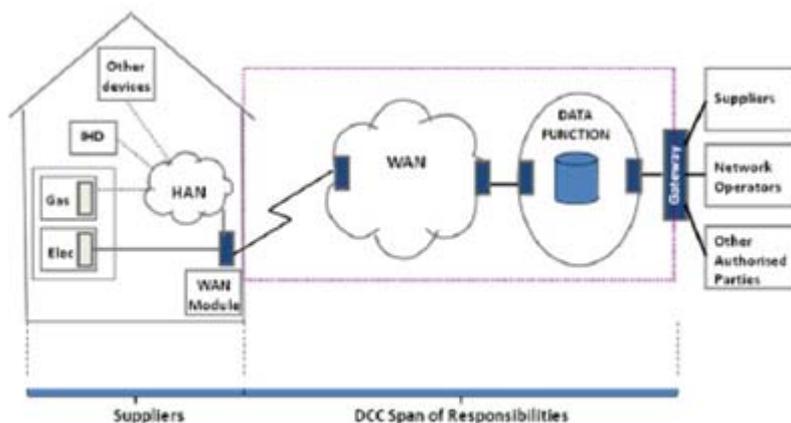


Figura 27: Modelo de mercado para o contador inteligente

V.4 Funcionalidades dos contadores inteligentes

Em Março de 2011, o Governo confirmou as funcionalidades para o sistema de contagem inteligente através da publicação dos documentos "*Response to Prospectus Consultation*", "*Design Requirements*" e "*Functional Requirements Catalogue*". As funcionalidades gerais estão apresentadas na tabela seguinte e o catálogo de funcionalidades está em Anexo 3.

Tabela 16 – Funcionalidades do sistema de contagem inteligente (Reino Unido).

Fonte: DECC

	Funcionalidades Gerais	Electricidade	Gás
A	Disponibilidade de informação/leituras relativas a períodos de tempo definidos para os consumidores, comercializadores e outros actores.	✓	✓
B	Comunicação bidirecional com o contador: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicação entre o contador e o comercializador ou outros actores de mercado. ▪ Transferência de dados através da WAN durante períodos de tempo definidos, configuração remota e diagnósticos, alterações no software e firmware. 	✓	✓

	Funcionalidades Gerais	Electricidade	Gás
C	<p><i>Home Area Network</i> – HAN com base em protocolos e normas não proprietários de modo a garantir a interoperabilidade.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Transferência de informação em tempo real dos contadores para um monitor residencial (IHD). ▪ Permitir a ligação de outros dispositivos ao sistema de contagem. 	✓	✓
D	Permite a utilização de múltiplas tarifas com diferenciação horária.	✓	✓
E	Capacidade de controlo remoto do fornecimento de energia (" <i>Demand Side Management</i> ").	✓	
F	Capacidade de corte do fornecimento de energia e de alterações no modo de pagamento.	✓	✓ *
G	Medição da energia exportada.	✓	
H	Capacidade de comunicar com aparelhos de medição existentes na microgeração (recepção, armazenamento e comunicação de dados de geração para facturação).	✓	

Os requisitos estão agrupados de acordo com a infraestrutura operacional apresentada na Figura 28.

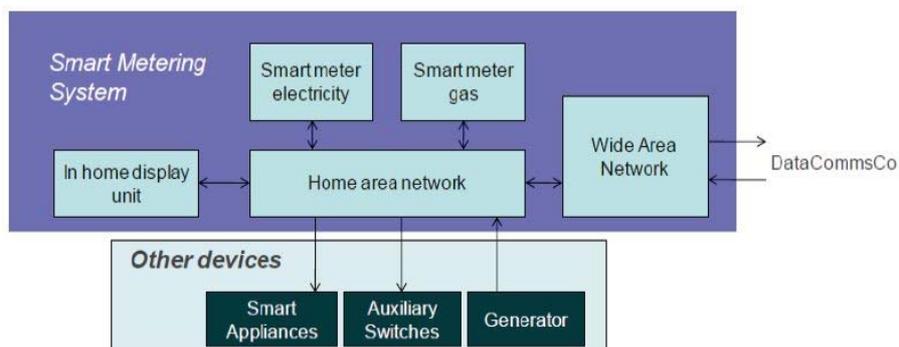


Figura 28: Sistema de contagem inteligente
Fonte: DECC

O Catálogo de Requisitos Funcionais recebeu um amplo consenso por parte dos diversos actores de mercado tendo sido discutidos diversos requisitos relativos às funcionalidades principalmente nas seguintes áreas:

- Alerta de falhas de energia: o sistema de contagem inteligente deve alertar o operador de rede para ocorrências relativas a falhas de energia eléctrica de modo a tornar mais eficiente e rápido o restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica. A análise custo benefício realizada indicou que os potenciais benefícios são superiores aos potenciais custos.
- Armazenamento, visualização e disponibilização de dados de consumo: o sistema de contagem inteligente deve ser capaz de armazenar no mínimo dados de consumo de 30 em 30 min correspondentes a 12 meses. Estes requisitos deverão promover a competição na comercialização a retalho e no mercado de serviços de energia e permitirá beneficiar os consumidores através da possibilidade de acesso aos seus dados de consumo. A informação (energia, preço, CO₂) deverá ser disponibilizada em tempo real através de IHD de modo a que os consumidores possam tomar decisões informadas no sentido da redução do seu consumo de energia e das emissões de CO₂. A análise custo benefício realizada indicou que os potenciais benefícios são superiores aos potenciais custos.
- Interoperabilidade: este requisito é fundamental para garantir eficiência e fiabilidade na mudança de comercializador e promover a competição no sector da comercialização de energia. Assim, a mudança de comercializador poderá ser realizada sem ser necessária deslocação para alterações/substituições no equipamento do sistema de contagem inteligente residencial.

O Governo considerou que os requisitos referidos anteriormente permitem assegurar um nível mínimo de funcionalidade que garante, com um custo aceitável para os consumidores, os potenciais benefícios associados à introdução de contagem inteligente. Com base nas diversas reuniões com operadores de rede e outros actores de mercado, este estudo permitiu analisar que estas funcionalidades potencializam determinados benefícios em linha com os objectivos associados à introdução de renováveis, microgeração, veículos eléctricos e o desenvolvimento de redes inteligentes.

V.5 Sistemas de Comunicação e Informação

Sistema de comunicação de dados centralizado

O IA de Julho de 2010 apresenta uma análise custo-benefício associada a diversas opções para a estratégia de implementação da solução centralizada de dados tendo sido introduzido o conceito de uma entidade central de comunicações de dados designada por "*Data Communications Company (DCC)*". Em Março de 2011, o Governo através da publicação do

documento "*Response to Prospectus Consultation*" estabelece conclusões relativas à definição, caracterização e estratégia de implementação da actividade de comunicação de dados. O modelo escolhido considera que o serviço de comunicações está centralizado na entidade DCC e permite uma fase de transição durante a qual certos comercializadores poderão instalar contadores para uma determinada proporção de consumidores antes da implementação completa da DCC. Este modelo foi discutido com os diversos actores de mercado e após análises adicionais realizadas no período entre Julho de 2010 e Março de 2011. O conjunto de funções e responsabilidades que poderão ser atribuídas à DCC podem ser definidas em termos gerais do seguinte modo:

- Opção "*Minimum DCC*": garantir a segurança das comunicações e controlo do acesso (comunicações bidireccionais com os contadores inteligentes, leituras remotas, diagnósticos ao contador e comunicação de outros dados), conversão dos diferentes protocolos para garantir interoperabilidade e a gestão de todo o processo de recolha de dados para os comercializadores e operadores de rede.
- Adicionalmente à opção "*Minimum DCC*", a DCC poderá ter a responsabilidade de gerir a base de dados relativa ao registo de cada contador para os diversos comercializadores e de gerir o processo de mudança de comercializador.
- Adicionalmente à opção "*Minimum DCC*", a DCC poderá ter a responsabilidade de processamento e agregação dos dados para electricidade. O armazenamento de dados poderá ser incluído nesta opção.

A opção escolhida tem como objectivo o equilíbrio entre a maximização dos benefícios a longo prazo e assegurar uma rápida entrada em operação da DCC. Assim, está prevista a entrada em operação da DCC com funções definidas em "*Minimum DCC*", sendo a responsabilidade do registo dos contadores adicionada posteriormente. A decisão da introdução de processamento e agregação de dados poderá ser considerada no futuro.

Sistema de contagem inteligente

O IA de Agosto de 2011 apresenta diferentes opções para a configuração do equipamento de comunicações no interior da residência. O sistema de contagem inteligente (Figura 29) no interior da residência é constituído pelos seguintes elementos:

- Contador inteligente de electricidade.
- Contador inteligente de gás.
- Monitor para visualização dos dados em tempo real designado por *IHD* (*in-home display*).
- Módulo *WAN* – *Wide Area Network* para comunicação entre a residência e a empresa central de dados e comunicações (DCC).
- *HAN* – *Home Area Network* para comunicação entre os diversos elementos do sistema de contagem inteligente no interior da residência. Para a análise custo benefício foi assumido que a tecnologia de comunicação para a rede WAN seria GSM/GPRS.

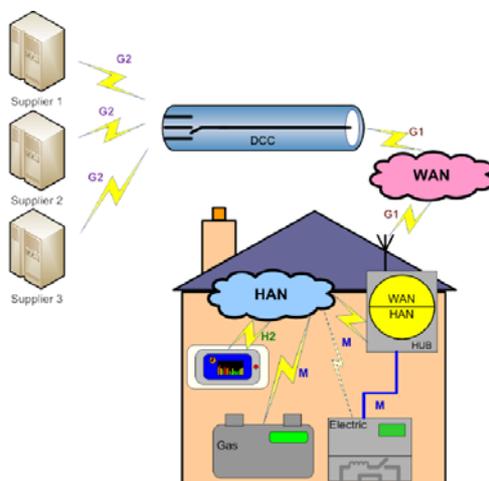
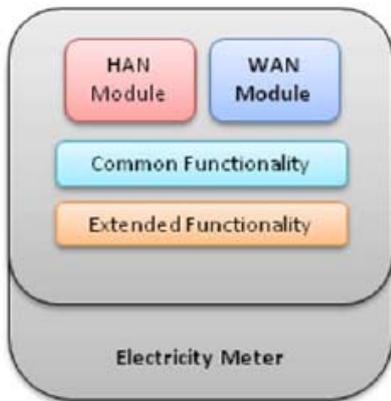


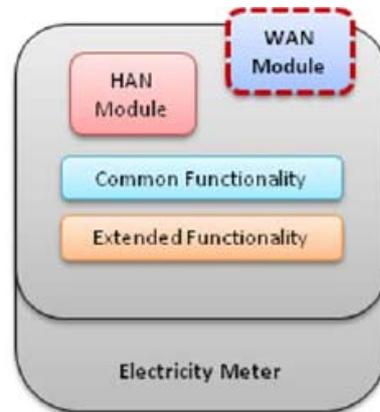
Figura 29: Arquitectura de comunicações.

Fonte: DECC

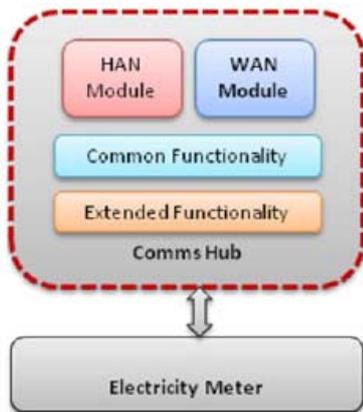
As opções identificadas para configuração do equipamento de comunicações no interior da residência estão apresentadas na Figura 30.



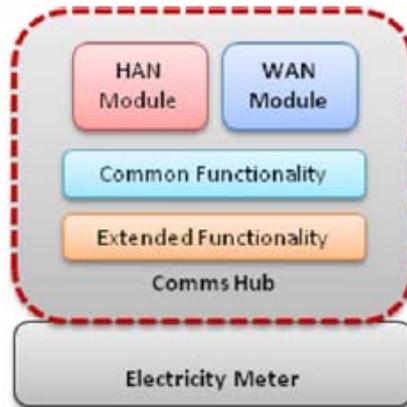
1 - Fully Integrated



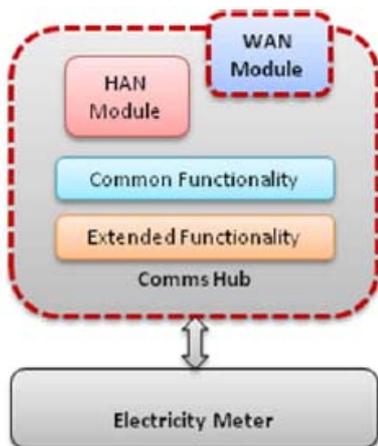
2 - Integrated into electricity meter with replaceable WAN



3 - Separate Communications Hub with fixed WAN



4 - Intimate Communications Hub with Fixed WAN



5 - Separate Communications Hub with replaceable WAN

Figura 30: Opções para o sistema de comunicações associado ao sistema de contagem inteligente.

Fonte: DECC

A opção identificada como preferencial foi a opção 3 e a opção 1 foi excluída, tendo sido considerados critérios qualitativos e quantitativos (Tabela 17). A opção 1 apresenta custos associados elevados comparados com as outras alternativas e foram identificados um conjunto de riscos que não estão reflectidos no cálculo do VAL. Além disso não satisfaz o requisito de ter um módulo WAN independente e substituível sem ser necessário substituir o contador. As opções 2, 4 e 5 não estão presentemente disponíveis e requerem um processo de normalização antes de serem implantadas adicionando riscos à conclusão do projecto de *roll-out* nos prazos previstos e à concretização dos benefícios.

Tabela 17 – Custos associados à arquitectura de comunicações

Arquitectura de Comunicações	Custos iniciais	Custo de substituição do equipamento	Custo de instalação
1- <i>Fully Integrated</i>	£22	£65,00	£29,00
2- <i>Integrated with replaceable WAN</i>	£25,50	£16,75	£29,00
3- <i>Separate Communications Hub with fixed WAN</i>	£25,60	£25,60	£29,00
4- <i>Intimate Communications Hub with fixed WAN</i>	£23,10	£23,10	£29,00
5- <i>Separate Communications Hub with replaceable WAN</i>	£29,10	£16,75	£29,00

V.6 Estratégia de *roll-out*

O modelo de implementação escolhido considera que o processo de *roll-out*, aquisição e instalação de contadores inteligentes é da responsabilidade do comercializador e a gestão de dados e comunicações está centralizada. Este modelo permite uma fase de transição durante a qual certos comercializadores poderão instalar contadores para uma determinada proporção de consumidores antes da implementação completa da DCC. Este modelo foi discutido com os diversos actores de mercado e após análises adicionais realizadas no período entre Julho de 2010 e Março de 2011. As vantagens e os riscos potenciais de um *roll-out* acelerado têm servido de base de discussão entre o Governo e os diversos actores de mercado. Um *roll-out* mais acelerado poderá tornar mais rápida a concretização de diversos benefícios, no entanto os custos serão antecipados dado que será necessário adquirir equipamento, mão-de-obra e contadores num período de tempo mais reduzido.

Relativamente à calendarização da implementação dos contadores inteligentes foram estimados os perfis apresentados na Figura 31.

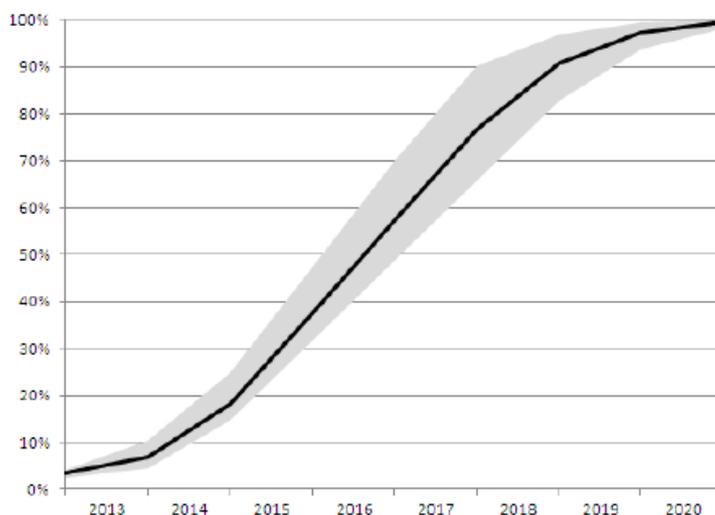


Figura 31: Volumes de *roll-out*.
Fonte: DECC

A Figura 31 foi obtida a partir de três taxas de instalação de contadores inteligentes correspondentes a três cenários de *roll-out*:

- Central: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 19%.
- Superior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 23%.
- Inferior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 17%.

Os riscos associados ao cenário Superior consistem no aumento do custo de instalação de 1% e no aumento do custo dos contadores e dos IHD em 1% e 0,25% respectivamente, relativamente ao cenário Central.

V.7 Pressupostos utilizados na análise custo-benefício

O IA de Agosto de 2011 apresenta a mais recente actualização relativa aos pressupostos utilizados na análise custo-benefício.

Custos

Na tabela seguinte são apresentados os custos associados com o *roll-out* do sistema de contagem inteligente que foram assumidos no IA mais recente de Agosto de 2011.

Tabela 18 – Pressupostos para itens de custo.

Fonte: DECC

Categorias	Pressupostos	Comentário
Custo dos contadores	<ul style="list-style-type: none"> • Electricidade: 43£/contador • Gás: 56£/contador 	<p>É previsto que os custos dos contadores diminuam ao longo do tempo em virtude do desenvolvimento tecnológico. Foi assumido uma redução anual de 1% mas está prevista uma revisão desta taxa para valores mais elevados .</p>
Custo com o módulo de comunicações.	<ul style="list-style-type: none"> • WAN (modem): 15£ /unidade • HAN: 2,5£ /unidade • Gás: 4£ /unidade • Bateria: 2£ /unidade • Invólucro: 1,1£ /unidade • Detecção de falhas de energia: 1£ /unidade 	<p>Relativamente ao custo dos equipamentos de comunicação do sistema de contagem inteligente, estes foram estimados a partir de informação proveniente da indústria.</p>
Custo do monitor (IHD)	<ul style="list-style-type: none"> • 15£ /unidade 	<p>Informação proveniente da indústria tendo em conta a funcionalidade mínima exigida.</p>
Custo de instalação	<ul style="list-style-type: none"> • Electricidade: 29£ /residência • Gás: 49£ p/unidade /residência • Electricidade e Gás: 68£ /residência 	<p>Estimou-se um ganho de eficiência de 10£ na instalação de ambos os contadores.</p>
Custos anuais de Operação e Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> • 2.5% (%Capital) 	<p>Foi assumido que estes valores diminuem ao longo do <i>roll-out</i> com os custos dos contadores.</p>

Categorias	Pressupostos	Comentário
Custos dos Sistemas de Comunicação e Informação	Custos de Capital: <ul style="list-style-type: none"> • Comercializadores: £173m • DCC: £190m • Indústria: £32m Custos Operacionais (% Capital): <ul style="list-style-type: none"> • Comercializadores: 15% (inicial) e 5% (anual) • DCC: 15% (inicial) e 7.5% (anual) • Indústria: 15% (inicial) e 5% (anual) 	Os custos de capital foram estimados com base no resultado da consulta à indústria. Os custos operacionais foram estimados com base nas melhores práticas de gestão de infraestruturas de sistemas de comunicação e informação.
Custos de energia adicionais do sistema de contagem inteligente em relação ao convencional.	<ul style="list-style-type: none"> • Contador Inteligente: 1W • Display: 0,6W • Comunicações: 1W 	Após reuniões com especialistas em sistemas de contagem foi assumido que o sistema de contagem inteligente consumirá mais 2,6W que os convencionais.
Custos de abate antecipado dos contadores convencionais	<ul style="list-style-type: none"> • £1 /contador 	Estes custos têm em consideração o facto dos contadores convencionais terem de ser abatidos antecipadamente em virtude do <i>roll-out</i> acelerado dos contadores inteligentes.
Custos jurídicos, marketing e organizacionais	<ul style="list-style-type: none"> • Marketing: £100m • Jurídicos: £30m • Organizacionais: £170m 	Estes custos estão associados à estratégia de <i>roll-out</i> e à entrada em operação das diversas actividades, nomeadamente da DCC.
Campanhas para adesão dos consumidores.	<ul style="list-style-type: none"> • £166m 	Estes custos estão associados a publicidade (TV, rádio, etc.) e actividades coordenadas para facilitar a adesão dos consumidores à estratégia de <i>roll-out</i> .

Benefícios

Na Tabela 19 são apresentados os benefícios associados com o *roll-out* do sistema de contagem inteligente que foram assumidos no IA mais recente de Agosto de 2011.

Tabela 19 – Pressupostos para itens de benefício.

Fonte: DECC

Categorias	Pressupostos	Comentário
Redução anual do consumo de energia.	<p>Electricidade (crédito e pré-pagamento): 2,8%</p> <ul style="list-style-type: none"> Máxima: 4% Mínima: 1,5% <p>Gás (crédito): 2%</p> <ul style="list-style-type: none"> Máxima: 3% Mínima: 1% <p>Gás (pré-pagamento): 0,5%</p> <ul style="list-style-type: none"> Máxima: 1% Mínima: 0,3% 	Foram assumidos valores conservadores (relativamente a outros estudos internacionais) tendo em conta o elevado grau de incerteza relacionado com a adesão por parte dos consumidores. É esperado que estes valores sejam revistos após os primeiros pilotos e os resultados dos estudos a decorrer sobre estratégias para adesão dos consumidores.
Microgeração	<ul style="list-style-type: none"> £0.12 /ano/contador 	Valor estimado a partir da percentagem de microgeração que estará instalada em 2020.
Custos anuais evitados com deslocações ao cliente.	<ul style="list-style-type: none"> Visitas regulares para leituras evitadas: £6,1 /contador (crédito) Visitas regulares para inspeções de segurança não evitadas: £3 em períodos de 5 anos (90% dos contadores) ; £17,5 em períodos de 2 anos (10% dos contadores). Visitas adicionais pedidas pelo cliente evitadas: £0,5 /contador (crédito) Visitas adicionais para inspeções de segurança evitadas: £0.875 p/contador 	As deslocações ao cliente para leituras são evitadas com a introdução de contagem inteligente. No entanto são necessárias deslocações regulares ao cliente ao fim de determinados períodos (2 a 5 anos) para inspeções de segurança.
Custos anuais evitados com serviços ao cliente (<i>call centre</i>).	<ul style="list-style-type: none"> £2,20 /contador 	Assume-se que a introdução de contagem inteligente permitirá uma redução de 30% no volume de chamadas para o <i>call centre</i> (ex: questões sobre facturação).
Custos anuais evitados nos contadores com pré-pagamento	<ul style="list-style-type: none"> Electricidade: £12 /contador Gás: £16 /contador 	Redução nos custos de serviço e manutenção.

Categories	Pressupostos	Comentário
Redução de custos associados a gestão da dívida de clientes	<ul style="list-style-type: none"> £2,20 /contador 	A disponibilidade de informação permitirá que os consumidores possam gerir os seus consumos evitando o aparecimento de dívidas.
Custos anuais evitados com a mudança de comercializador	<ul style="list-style-type: none"> Antes da entrada em operação da DCC: £0,8 /contador Minimum DCC: £1,58 /contador Minimum DCC +Registo: £2,22 /contador Minimum DCC +Registo + processamento/agregação/armazenamento de dados: £3,11 /contador 	Estes custos evitados estão associados ao processo de mudança de registo de comercializador (processamento de informação). Esta função ficará entregue a uma entidade central de comunicação de dados (DCC).
Redução anual da fraude	<p>Redução de 10%:</p> <ul style="list-style-type: none"> Electricidade: £0,29 /contador Gás: £0,36 /contador 	Valor conservador tendo em conta informação obtida em consultas anteriores correspondendo a uma redução de 20-33%. Assume-se que os comercializadores poderão detectar fraudes mais rapidamente através de informação mais precisa e regular. No entanto, outros métodos de fraude poderão surgir.
Redução anual das perdas	<ul style="list-style-type: none"> Electricidade: £0,5 /contador Gás: £0,1 -£0,2 /contador 	Estes valores foram estimados com base na avaliação realizada no estudo da Mott MacDonald, <i>Appraisal of costs and benefits of smart meter roll-out options</i> , Abril 2008.
Detecção e gestão de falhas de energia eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Redução anual da energia não fornecida: 10% correspondendo a £0,35 /contador de electricidade. Redução anual de custos operacionais: 10% correspondendo a £0,66 /contador de electricidade. Redução em chamadas telefónicas relativas a falhas de energia: 15% correspondendo a £0,12 /contador de electricidade. 	A disponibilidade de informação proveniente dos contadores permitirá melhorar o sistema de gestão de falhas de energia. Assume-se que para tal será necessário um número mínimo de contadores instalados (a partir de 80% do número total de contadores a instalar), cobertura suficiente da área geográfica e tempo para os operadores adaptarem os seus sistemas.
Rede eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Redução anual de investimento em rede eléctrica: £14m Redução de custos de investigação relativa à qualidade de tensão: £0,14 /contador de electricidade. 	Informação disponibilizada pelos contadores permitirá realizar um planeamento da rede mais eficiente. A tensão no cliente poderá ser monitorizada remotamente não sendo necessária a deslocação ao local.

Categorias	Pressupostos	Comentário
Alteração dos hábitos de consumo de energia eléctrica das horas de ponta para as horas de vazio.	<ul style="list-style-type: none"> • Custos marginais de produção evitados a curto prazo: £121m (Valor actual). • Investimento evitado em capacidade de geração de energia eléctrica: £682m (Valor actual). • Custos evitados com a redução de emissões de carbono: £47m (Valor actual). 	O nivelamento do perfil de consumo permite produzir energia eléctrica a um custo mais reduzido. Também permite evitar investimentos a longo prazo em capacidade de geração e permite reduzir as emissões de CO2 dado que durante as horas de ponta, as emissões de CO2 do parque produtor são mais intensivas.
Redução nas emissões de CO2 devido à redução do consumo.	<ul style="list-style-type: none"> • Electricidade: £371m (Valor actual). 	A redução no consumo permite ao Reino Unido comprar menos EU ETS créditos.
Redução global nas emissões de CO2	<ul style="list-style-type: none"> • £654m (Valor actual). 	Redução nas emissões de CO2 devido à redução do consumo de gás.

V.8 Resultados da análise custo-benefício

Nesta secção são apresentados os resultados da análise custo benefício do IA mais recente de Agosto de 2011 onde foram utilizados os pressupostos definidos na secção anterior. Na análise custo-benefício efectuada obteve-se o VAL de 4 904 milhões de libras, custo total no valor de 11 067 milhões de libras e benefício total no valor de 15 971 milhões de libras. Para além da estimação dos custos e benefícios foi também realizada uma análise de sensibilidade aos benefícios e analisado o impacto do *roll-out* dos contadores inteligentes nos consumidores (factura de electricidade).

O gráfico da Figura 32 apresenta os resultados para os diversos itens de custo como percentagem do custo total obtido. Relativamente aos principais itens de custo, verificou-se que 35,8% do custo total corresponde a custos de capital com o sistema de contagem inteligente, 22,3% corresponde a custos com comunicação (investimento inicial e operação/manutenção) e 14,4% corresponde a custos de instalação. O gráfico da Figura 33 apresenta os resultados para os diversos itens de benefício como percentagem do benefício total obtido. Relativamente aos principais itens de benefício, verificou-se que 28,8% do valor total de benefícios está associado à redução do consumo, 19,9% corresponde a custos evitados com deslocações ao cliente e 10,1% a custos evitados com mudança de comercializador.

Resultados da análise custo benefício (IA de Agosto de 2011)
Custos (% do custo total)

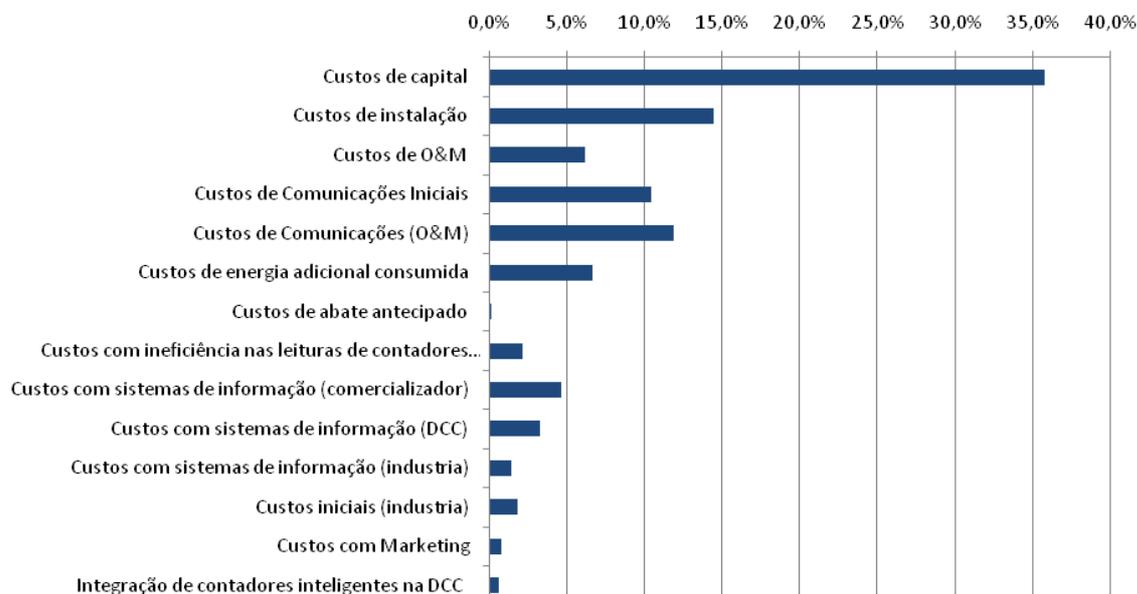


Figura 32: Resultados da análise custo-benefício – Custos (% do custo total).
Fonte: DECC

Resultados da análise custo benefício (IA de Agosto de 2011)
Benefícios (% do benefício total)

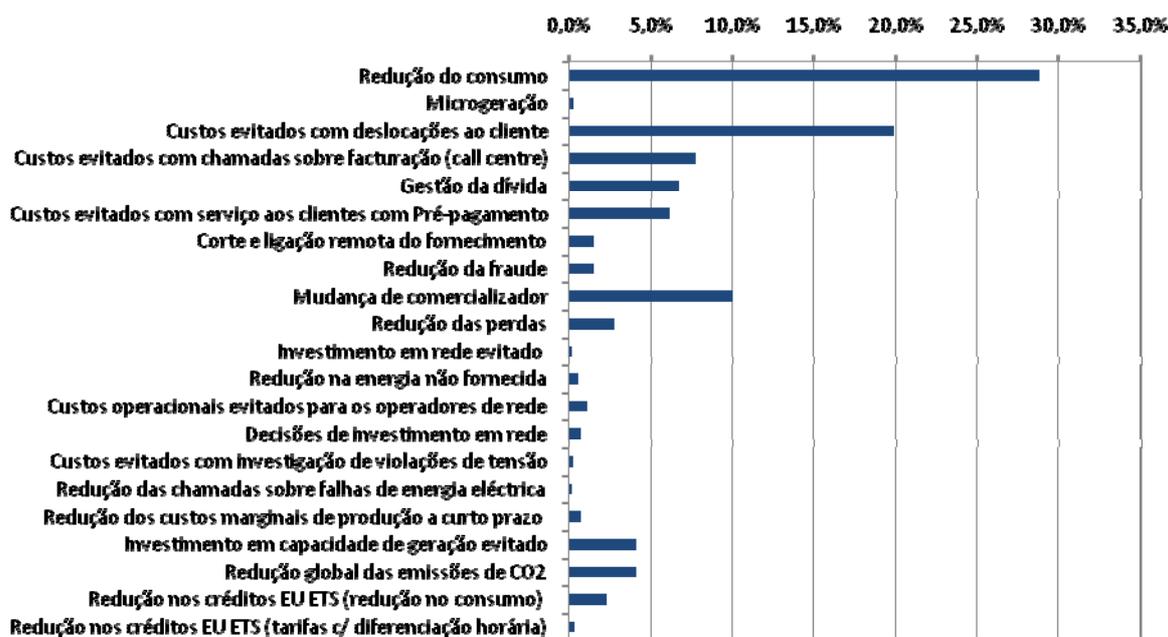


Figura 33: Resultados da análise custo-benefício – Benefícios (% do benefício total).
Fonte: DECC

Os diversos itens de benefícios foram sujeitos individualmente a uma análise de sensibilidade que consiste em aplicar uma variação positiva (cenário superior) e negativa (cenário inferior) nos valores dos respectivos parâmetros relativamente a um cenário central. Os itens de benefício e os respectivos parâmetros para o cenários central, superior e inferior estão apresentados na tabela Tabela 20.

Tabela 20 – Análise de sensibilidade - Variação dos parâmetros associados aos benefícios.

Itens de benefício	Variação dos parâmetros		
	Central	Inferior	Superior
Redução do consumo de energia (electricidade)	2,8%	1,5%	4%
Redução do consumo de energia (gás) - Crédito	2%	1%	3,5%
Redução do consumo de energia (gás) - Pré pagamento	0,5%	0,3%	1%
Custos evitados com deslocações ao cliente	Custo p/visita	-8%	8%
Custos evitados com <i>call centre</i>	2,2€	1,9€	2,5€
Custos evitados com serviço aos clientes com pré-pagamento	40%	30%	50%
Redução de fraude	10%	5%	15%
Investimento em rede evitado	20%	10%	40%
Redução na energia não fornecida	10%	2%	15%
Custos operacionais evitados para os operadores de rede	10%	2,5%	15%
Decisões de investimento em rede	5%	3%	10%
Custos evitados com investigação de violações de tensão	1000€	500€	1493€
Redução das chamadas sobre falhas de energia eléctrica	15%	5%	20%
Redução dos custos marginais de produção a curto prazo	20%	10%	40%
Investimento em capacidade de geração evitado	20%	10%	40

No gráfico da Figura 34 estão apresentados os resultados para cada um dos itens de benefício da análise de sensibilidade efectuada aos respectivos parâmetros. Os valores estão expressos em percentagem do resultado associado ao cenário central (100%).

Resultados da análise de sensibilidade (IA de Agosto de 2011)

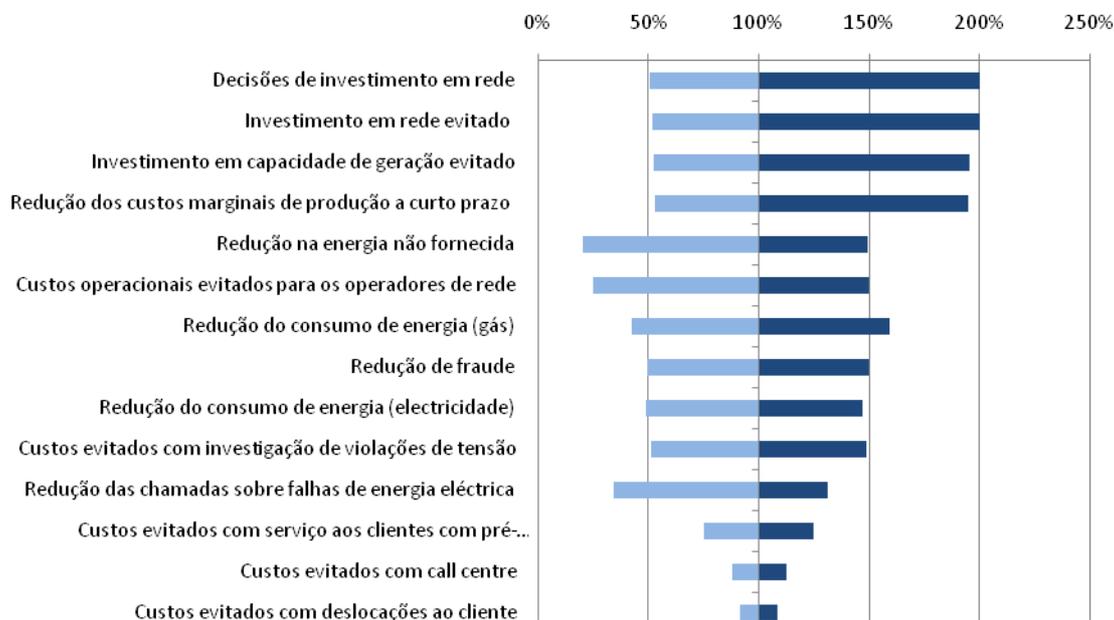


Figura 34: Resultados da análise custo-benefício – Análise de Sensibilidade
Fonte: DECC

A figura anterior permite concluir que existe uma grande incerteza relativamente aos benefícios associados ao investimento em rede, custos evitados em geração de energia eléctrica e redução dos consumos.

Os resultados relativos ao impacto do *roll-out* dos contadores inteligentes na factura de electricidade estão apresentados na Tabela 21. A longo prazo, os resultados mostram reduções significativas nas facturas de gás e electricidade para o consumidor. Quando o *roll-out* estiver completo em 2020, são esperadas poupanças na factura de energia para a média dos consumidores de gás e electricidade no valor de £23 por ano. A curto prazo, os custos de transição do *roll-out* serão passados aos consumidores e apenas os consumidores que já tenham recebido um contador inteligente poderão beneficiar de informação adequada para reduzirem o seu consumo. É estimado que possa resultar em média num aumento de £6 na factura em 2015. A partir de 2017, os benefícios líquidos para os consumidores aumentam enquanto os custos de transição diminuem e portanto o impacto dos contadores inteligentes na média dos consumidores de electricidade e gás será uma redução nos valores das facturas. Em 2030 é estimado uma poupança anual na factura de electricidade igual a £42 por residência.

Tabela 21 – Impacto na média das facturas de energia domésticas.

Fonte: DECC

Impacto na média das facturas de energia domésticas para um consumidor de gás e electricidade (£)	
2010	0
2015	6
2020	-23
2025	-33
2030	-42

Como se pode observar na Tabela 22, é expectável um aumento do preço por unidade de energia antes do final do *roll-out* e uma diminuição após o *roll-out* terminar devido à concretização dos benefícios que superam os custos.

Tabela 22 – Impacto nas facturas domésticas de energia.

Fonte: DECC

Ano	Electricidade	Gás
	Impacto na factura (£/MWh)	Impacto na factura (£/MWh)
2010	0.00	0.00
2011	0.00	0.00
2012	0.01	0.00
2013	0.12	0.03
2014	1.09	0.30
2015	1.83	0.49
2016	1.95	0.50
2017	1.96	0.50
2018	1.44	0.36
2019	0.56	0.14
2020	0.21	0.05
2021	-0.16	-0.04
2022	-0.27	-0.06
2023	-0.45	-0.11
2024	-0.54	-0.14
2025	-0.67	-0.17
2026	-0.80	-0.20
2027	-0.90	-0.24
2028	-1.02	-0.28
2029	-1.16	-0.32
2030	-1.30	-0.37

É expectável que possam surgir outros impactos na factura de energia derivados da utilização de opções tarifárias com diferenciação horária por parte de certos consumidores, nomeadamente consumidores com rendimentos mais baixos.

V.9 **Conclusões**

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso do Reino Unido.

Tabela 23 – Quadro resumo para o caso do Reino Unido (electricidade e gás)

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>Disponibilidade de informação/leituras relativas a períodos de tempo definidos para os consumidores, comercializadores e outros actores.</p> <p>Comunicação bidirecional com o contador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comunicação entre o contador e o comercializador ou outros actores de mercado. • Transferência de dados através da WAN durante períodos de tempo definidos, configuração remota e diagnósticos, alterações no software e firmware. <p><i>Home Area Network</i> – HAN com base em protocolos e standards não proprietários de modo a garantir a interoperabilidade.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transferência de informação em tempo real dos contadores para um monitor ("<i>display</i>") residencial (IHD). • Permitir a ligação de outros dispositivos ao sistema de contagem. <p>Permite a utilização de múltiplas tarifas com diferenciação horária.</p> <p>Capacidade de controlo remoto do fornecimento de energia ("<i>Demand side Management</i>").</p> <p>Capacidade de corte do fornecimento de energia e de alterações no modo de pagamento.</p> <p>Medição da energia exportada.</p> <p>Capacidade de comunicar com aparelhos de medição existentes na microgeração (recepção, armazenamento e comunicação de dados de geração para facturação).</p>
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	<p>Nos <i>Impact Assessments</i> de 2008 e 2009, foram consideradas diversas opções híbridas para as tecnologias de comunicação mas não foi tomada nenhuma decisão definitiva. Para as análises custo benefício mais recentes foi assumido que a tecnologia de comunicação para a rede WAN seria GSM/GPRS dado que corresponde a uma infraestrutura de comunicação existente que assegura as funcionalidades adequadas. Esta abordagem simplifica a análise dado que evita a utilização de soluções híbridas diminuindo o risco associado.</p>
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>Relativamente à redução do consumo, foram assumidos valores conservadores (relativamente a outros estudos internacionais) tendo em conta o elevado grau de incerteza relacionado com a adesão por parte dos consumidores. É esperado que estes valores sejam revistos após os primeiros pilotos e os resultados dos estudos a decorrer sobre estratégias para adesão dos consumidores.</p> <p>Electricidade (crédito e pré-pagamento): 2,8% por ano</p> <p>Análise de sensibilidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Máximo: 4% • Mínimo: 1,5%



Reino Unido (Electricidade e Gás)	
Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)	Gás (crédito): 2% /ano Análise de sensibilidade: <ul style="list-style-type: none">• Máximo: 3%• Mínimo: 1% Gás (pré-pagamento): 0,5% /ano Análise de sensibilidade: <ul style="list-style-type: none">• Máximo: 1%• Mínimo: 0,3%
	Informação não disponível.
Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício	Custos dos contadores: <ul style="list-style-type: none">• Electricidade: 43£ por contador• Gás: 56£ por contador Módulo de comunicações (modem WAN, HAN, etc): 25,6£ p/unidade Monitor: 15£ p/unidade Custos de instalação: <ul style="list-style-type: none">• Electricidade: 29£/residência• Gás: 49£/residência• Electricidade e Gás: 68£ p/residência Custos de operação e manutenção: 2,5% (%capital) Redução anual do consumo: <ul style="list-style-type: none">• Electricidade (crédito e pré-pagamento): 2,8%• Gás (crédito): 2%• Gás (pré-pagamento): 0,5%
	Custos anuais evitados com mudança de comercializador



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)	<ul style="list-style-type: none">• Antes da entrada em operação da DCC: £0,8 /contador• Minimum DCC: £1,58 /contador• Minimum DCC +Registo: £2,22 /contador• Minimum DCC +Registo + processamento/agregação/armazenamento de dados: £3,11 /contador <p>Custos anuais com deslocações ao cliente:</p> <ul style="list-style-type: none">• Visitas regulares para leituras evitadas: £6,1 /contador (crédito)• Visitas regulares para inspeções de segurança não evitadas: £3 em períodos de 5 anos (90% dos contadores) ; £17,5 em períodos de 2 anos (10% dos contadores).• Visitas adicionais pedidas pelo cliente evitadas: £0,5 /contador (crédito)• Visitas adicionais para inspeções de segurança evitadas: £0,875 /contador <p>Custos anuais evitados com serviços ao cliente (<i>call centre</i>): £2,20 /contador (é assumido que o volume de chamadas diminui 30%).</p>
	<p>O resultado da análise custo-benefício foi positivo.</p> <p>Custos totais (£m): 11 067 Benefícios totais (£m): 15 971 VAL (£m): 4 904</p> <p>Custos principais (£m)</p> <ul style="list-style-type: none">• Custos de capital com o sistema de contagem inteligente: 3958 (35,8% dos custos totais).• Custos de instalação: 1596 (14,4% dos custos totais).• Custos de comunicações iniciais: 1156 (10,4% dos custos totais)• Custos de comunicações (operação e manutenção): 1314 (11,9 % dos custos totais) <p>Benefícios principais (£m)</p> <ul style="list-style-type: none">• Redução do consumo: 4 598 (28,8% dos benefícios totais)• Custos evitados com deslocações ao cliente: 3 179 (19,9% dos benefícios totais)• Custos evitados com mudança de comercializador: 1 606 (10,1%) <p>Quando o <i>roll-out</i> estiver completo em 2020, são esperadas poupanças na factura de energia para a média dos consumidores de gás e electricidade no valor de £22 por ano. A curto prazo, os custos de transição do <i>roll-out</i> serão passados aos consumidores e apenas os consumidores que já tenham recebido um contador inteligente poderão beneficiar de informação adequada para reduzirem o seu consumo. É estimado que possa resultar em média num aumento de £6 na factura em 2015. A partir de 2017, os benefícios para os consumidores aumentam enquanto os custos de transição diminuem e portanto o impacto dos contadores inteligentes na média dos consumidores de electricidade e gás será uma redução nos</p>

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
<p>Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)</p>	<p>valores das facturas. Em 2030 é estimado uma poupança na factura de electricidade igual a £42 por residência.</p> <p>Comercializador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição e instalação do sistema de contagem inteligente na residência (contador, monitor, HAN, modem WAN) <p>DCC (<i>"Data Communications Company"</i>):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantir a segurança das comunicações bidireccionais com os contadores inteligentes, leituras remotas, diagnósticos ao contador e comunicação de outros dados, conversão dos diferentes protocolos para garantir interoperabilidade e a gestão de todo o processo de recolha de dados para os comercializadores e operadores de rede. • Está previsto que a DCC poderá ter a responsabilidade de gerir a base de dados relativa ao registo de cada contador para os diversos comercializadores e de gerir o processo de mudança de comercializador. • Após uma análise futura, a DCC poderá ter também a responsabilidade de processamento e agregação dos dados para electricidade.
<p>Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações</p>	<p>O sistema de contagem inteligente deve ser capaz de armazenar no mínimo dados de consumo de 30 em 30 min correspondentes a 12 meses. Estes requisitos deverão promover a competição na comercialização a retalho e no mercado de serviços de energia e permitirá beneficiar os consumidores através da possibilidade de acesso aos seus dados de consumo.</p>
<p>Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.) Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado</p>	<p>A informação (energia, preço, CO₂) deverá ser disponibilizada em tempo real através de IHD de modo a que os consumidores possam tomar decisões informadas no sentido da redução do seu consumo de energia e das emissões de CO₂.</p> <p>Está previsto no catálogo de funcionalidades do contador a possibilidade de utilização de múltiplas tarifas com diferenciação horária.</p>
<p>Protecção de dados pessoais</p>	<p>Relativamente à protecção de dados dos consumidores ainda não foram tomadas decisões definitivas no entanto estão estabelecidas algumas linhas orientadoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O Governo têm seguido o princípio <i>"privacy by design"</i>, ou seja, o aspecto da segurança da informação está a ser considerado na especificação do sistema de contagem inteligente e não foi deixado para fases posteriores. • Está proposto no programa de implementação de contadores inteligentes que o consumidor terá poder de escolha relativamente à utilização e disponibilização da sua informação excepto no caso de informação necessária para cumprir aspectos regulatórios. Ainda não está definido o tipo de informação indispensável para cumprir aspectos regulatórios nem o seu nível de desagregação e será objecto de análises futuras.



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>O modelo de implementação escolhido considera que o processo de <i>roll-out</i>, aquisição e instalação de contadores inteligentes é da responsabilidade do comercializador e a gestão de dados e comunicações está centralizada na entidade DCC. Este modelo permite uma fase de transição durante a qual certos comercializadores poderão instalar contadores para um determinado número de consumidores antes da implementação completa da DCC. Este modelo foi discutido com os diversos actores de mercado e após análises adicionais realizadas no período entre Julho de 2010 e Março de 2011.</p> <p>Na análise custo benefício foram consideradas três taxas de instalação de contadores inteligentes diferentes correspondentes a três cenários de <i>roll-out</i>:</p> <ul style="list-style-type: none">• Central: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 19%.• Superior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 23%.• Inferior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 17%. <p>Relativamente ao cenário Central, os riscos associados ao cenário <i>Higher Bound</i> consistem no aumento do custo de instalação em 1% e o aumento do custo dos contadores e dos IHD em 1% e 0.25% respectivamente.</p>
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Foram considerados custos no valor £166m. Estes custos estão associados a publicidade (TV, rádio, etc) e actividades coordenadas para facilitar a adesão dos consumidores à estratégia de <i>roll-out</i>.</p>

CAPÍTULO VI. IRLANDA

VI.1 Enquadramento – Política Governamental e Legislação

O Plano Nacional de Contadores Inteligentes é uma prioridade Governamental chave permitindo o desenvolvimento da Rede Eléctrica Inteligente (*Smart Grid*), facilitando uma utilização mais eficiente e inteligente da energia e um crescimento económico sustentável.

A importância dos contadores inteligentes dentro da política energética do Governo Irlandês, e como estratégia económica abrangente, reflecte o facto de, ao nível da UE, os contadores inteligentes serem percebidos como uma ferramenta essencial para a gestão da procura energética (i.e., do consumo) no interesse de consumidores e empresas.

A 22 de Dezembro de 2009, a Directiva de Serviços de Energia (Directiva 2006/32/EC) foi transposta para a lei irlandesa (*Energy End Use Efficiency and Energy Services – Regulations 2009, Statutory Instrument no.542 of 2009*). Estes Regulamentos também alteraram o *Electricity Regulation Act 1999* de modo a permitir que o regulador irlandês *Commission for Energy Regulation* (CER) colocasse requisitos em relação à facturação discriminada de energia.

Em Maio de 2009 o primeiro Plano de Acção Nacional para a Eficiência Energética (NEEAP) foi adoptado em conformidade com os requisitos da UE. O primeiro NEEAP estabeleceu pela primeira vez os objectivos-chave a fim de alcançar os compromissos para 2020, incluindo a *Action 33*: “*We will encourage more energy efficient behaviour by householders through the introduction of smart meters*”.

O segundo NEEAP reitera importância da contagem inteligente como ferramenta-chave para alcançar os objectivos da gestão da procura a longo prazo.

Em Maio de 2011 o regulador publicou o resultado da análise custo-benefício efectuada e o resultado dos projectos-piloto efectuados. O resultado foi positivo e está actualmente em consulta um documento do regulador sobre um desenho de alto nível para o *roll-out* de contadores inteligentes na Irlanda³¹.

³¹ Particularmente relevantes são os documentos: “*Customer Behaviour Trials Findings Reports, Electricity, CER/11/080a*”, “*Customer Behaviour Trials Findings Reports, Gas, CER/11/180a*”, “*Technology Trials Findings Reports, Electricity, CER/11/080b*”, “*Technology Trials Findings Reports, Dual Fuel, CER/11/180b*”, “*Cost Benefit Analysis Report, Electricity, CER/11/080c*”, “*Cost Benefit Analysis Report, Gas, CER/11/180c*”, de Maio 2011

A tabela seguinte apresenta uma breve caracterização demográfica e de consumos de energia na Irlanda, para efeitos comparativos com Portugal.

Tabela 24 – Caracterização demográfica e de consumos na Irlanda³²

	Irlanda	Portugal
População	4,6 milhões	10,6 milhões
Área geográfica	68 900 km ²	91 500 km ²
Densidade populacional	67 hab/km ²	116 hab/km ²
PIB per capita	39 727 Intl \$	25 573 Intl \$
Consumo electricidade / população	6 022 kWh/capita	4 815 kWh/capita
Consumo gás natural / população	1 070 m ³ /capita	450 m ³ /capita
Consumo médio electricidade / habitação	4 600 kWh	2 500 kWh ³³
Consumo médio gás natural / habitação	50 000 MJ/yr	11 000 MJ/yr
CO₂ / população	8,83 ton/capita	5 ton/capita

VI.2 Projecto de Contagem Inteligente, CER

Em Março de 2007, o regulador irlandês emitiu o documento *Demand Side Management and Smart Metering Consultation Paper (CER/07/038)*, em que se identificou a questão da disponibilização, a clientes residenciais e a pequenas empresas, de electricidade a preços em função da hora do dia e com base em contagem inteligente. Foi dado seguimento a esta questão através de uma publicação do regulador, em Novembro de 2007, *Smart Metering - The Next Step in Implementation (CER/07/198)*, que delineou uma estrutura na qual o âmbito futuro dos procedimentos de contagem inteligente poderia ser estabelecido.

No seguimento das conclusões do documento informativo CER/07/198, a CER criou o *Smart Metering Project Phase 1* no final de 2007 com o objectivo de preparar e realizar ensaios de contagem inteligente, avaliando os seus custos e benefícios, para fornecer dados para a tomada de decisão relativa à plena implementação do Plano Nacional de Contagem Inteligente. A fim de reunir a experiência e competências do mercado de electricidade e de gás, foram criados pela CER um Grupo de Coordenação e um Grupo de Trabalho para o *Smart Metering Project Phase 1*.

³² Fontes: *International Energy Agency, World Factbook, World Bank*; dados de 2009, 2010 e 2011.

³³ Os valores de consumo médio de electricidade e de gás natural por habitação são apresentados para efeito de comparação entre os países, uma vez que provêm da mesma fonte. No entanto, como apresentado no relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural – Relatório 1E/G: Situação actual e experiências com projectos-piloto em Portugal", KEMA, o consumo médio anual de electricidade em BTN é de 3 264 kWh e o consumo médio anual de gás natural no segmento de consumos inferior a 10 000 m³ é de 3 537 kWh.

A CER foi responsável pela realização de uma análise de custo-benefício em parceria com o *Economic and Social Research Institute* (ESRI), denominada *Smart Metering Cost-Benefit Analysis* (CBA). Como parte integral deste trabalho, a CER identificou todos os requisitos de informação necessários para a análise custo-benefício, as partes responsáveis pelo fornecimento da informação e a coordenação da transferência da informação essencial para o modelo da ESRI. A CER também preparou uma auditoria independente ao comercializador e aos custos e benefícios do operador de rede incluídos na análise custo-benefício.

Um aspecto particularmente relevante do programa de contadores inteligentes na Irlanda foi a condução do chamado CBT – *Customer Behaviour Trial*. O CBT irlandês é um dos maiores e estatisticamente mais significativos testes comportamentais face a contadores inteligentes conduzido internacionalmente e proporciona uma rica fonte de informação sobre o impacto de iniciativas proporcionados pelos contadores inteligentes sobre os consumidores. O CBT incluiu análises a diferentes tipos de consumidores, nomeadamente residenciais, pequenas empresas, pré-pagos e multi-localização. Particularmente para os consumidores residenciais verificou-se um impacto de redução entre cerca de 2% e 8%.

VI.3 Funcionalidades dos contadores inteligentes

Os benefícios assumidos na análise custo-benefício são baseados no nível de funcionalidade e desempenho fornecidos pelo sistema de contagem inteligente implementado. A funcionalidade assumida para o sistema é a seguinte:

Recolha diária de:

- Dados recolhidos de 30 em 30 minutos e informação nos registos
- Importação e exportação de dados para facilitar a medição de dados de exportação (para o caso da microgeração)
- Eventos como falhas de energia, eventos no contador e alertas de fraude

Operação remota:

- Activação e desactivação remota
- Leituras dos contadores *ad-hoc*
- Reconfiguração de parâmetros dos contadores
- Actualização remota do firmware

Suportar funcionalidades de rede inteligente:

- Monitorização da qualidade de tensão/energia.

É assumido que o contador tem a funcionalidade conforme descrito no processo de consulta.

Estes requisitos incluem os seguintes aspectos:

- Dados recolhidos de 30 em 30 minutos
- Registos de *time of use* (ToU)
- Medição de dados de importação e exportação de energia reactiva medida
- Monitorização da qualidade de tensão/energia
- Interruptor operável remotamente incorporado para activação / desactivação (apenas para contadores monofásicos)
- Capacidade de limitação de carga
- *Firmware* actualizável
- Encriptação forte
- Capacidade de armazenamento de dados no contador pelo período de tempo acordado
- Tempo de vida do contador, tipicamente entre 15-20 anos.

Para efeitos da análise custo-benefício é considerado que todos os custos incrementais associados à interface das comunicações local, também conhecidos com *Home Area Network* (HAN), serão contabilizados separadamente e não como parte integrante das funcionalidades.

VI.4 Comunicações

As comunicações são uma área com um número considerável de desafios, e por essa razão foram um dos principais focos dos ensaios. As questões das comunicações foram abordadas em detalhe no relatório *Technology Trials Findings Report (CER/11/080b)*.

O PLC reúne os requisitos de desempenho e funcionais necessários sendo geralmente visto como o sistema com o menor custo total. Porém, fora das cidades as autoridades irlandesas consideram o seu custo de implementação proibitivo.

Na Europa um terço dos clientes vivem em zonas rurais, zonas estas que não são rentáveis para PLC. Estes clientes irão necessitar de uma solução *wireless*. Tais soluções *wireless*

são geralmente baseadas na área de rede local (LAN) dos serviços públicos locais, baseando as soluções na área isenta de licenças ou utilizando uma infraestrutura móvel pública *wireless*, como o GPRS/3G. Sendo esta última tecnologia uma tecnologia *wireless* omnipresente também foi modelada para todos os clientes num dos cenários. A solução *wireless* LAN (2.4 GHz) para clientes rurais foi também modelada.

Como resultado foram analisados diferentes cenários de implementação, envolvendo diferentes combinações destas famílias de tecnologias de comunicação.

Da análise feita constatou-se que o PLC tem alguns problemas que estão a ser abordados em vários projectos na Europa. O GPRS apresentou um comportamento favorável mas com eventuais problemas de escalabilidade e *future-proofness*. O RF-Mesh funcionou bem em ambiente urbano.

Não está definida ainda qual a solução a usar. O regulador refere em recente consulta (final de 2011) 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.

Na análise custo-benefício efectuada consideraram-se diversas alternativas com as 3 tecnologias acima referidas (PLC, GPRS e RF-Mesh).

A consulta do regulador actualmente em curso sugere que o contador de electricidade deverá funcionar como um *hub* para o contador de gás através da porta HAN específica para *multi-utility*, facilitando assim uma infraestrutura de comunicações comum para electricidade e gás.

A arquitectura actualmente preconizada pelo regulador na sua recente (final de 2011) consulta ao mercado é a seguinte:

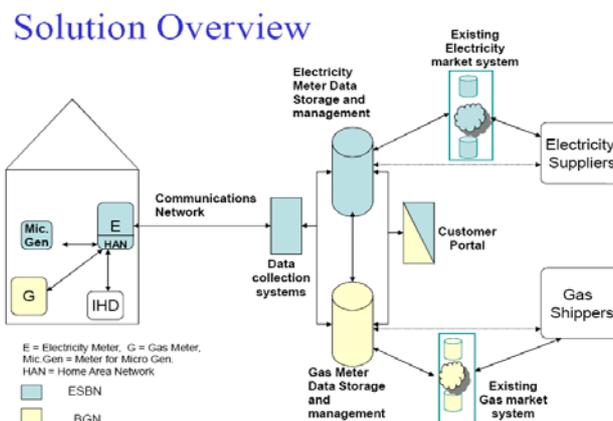


Figura 35: Visão global da arquitectura actualmente em análise na Irlanda.

Fonte: CER.

VI.5 **Experiências sobre comportamento do consumidor (*CBT, Customer Behaviour Trials*)**

Um aspecto particularmente relevante do programa de contadores inteligentes na Irlanda foi a condução do chamado CBT – *Customer Behaviour Trial*³⁴. O CBT irlandês é um dos maiores e estatisticamente mais significativos testes comportamentais face a contadores inteligentes conduzido internacionalmente e proporciona uma rica fonte de informação sobre o impacto de iniciativas proporcionados pelos contadores inteligentes sobre os consumidores. O CBT incluiu análises a diferentes tipos de consumidores, nomeadamente residenciais, pequenas empresas, utilizadores de serviço pré-pago e multi-localização.

Como sistemas de incentivo foram testados os seguintes mecanismos:

1. *Time of Use Pricing* (ToU)
2. Facturação detalhada bimestral (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
3. Facturação detalhada mensal (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
4. IHD
5. Incentivo financeiro para redução de consumo em determinado montante face ao ano anterior
6. Acesso internet à informação.

Os mecanismos 1, 2 e 3 permitiram uma redução de consumo de 2,5% em média e de 8,8% no pico. Os mecanismos 2 e 4 permitiram uma transferência de consumo de pico de 11,3%. Constatou-se que a informação bimestral resultava numa redução muito inferior a informação mensal. A utilização de monitor resultou numa redução ainda mais substancial, mesmo com informação bimestral.

Verificou-se que consumidores com maior consumo registam maior poupança.

Constatou-se ainda mudança para fora das horas de pico (horas após-pico) e para a noite.

Verificou-se que 82% dos participantes reportaram alterações de comportamento e 74% reportaram alterações inclusivamente significativas.

³⁴ "*Customer Behaviour Trials Findings Reports, Electricity, CER/11/080a*", de Maio de 2011

O IHD foi considerado importante para transferência da hora de pico por 91% dos consumidores.

O mecanismo de incentivo financeiro teve uma taxa de sucesso baixa (58%).

As residências associadas a consumidores com níveis de literacia mais elevados obtiveram maiores poupanças. No entanto tal foi considerado como devendo-se ao facto de corresponderem a habitações com mais elevado níveis de consumo e não ao nível de literacia.

Concluiu-se que a reacção dos consumidores focou-se na resposta aos sinais de preço e não a investimentos em melhorias de eficiência energética na residência.

VI.6 **Análise custo-benefício (CBA)**

VI.6.1 **Cadeia de valor considerada**

Na análise custo-benefício efectuada na Irlanda os pressupostos, os custos e os benefícios são identificados separadamente para 4 entidades, nomeadamente:

- Operadores de rede de distribuição (ORD)
- Comercializadores
- Clientes
- Produtores.

VI.6.2 **Itens custo e benefício considerados**

Os itens de custo e de benefício considerados para a análise custo-benefício efectuada foram os seguintes para cada um dos intervenientes na cadeia de valor:

Operador de Rede de Distribuição:

- Custo de investimento
 - Contadores inteligentes (PLC, RF Mesh, GPRS)
 - Instalação de contadores
 - Resolução de problemas técnicos na instalação
 - Infraestrutura de Comunicações
 - Sistemas IT
 - Gestão de projecto e programa (desde estudo de soluções a *roll-out*)

- Custos Operacionais
 - Custos de comunicações
 - Custos anuais de IT
 - Centro de operações
 - Substituição de contadores com falhas
- Custos com IHD
- Poupança de leituras
- Poupanças com o Programa de Substituição Contadores
- Poupanças com operações sobre os contadores e visitas aos contadores
- Benefícios de Rede Inteligente (custos evitados de reforço de rede, redução de perdas, etc)
- Benefícios de pré-pagamento
- Benefício de redução de fraude.

Comercializador:

- Benefícios de resposta a pedidos de informação e de reclamações
- Custos com a formação do consumidor e campanhas de sensibilização
- Custos de facturação (impressão)
- Benefícios da gestão da dívida e fundo de maneio
- Custos com formação de pessoal
- Custos com os sistemas de IT
- Custos de transacções para pagamento
- Benefícios relacionados com mudança de comercializador
- Benefícios pré-pagamento.

Consumidores:

- Custos e benefícios relacionados com a utilização de energia (poupança de energia e redução de factura por maior concorrência)
- Custos e benefícios não relacionados com a utilização de energia (tempo disponível)

Produtores:

- Adiamento de investimentos
- Redução no sistema de preços marginais por menor procura.

VI.6.3 Pressupostos utilizados na análise custo-benefício

VI.6.3.1 Operadores de Rede de Distribuição (ORD)

Custos de Investimento

Contadores Inteligentes

Contadores baseados em PLC

Os custos de investimento de um contador PLC utilizado na análise custo-benefício são de € 75 para contadores monofásicos e de 105 € para contadores trifásicos. Esta estimativa de custo do operador *ESB Networks* é baseada na aplicação de um desconto de 20% sobre os preços típicos apresentados para o piloto. A mesma é também consistente com o intervalo de preços indicado por um grande número de fornecedores. Foi assumido que um PLC robusto não irá conduzir a um aumento nos custos. Foi confirmado que estes valores eram consistentes com a análise custo-benefício realizada recente na Holanda, assumindo que uma percentagem de desconto como acima referida pode ser alcançada.

Contadores RF-Mesh

Os custos de investimento para este tipo de contadores utilizado na análise custo-benefício são de € 85 para contadores monofásicos e de 115 € para contadores trifásicos. Este custo estimado pelo operador *ESB Networks* baseia-se na aplicação de um desconto de 20% sobre os preços típicos apresentados para o piloto. Também é consistente com o intervalo de preços indicados por grande parte dos fornecedores.

Contadores GPRS/3G

Os custos de investimento no caso dos contadores GPRS/3G são de € 100 para um contador monofásico e € 110 para um contador trifásico. O *business case* inclui modems GPRS/3G a fim de reduzir o risco de obsolescência tecnológica. Este custo estimado baseia-se na aplicação de um desconto de 20% sobre os preços típicos apresentados para o piloto do contador GPRS. Foi ainda adicionado um valor de € 10 para permitir tecnologia 3G adicional no contador. Também é consistente com a gama de preços indicados por grande parte de fornecedores de comunicações e

contadores.

A análise de sensibilidade foi executada para uma opção de custo mais elevado (120 € para os contadores monofásicos e € 130 para os trifásicos), que inclui capacidade 4G LTE (*Long Term Evolution*) no contador como meio de preparação para o futuro e, assim, evitando a necessidade de actualização do módulo de comunicações durante a vida útil do contador.

Instalação

Custos de instalação urbana são estimados em € 48. Este valor inclui o acesso a cerca de metade das residências onde o contador está dentro de casa. Foi confirmado que este valor estava na faixa de custo geral, nomeadamente de € 32 no plano de negócios para o Reino Unido a € 64 na Holanda, que vigoravam na altura em que o estudo da Irlanda foi efectuado.

É assumida uma taxa de re-visitas de 4% devido a questões de acesso. Este valor está em linha com as análises custo-benefício holandesa e húngara.

Devido ao tempo extra de viagem envolvido, tanto para os locais como entre os locais nas zonas rurais, o operador *ESB Networks* estimou que os custos de instalação iriam aumentar para € 72. Este valor inclui a obtenção de acesso a cerca de metade das residências onde o contador está dentro de casa. A taxa de instalação para uma PME é de € 110 assumindo que 90% destes clientes têm contadores dentro das instalações e que muitos destes contadores terão problemas de acesso. Além disso 50% têm um contador trifásico e mais 10% têm um contador CT conectado, o que requer mais trabalho. Uma parte significativa destas instalações terá que ser realizada a um custo extra fora do dia de trabalho normal.

Resolução de problemas técnicos na instalação

Durante o CBT foram registados mais de 4 000 relatórios sobre o estado da interface do contador nas instalações. Com base nestes relatórios a *ESB Networks* estimou que, a fim de permitir a instalação e operação dos contadores inteligentes, terá que ser considerado trabalho adicional para resolver os problemas técnicos em 3 a 5% de todas as instalações. Este trabalho inclui a substituição de portas em falta nas caixas dos contadores, a actualização dos cabos dos contadores para o quadro de distribuição de clientes, realocação de contadores, fusão de combinações de multi-contadores e resolução de outros problemas técnicos e de segurança que se

encontram na interface técnica. A *ESB Networks* estima um custo de trabalho de cerca de € 30 milhões ou € 12 por instalação, parte do qual será transposto para o cliente.

Infraestrutura de Comunicações

PLC LAN

Esta solução só foi modelada para clientes em cidades. No caso de clientes urbanos haverá um concentrador de média tensão por subestação.

A implementação completa da região com 40 000 concentradores cobriria clientes urbanos residenciais e PME. 20 000 destes concentradores estariam em postes que requerem equipamento extra para a sua montagem. O custo do concentrador de dados, a sua instalação e colocação em serviço é assumido como sendo € 880. Com uma média de 44 contadores por concentrador este valor resulta em cerca de € 20 por cliente.

Os custos são baseados na aplicação de um desconto para as tecnologias e para os preços recebidos para os testes. Além disso, estes preços estão dentro do intervalo de custos incluídos na análise custo-benefício da implementação na Holanda e da Suécia. Para efeitos da análise custo-benefício supõe-se também que o módulo de comunicações WAN se assume como GPRS. Além disso, também foi assumido que este módulo será substituído uma vez na vida útil do concentrador de dados.

LAN Wireless

Com base na experiência do ensaio de rede *wireless* utilizando uma licença actualmente isenta para clientes rurais, a *ESB Networks* assumiu que, utilizando 10 repetidores, cada coletor de dados poderia servir 150 clientes em áreas rurais. Os coletores de rede tendem a ser significativamente mais caros do que os concentradores de dados.

Além da instalação dos coletores de dados, seria igualmente necessário um número significativo de repetidores. Além da instalação e colocação de coletores de dados, são também incluídas visitas para ajustamentos para ajudar na decisão sobre os locais onde os repetidores serão colocados. O custo do coletor de dados, a sua instalação e colocação, fornecimento e montagem de 10 repetidores (em postes) e as visitas de re-ajuste normalmente associadas a esta rede *wireless*, poderá resultar na ordem dos 6 000 € por bloco de dados do coletor ou aproximadamente € 40 por

cliente. Os custos são baseados na experiência reunida durante os ensaios, discussões com fornecedores de comunicações e contadores e aplicando um desconto nas tecnologias e nos preços recebidos aquando do ensaio. É também assumido para a finalidade da análise custo-benefício, que o módulo de comunicações WAN assume-se como GPRS. Além disto, é também assumido que este módulo será substituído uma vez na vida do concentrador de dados.

Sistemas IT

Há uma série de sistemas de IT que a *ESB Networks* necessita que sejam introduzidos de modo a implementar uma infraestrutura de contadores inteligentes. Estes incluem sistemas de recolha de dados *head-end*, sistema de gestão de dados dos contadores (MDMS), sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) e actualizações do sistema de mercado, actualização do *hub* e implementação do sistema de gestão.

Sistemas Head End

Trata-se do sistema e *software* que gerem a infraestrutura de comunicação e comunicação bidirecional segura com o contador inteligente. Também inclui os *routers*, *firewalls*, aparelhos Radius, segurança e servidores de *Head End* necessários para ligar os concentradores de dados e contadores de GPRS aos sistemas de *Head End*. Os sistemas *Head End* também incluem *Crypto-Servers* para gestão de chaves de encriptação e armazenamento intermediário. Os custos associados à implementação de cada *Head End* também incluirão licenças, os custos de hardware e ambos os custos de fornecedores e da implementação do negócio. O custo incluído na análise custo-benefício foi de € 4,6 milhões. Dada a incerteza associada com os custos de licença, foi também realizada uma análise de sensibilidade utilizando como custo inferior € 3,9 milhões.

Sistema de Gestão de Dados de Contadores (MDMS)

Este sistema está no centro da infraestrutura de IT da contagem inteligente. É o repositório permanente de dados. Este sistema aceita dados e eventos, processa-os, e passa-os para outros sistemas. Processa também os dados em termos de validação, estimativa e edição. Caso seja necessário, irá incluir a agregação de dados. Os servidores de interface implementam os protocolos e serviços que

permitem que o MDMS comunique com os diferentes *Head End*. Os dados de perfil de consumo são armazenados em bases de dados com capacidade de processamento rápido. Os custos associados à implementação de um MDMS incluem licenças, os custos de hardware e custos com fornecedores e implementação de negócio. O *hardware* e infraestrutura do servidor serão componentes importantes da solução, dada a escala de processamento de dados e armazenamento associados à contagem inteligente. Os custos incluídos na análise custo-benefício são de € 11,4 milhões. Dada a incerteza associada aos custos do fornecedor, foi realizada uma análise de sensibilidade a uma gama de custos MDMS, com um limite inferior de € 9,4 milhões, e limite superior, de € 12,4 milhões.

Sistema Enterprise Resource Planning

O ERP é um sistema que é utilizado pela *ESB Networks* para a gestão de contadores, operações dos contadores, recolha de dados, operações MRSO (*Meter Reading System Operator*) e a produção e gestão de toda esta informação para o mercado de electricidade. Estes procedimentos exigem melhorias nos principais *softwares* para lidar com os novos processos e funcionalidades da contagem inteligente. Esta actualização será significativa havendo a necessidade de um programa de ensaios de grande dimensão. Além disto, também terá que se realizar a integração do sistema de gestão de dados do contador. Os custos incluídos na análise custo-benefício são de € 6,5 milhões.

Portal Web

Este sistema vai proporcionar ao cliente um acesso direto e seguro a todos os seus dados de consumo detalhados. Os comercializadores, de acordo com as permissões fornecidas pelos clientes, também poderão obter os dados do perfil detalhado que necessitem através deste portal. A ampla expansão da funcionalidade do portal ainda não foi decidida. Este portal poderia também proporcionar um meio para os clientes registarem o IHD e outros dispositivos HAN.

Existem também exemplos de outras implementações onde o portal é utilizado como o canal para adoptar e gerir a transferência de preços, resposta à procura e outras mensagens dos comercializadores aos contadores, entre outros. Os custos associados ao referido portal incluem a implementação e serão determinados em função das funcionalidades. Em diversas implementações de portais têm sido

cotados valores numa gama entre € 600 mil e € 8 milhões. Para efeitos da análise custo-benefício foi assumido € 2 milhões.

Sistemas de Segurança

A segurança do sistema será considerada no projecto desde o primeiro dia. A segurança será uma questão-chave em todas as fases do projecto. Processos, componentes e aplicações que não atendam a normas de segurança rigorosas não serão aceites. Sendo a segurança parte intrínseca de todos os aspectos do sistema de contagem inteligente e dos processos, e geralmente incluída no custo destes sistemas na análise custo-benefício, haverá algumas aplicações adicionais específicas e hardware necessário para apoiar as questões de segurança. Estes sistemas incluem crypto servidores, bem como a implementação de suporte de segurança específica. Para efeitos da análise custo-benefício foi utilizado o valor de € 350 mil.

Logística de Implementação e Gestão de Materiais

Dada a escala e questões únicas associadas com sistemas de contagem inteligente, será necessário gerir a implementação de contadores no terreno (*roll-out*), materiais/equipamentos e logística. Poderá ser necessário um sistema para facilitar o planeamento de trabalho e visualização do progresso. Os ensaios e certificação dos contadores também terão que ser suportado por este sistema. Os custos para esta actividade e sistemas são € 4,5 milhões.

Programa e Gestão de Projecto

Gestão do Programa geral

A contagem inteligente é um complexo e longo programa, e para assegurar a sua elaboração uma vasta equipa terá que ser criada. Considera-se que o programa na sua globalidade durará sete anos sendo o programa faseado. Os custos, tanto para o programa como para as várias etapas do projecto, foram estimados pela *ESB Networks* e comparadas com custos de programas de contagem inteligente similares, especialmente os existentes na Austrália. Na revisão, os custos estavam no limite superior do intervalo. Os custos incluídos na análise custo-benefício são aqueles estimados pela *ESB Networks*. O próprio programa pode ser dividido em etapas/fases com conjuntos definidos de actividades. Estas etapas incluem:

- Design e Contratos

Esta etapa envolve a definição detalhada de requisitos, desenho, planeamento e especificação. Esta será seguida por um extenso processo de selecção e aquisições para todas as partes do sistema de contagem inteligente. Assume-se que o trabalho teria início em meados de 2011 e terminaria no quarto trimestre de 2012.

- Teste, Instalação e Pré-implementação

Esta etapa envolve o projecto detalhado com a solução selecionada. Este será seguido por um extenso programa de testes para os contadores e as tecnologias de comunicação. Esta etapa inclui também a entrega do MDMS e actualizações para sistemas de IT existentes. Ensaaios *end-to-end* e a instalação de um bloco de contadores inteligentes com a finalidade de testes de carga são as últimas actividades desta fase. Supõe-se que este trabalho terá início no primeiro trimestre de 2013 e termina no quarto trimestre de 2014.

- Implementação completa

A fase de implementação é a fase do projecto onde são instalados os contadores. É assumido que este trabalho começa no 3.º trimestre de 2014 e continua até ao final de 2017. O âmbito das actividades inclui a criação de organização, sistemas e processos para gerir a implementação completa. Terá então lugar a implementação dos contadores e infraestrutura das comunicações. Além disso, haverá melhoramentos em curso nos sistemas de IT. Esta etapa vai incluir a redução das leituras dos contadores e processos manuais, e o estabelecimento de todos os novos processos de negócios em torno dos contadores inteligentes.

Os custos globais incluídos na análise custo-benefício para o projecto e a gestão do programa incluem os seguintes aspectos:

- Gestão global do programa - € 17,4 milhões
- Fase de concepção e aquisição - € 6,7 milhões
- Instalação de teste e de pré-implantação - € 3,5 milhões
- Desenvolvimento
 - Fase inicial - € 4,1 milhões
 - Fase implementação completa - € 21 milhões
- Programa total e os custos do projecto – cerca de € 53 milhões.

Dadas as incertezas associadas ao programa e custos de gestão de projecto, foi realizada uma análise de sensibilidade utilizando como limite inferior, € 45 milhões, e limite superior, € 58 milhões.

Custos Operacionais

Custos de Comunicações

Custos correntes com a infraestrutura de comunicações PLC

Trata-se de custos compostos pelo custo de manutenção e reparação do hardware das comunicações e as tarifas dos dados associados ao *back-haul*³⁵. Foi assumida uma taxa de reposição anual para os concentradores de dados de 1,5%. Isto dá um custo típico anual de € 464 mil para inclusão na análise custo-benefício. Assumiu-se também que para as comunicações *back-haul* existiria um módulo GPRS no concentrador. Haverá encargos anuais com dados a serem pagos associados com o *back-haul* do concentrador de dados. Este valor depende da quantidade de dados / número de mensagens que foi assumido que o concentrador de dados iria enviar. Com base no volume de dados antecipado, experiência do ensaio e ao estimar a provável gama de encargos dos operadores móveis, assumiu-se que haverá um encargo típico anual de € 50 por concentrador.

Custos correntes com a infraestrutura de comunicações RF

Para coletores de dados e contadores assumiu-se uma taxa de substituição de 3%`ao ano, o que corresponde a um custo anual de € 211 mil. A *ESB Networks* assumiu que haverá um módulo GPRS/3G no coletor para as comunicações *back-haul*. Haverá encargos anuais a serem pagos, associados ao *backhaul* do coletor de dados. Este valor depende da quantidade de dados / número de mensagens que se assumiu que o concentrador de dados iria enviar. Com base no volume de dados antecipado, experiência do ensaio e ao estimar a gama provável de encargos dos operadores móveis, assumiu-se que haverá um encargo típico anual de € 50.

³⁵ Na terminologia irlandesa, *backhaul* refere-se à infraestrutura de comunicações entre o concentrador e o sistema central de dados.

GPRS / 3G Medidor de custos de comunicação

Para contadores instalados com GPRS/3G, a *ESB Networks* estimou, baseando-se na experiência do piloto e na discussão com fornecedores de serviços de comunicações móveis, que os encargos anuais poderiam ser cerca de € 10 por contador. Este valor é mais do dobro do declarado na avaliação no Reino Unido (€ 4,80). No entanto, a comparação directa destes custos pode não ser possível devido à potencial diferença tanto na funcionalidade como no cenário competitivo para serviços de comunicações na Irlanda e no Reino Unido. Dada a incerteza em torno destas estimativas, foram incluídos € 10 na análise custo-benefício com uma análise de sensibilidade em torno de € 5 como menor custo.

Custos anuais de IT

Os custos anuais de IT têm vários elementos. Estes incluem a licença de suporte e melhorias para os diferentes pacotes de software. O custo anual de € 2,3 milhões até € 2,6 milhões ao longo da vida do programa foi incluído na análise custo-benefício. Além disso, haverá uma quantidade significativa de dados a serem armazenados. No *business case* foi considerado aproximadamente € 0,7 por cliente.

Centro de operações

Este centro abrange a actividade em curso que irá dar apoio a todos processos de negócio dos novos contadores inteligentes. Esta actividade irá também garantir que a infraestrutura da contagem inteligente se encontra a funcionar com os níveis de desempenho exigidos. Esta área também incluirá aplicações de suporte, infraestrutura e a gestão de segurança de dados. A *ESB Networks*, estimou, com base nas discussões com algumas empresas na área da energia, que seria necessário um funcionário por 100 000 clientes com base em leituras mensais para cobrir as operações de negócio. Dado que a equipa teria que lidar com os dados de perfil diário, em vez de registos mensais, terá que se aumentar o rácio exigindo cerca de 30 funcionários para gerirem as operações de negócio e as infraestruturas de comunicação. Além disso, seria necessária uma equipa para fornecer aplicações de suporte, infraestruturas de apoio e gerir a segurança de dados e da infraestrutura. Esta equipa seria composta por 10-15 pessoas. Os custos do centro de operações incluem não só o pessoal desta actividade, mas também despesas gerais, tais como instalações, formação, telefone e sistema de IT do escritório, etc. Haveria uma redução dos recursos associados no caso de uma

implementação parcial ou uma implementação completa com GPRS/3G. Os seguintes os custos foram associados ao Centro de Operações:

- Centro de Operações de Rede e Negócio (PLC / RF) € 5 166 mil
- Centro de Operações de Rede e Negócio (PLC / GPRS) € 4 770 mil
- Centro de Operações de Rede e Negócio (GPRS) € 4 233 mil.

Substituição de Contadores Inteligentes com defeito

Para o caso da substituição dos contadores inteligentes com defeito, foi assumida uma taxa de reposição anual de 1% para contadores inteligentes, o que dá um custo total de € 5,7 M por ano.

Custos relacionados com *In-Home Display* (IHD)

Esta secção considera os custos associados à entrega de um *In-Home Display* a todos os clientes residenciais, como parte da implementação de contadores inteligentes.

Neste caso, as seguintes hipótese foram colocadas:

1. Os IHD serão fornecidos ao cliente pela *ESB Networks* como parte do processo de instalação do contador inteligente.
2. O contador tem incorporado um mecanismo de comunicação HAN para potencializar as comunicações seguras com o IHD.
3. Os requisitos da funcionalidade, design físico ou de desempenho ainda não foram determinados - estes terão um elevado impacto sobre o custo
4. O monitor seria suportado por um ano após a instalação definitiva de todos os contadores, actualmente planeado para o fim de 2018. O pressuposto é que após este período, os comercializadores e outras partes interessadas possam fornecer estes dispositivos e também as informações disponíveis através da IHD, que provavelmente estarão disponíveis via internet através de dispositivos habilitados para estas funções, como *smartphones* e computadores.
5. A funcionalidade extra dos sistemas terá que ser incluída para gerir o IHD, a sua segurança e para dar apoio. Tal também se traduzirá em testes extra.
6. O IHD e o equipamento associado terão que ter o consumo de energia abaixo de 2,6W. A *ESB Networks* estima, com base na sua experiência da CBT, que um IHD adequado custaria cerca de € 40. Além disso, como se assumiu que o IHD será emparelhado com o contador e fornecido ao cliente no momento da instalação, irá aumentar o tempo dispendido nas instalações. Ao implementar o IHD será necessário

também fornecer uma funcionalidade HAN embutida no contador. Isto poderia custar até € 10. O IHD terá também que ter apoio durante a implementação e ainda um ano depois. A análise custo-benefício inclui um subsídio de € 240 mil por ano durante este período. Foi assumido ainda que cerca de 1% de todos os IHD terão que ser substituídos um ano após a sua instalação. Alguns deles poderão ser fornecidos directamente ao cliente, outros exigirão uma visita. Dado que em alguns casos os custos dos IHD estarão cobertos pela garantia do fabricante, foi assumido um custo de € 50 por cada substituição.

Existe um elevado grau de incerteza sobre os custos do IHD uma vez que os requisitos de funcionalidade, design físico ou desempenho ainda não foram determinados. Observou-se que os valores cotados para soluções de IHD em estudos internacionais variam significativamente. No limite inferior, a avaliação de impacto do Reino Unido assumiu um custo total de cerca de € 19 (€ 17,50 para o visor e € 1,50 para o componente HAN). No limite superior, uma estimativa da Holanda na altura do estudo irlandês estimou um custo de cerca de € 60 (incluindo a componente HAN). É importante que uma análise de sensibilidade seja realizada utilizando os custos do IHD. A análise custo-benefício utiliza um intervalo para a análise de sensibilidade de € 20,50 a € 55, com um custo médio de € 37,50 para o IHD incluído na análise custo-benefício.

Cenário contrafactual - Elementos de Custo e Benefício

O cenário contrafactual corresponde aos custos que serão incorridos em caso de uma implementação de contadores inteligentes não avançar. Os custos contrafactuais são divididos em grupos, nomeadamente:

- Benefícios não obtidos associados à leitura de contadores, substituição de contadores e operações em contadores.
- Benefícios não obtidos associados ao adiar o reforço futuro da rede
- Contadores digitais normais instalados para ligações e contadores tipo *keypad* instalados para pré-pagamento.

Poupança na Leitura do Contador devido à contagem inteligente

A leitura manual do contador base deixará de ser necessária para clientes residenciais. No entanto, ainda pode ser necessário visitar o local para a verificação de questões relacionadas com a protecção/segurança, pelo menos uma vez em cada 2-3 anos. Além

disso, como a *ESB Networks* continuará a ter os custos de leitura manual das PME e das despesas gerais associada a esta actividade. Deste modo, a *ESB Networks* assume que os contadores inteligentes vão possibilitar uma redução de 60% em custos associados à leitura manual. Adicionalmente, todos os custos associados com residências em locais remotos e locais inacessíveis serão poupados. A poupança anual na análise custo-benefício para clientes residenciais é de € 8,4 milhões.

Poupanças com o Programa de Substituição Contadores

Na ausência de uma completa implementação de contadores inteligentes, os contadores mais velhos teriam que ser substituídos. A *ESB Networks* foi adiando o trabalho de substituição de contadores nos últimos anos, antecedendo a implementação dos contadores inteligentes. A *ESB Networks* estimou que o número total de contadores a serem substituídos é de 100 000 por ano nos próximos 5 anos e depois disso de aproximadamente 2% ou 43 200 por ano. O custo médio de substituição de contadores por unidade é de € 115.

Poupanças com Programa de Substituição do Time-Switch³⁶

Este programa tem associado um programa de substituição *Catch Up* – tendo em conta que não houve nenhum programa planeado durante a revisão de preços actual ou anterior. Com o Programa *Catch Up*, 50 mil seriam substituídos em 5 anos. Geralmente a substituição do *Time-Switch* também incluirá a substituição do contador, com os custos unitários de € 140.

Operações do contador e Visitas aos contadores

Estas actividades poderão geralmente ser realizadas remotamente após a instalação dos contadores inteligentes e da infraestrutura. Estas visitas são realizadas pela *ESB Networks*, após o pedido por parte dos comercializadores e são feitas com base na programação regulamentada. Estas incluem leituras especiais para comercializadores, activação e desactivação e troca de contadores devido a alterações tarifárias. Cerca de 35 000 destas operações serão evitados com os contadores inteligentes para clientes residenciais. Isto traria uma poupança anual de € 3,2 milhões em custos de transacção pagos pelos clientes ou comercializadores.

³⁶ As horas a que são aplicáveis as tarifas diurnas e nocturnas são controladas por *time switches* nas instalações dos clientes.

Benefícios de Rede Inteligente

Custos evitados do reforço da rede

A *ESB Networks* estima que, com base no seu programa de investimentos previsto na sub-transmissão e média tensão ao longo dos próximos 10 anos, os seguintes custos podem ser evitados:

- Uma redução de 1% no pico de procura residencial corresponde aproximadamente a € 700 mil por ano.
- Uma redução de 1% no consumo global residencial corresponde a ligeiramente acima de € 1 milhão por ano.

Poupança em redução de perdas no sistema de distribuição

O Sistema de Distribuição tem perdas totais de 8,9%. A redução no pico da procura ou do consumo global também terá um impacto sobre estas perdas. Se estas perdas corresponderem ao perfil de uso implementado na CBT, tomam os seguintes valores.

Tabela 25 – Perdas do sistema distribuição com base no CBT³⁷

Perdas Sistema de Distribuição	Composto	Pico	Resto do Dia	Noite
	8,9%	10,3%	9,4%	7,6

Investigação de reclamações de nível de tensão

O contador pode monitorizar a qualidade da tensão. Actualmente, quando os clientes se queixam de problemas de tensão a *ESB Networks* realiza uma investigação que pode envolver duas visitas - uma para instalar e outra para retirar um instrumento para monitorizar a tensão ao longo de um determinado período de tempo. A *ESB Networks* estima que cerca de 3 000 visitas poderiam ser evitadas todos os anos se os contadores inteligentes tivessem a capacidade para capturar perfis de tensão quando necessário. O custo de cada visita no *business case* é assumido em € 90.

Benefício de Pré-pagamento

O sistema de contagem inteligente suportará uma função de pré-pagamento. Na ausência de uma implementação dos contadores inteligentes o número de clientes que

³⁷ Fonte ESN Networks

optaram pela solução de pré-pagamento vai continuar a crescer. O custo de pré-pagamento (*keypad type device*) e sua instalação é assumido em € 169. Adicionalmente, está incluída uma taxa anual para apoio ao sistema de € 10 por contador.

Benefício de Redução de Roubo e Fraude

Estima-se que o nível de roubo e fraude seja de 0,5%. Assumiu-se ainda que os contadores inteligentes vão reduzir ao longo do tempo os roubos em 30%. Isto levará a uma poupança de mais de € 2 milhões por ano em clientes residenciais após a plena implementação.

Novas Ligações

Como os cenários de contadores inteligentes incluem novas ligações o contrafactual também inclui novas ligações com base em contadores digitais. O número de novas ligações projetadas é baseado nas mesmas projecções da PR3 (*Regulatory Price Review*) até 2015 e depois projecções ESRI. O custo do componente de medição de uma nova ligação incluído na análise custo-benefício é de € 85.

Implementação da Terceira Directiva na ausência dos Contadores Inteligentes

No caso de os contadores inteligentes não serem implementados, a Terceira Directiva de Energia poderia ser interpretada como uma exigência a todos os comercializadores para fornecerem facturação mensal a todos os clientes com base em leituras reais. Tal significa que o Regulador Irlandês terá que:

- Passar de 4 leituras por ano para 12 leituras por ano por cliente
- Ter recursos extras para locais de difícil acesso.
- Ter recursos extras e equipamentos para gerir o trabalho.

Esta alteração irá custar mais € 18 milhões por ano se não forem implementados contadores inteligentes. Estes custos vão surgir a partir de 2020, que é a data assumida para a implementação, e é incluída em três das opções analisadas na análise custo-benefício.

VI.6.3.2 Comercializadores

Cada comercializador foi convidado pela CER a fornecer os seus custos e benefícios para três diferentes opções:

- Opção 1: Facturação bimestral. Esta opção pressupõe a implementação nacional de contadores inteligentes, mantendo a frequência de cobrança actual bimestral.
- Opção 2: Facturação mensal. Esta opção pressupõe a implementação nacional de contadores inteligentes, enquanto aumenta a frequência de facturação para mensal.
- Opção 3: Sem contadores inteligentes / facturação mensal. Esta opção é uma variante do contrafactual. Não assume qualquer implementação de contadores inteligentes e assume um aumento da frequência de facturação para mensal (a partir de 2020).

Os custos e benefícios dos comercializadores foram agrupados nas seguintes categorias:

- Benefícios de resposta a pedidos de informação e de reclamações
- Custos com a formação do consumidor e campanhas de sensibilização
- Custos de facturação (impressão)
- Benefícios da gestão da dívida e fundo de maneio
- Custos com formação de pessoal
- Custos com os sistemas de IT
- Custos de transações para pagamento
- Benefícios relacionados com mudança de comercializador
- Benefícios Pré-pagamento.

Pedidos de Informação e Reclamações

A análise custo-benefício inclui uma redução entre € 0,75-1,00 por ano por cliente no custo da gestão das informações a clientes e reclamações para a opção de facturação bimestral. Esta redução pode ser atribuída principalmente à eliminação virtual de facturas estimadas e às questões e reclamações associadas. No entanto, é reconhecido que a introdução de tarifas por tempo de uso e facturação mais detalhada pode inicialmente resultar num aumento do número e complexidade das chamadas com dúvidas, mas que estas, provavelmente não se irão manter durante muito tempo pois os clientes em breve se adaptariam às novas tarifas e à respectiva facturação.

Formação do Cliente e Campanha de Sensibilização

A análise custo-benefício inclui um custo incremental de € 1,11 por cliente para a sua formação e custos relacionados com as campanhas de sensibilização durante a

implementação. Este equivale a um total de € 2,8 milhões ao longo dos quatro anos de implementação dos contadores inteligentes (2014-17), imputado a cada ano conforme as taxas percentuais assumidas de instalação do contador para estes anos (20/30/30/20), sem custos adicionais incorridos posteriormente.

Custos de Impressão de Facturas

A análise custo-benefício inclui um custo incremental até 3,12€ por ano por cliente relativo à impressão de seis páginas a cores adicionais a serem incluídos em cada conta.

Benefícios de Gestão da Dívida

A análise custo-benefício inclui um benefício até 0,37 € por ano por cliente pelo melhoramento da gestão da dívida, tanto para as opções de cobrança bimestral como mensal. Este benefício pode ser atribuído principalmente à maior precisão e conteúdo detalhado de informações de facturação a ser recebida pelos clientes, o que deve ajudá-los a gerir melhor as suas despesas de electricidade e, assim, reduzir as questões suscitadas pela dívida e os custos do comercializador associados com a gestão e recuperação desta dívida.

Fundo de Maneio

Poupança no fundo de maneio foi excluída da análise custo-benefício, pois representa uma transferência dos consumidores para os comercializadores, em vez de uma poupança líquida.

Custos de Formação com Pessoal

A análise custo-benefício inclui custo incremental de zero para os custos de formação adicionais com pessoal no caso das três opções.

Custos dos Sistemas de IT

A análise custo-benefício inclui um custo de € 9 milhões por comercializador para as despesas de investimento (CAPEX) necessários para novos ou actualização dos sistemas de IT existentes, de forma a lidarem com mais fluxos de dados de consumo a serem processados, tarifas por tempo de utilização e fornecer aos clientes com mais consumo informações detalhadas dos custos (a declaração de uso de electricidade nos

ensaios CBT foi utilizada pelos comercializadores como um guia para o desenvolvimento de seus custos).

Os € 9 milhões por comercializador correspondem a um total de € 27 milhões para os três comercializadores.

A análise custo-benefício também inclui um custo incremental para o comercializador de € 0,8 milhões por comercializador por ano para os custos operacionais (OPEX) relacionados com a operação e manutenção destes novos sistemas de IT ou com a sua actualização. Isto equivale a um total de € 2,4 milhões por ano com base em três comercializadores. Mais uma vez, um teste de sensibilidade foi realizado na análise custo-benefício para a opção onde os custos operacionais destes sistemas de IT são mais altos ou seja, € 2 milhões por comercializador por ano ou 6 M € no total.

Portal Web

O Regulador Irlandês concluiu que qualquer funcionalidade do portal web para além da solução fornecida pela *ESB Networks* (já incluído na análise custo-benefício no âmbito dos custos de redes) deve ser considerada uma despesa discricionária de negócio e, portanto, não devem ser incluídos na análise para os comercializadores. Assim, é incluído um custo zero para os comercializadores em todas as opções para o *Portal Web*.

Custos com transacções de pagamentos

A análise custo-benefício inclui um custo incremental de € 1,55 por ano por cliente para os custos de transacção adicional para os comercializadores no caso de facturação mensal, uma vez que o aumento da frequência de facturação implicaria um aumento nos custos de transacção de pagamento.

Benefícios relacionados com mudança de comercializador

A análise custo-benefício inclui um benefício no valor de € 0,65 por ano por cliente residencial e € 0,72 por ano por cliente PME, associado a uma redução nos custos de mudança de comercializador para a opção de facturação bimestral.

Benefícios de pré-pagamento

A análise custo-benefício não inclui custos incrementais ou benefícios para os comercializadores relacionados com o custo de clientes em pré-pagamento. Isto deve-se ao facto de uma taxa de penetração de pré-pagamento igual de aproximadamente 18%

ter sido assumida para os cenários contrafactual e de implementação de contadores inteligentes.

VI.6.3.3 Clientes Residenciais e Clientes Empresariais (PMEs)

Custo e benefício relacionado com consumo

O Valor Actualizado Líquido (VAL) dos benefícios residenciais totais relacionados com consumo é de € 180 milhões com cobrança bimestral, € 207 milhões com facturação bimestral e IHD e € 176 milhões com facturação mensais.

O regulador irlandês não assumiu benefícios relacionados com consumo para as PME. Nenhum resultado estatisticamente significativo foi encontrado na CBT. Isto não significa que não haja reacção na procura para as PME, sendo que na prática pode dar-se o caso de o impacto ser pequeno devido ao facto de o estudo ter insuficientes participantes para conseguir detectar os efeitos.

Custos e benefícios não relacionados com consumo

Estes custos incluem os custos de aprendizagem e adaptação aos novos métodos de cobrança e a outros estímulos. Os benefícios devem-se a poupança de tempo devido ao fornecimento de melhores e mais frequentes informações de consumo de electricidade.

Tabela 26 – Custos e benefícios para consumidores residenciais não relacionados com consumo (€ milhões)

<i>Estímulo</i>	Bimestral	Bimestral & IHD	Mensal
Custos			
Custo de tempo dispendido a aprender sobre as novas contas, preços, etc – Residencial	-11.7	-23.3	-13.3
Custo de tempo dispendido a aprender sobre as novas contas, preços, etc – PME's	-4.6	-4.6	-4.6
Benefícios			
Benefício de poupança de tempo em reclamações - Residenciais	2.8	2.8	2.8
Benefício de poupança de tempo em reclamações – PME's	0.9	0.9	0.9
Benefício de poupança de tempo a analisar e reportar leituras de contadores	23.2	23.2	23.2
Benefício Líquido	10.5	-1.1	8.9

VI.6.3.4 Produtores

O regulador irlandês modelou duas fontes de benefícios líquidos associadas ao segmento de mercado de geração (produção de energia): adiamento de investimentos de capacidade devido a carga de pico reduzida e o efeito da redução ou horários deslocados na procura residencial no SMP (sistema de preço marginal).

Os benefícios de geração de investimento diferido na capacidade e redução de SMP totalizam entre € 97 milhões e € 144 milhões, dependendo do estímulo informativo assumido.

VI.6.4 Cenários

Foi selecionado um conjunto de opções para análise, com base em combinações de opções de tecnologias e estímulos informativos. As dimensões incluídas para a tecnologia das comunicações são PLC-RF, PLC-GPRS ou GPRS apenas. Dimensões informativas são a frequência de facturação utilizada com a contagem inteligente (bimestral ou mensal), se um IHD é implementado ou não e se a facturação mensal é necessária, bem como fornecida em conjunto com a implementação da contagem inteligente. A Tabela 27 resume as opções testadas.

Tabela 27 – Lista de Opções testadas na CBA

Opção	Linha Base de Facturação	Cenário de Facturação	Comunicações	<i>In-Home Display</i>
Opção 1	Bimestral	Bimestral	PLC-RF	N
Opção 2	Bimestral	Bimestral	PLC-RF	Y
Opção 3	Bimestral	Mensal	PLC-RF	N
Opção 4	Bimestral	Bimestral	PLC-GPRS	N
Opção 5	Bimestral	Bimestral	PLC-GPRS	Y
Opção 6	Bimestral	Mensal	PLC-GPRS	N
Opção 7	Bimestral	Bimestral	GPRS	N
Opção 8	Bimestral	Bimestral	GPRS	Y
Opção 9	Bimestral	Mensal	GPRS	N
Opção 10	Mensal	Mensal	PLC-RF	N
Opção 11	Mensal	Mensal	PLC-GPRS	N
Opção 12	Mensal	Mensal	GPRS	N

VI.6.5 Principais resultados da análise custo-benefício

Resultados Globais da Análise Quantificável

- Os valores actualizados líquidos (VAL) totais estimados para as 12 principais opções de implementação nacional da contagem inteligente na electricidade foram em geral positivos e muitas vezes substanciais (Tabela 28)
- Estes VAL positivos continuam sólidos mesmo no intervalo de análises de sensibilidade realizadas (ver Anexo 7)
- Se estes resultados fossem corroborados numa implementação contagem inteligente real, o projecto traria benefícios líquidos substanciais para a Irlanda, em comparação com o caso de cenário base (contrafactual).

Tabela 28 – VAL total por Opção

Opção	Linha Base de Facturação	Cenário de Facturação	Comunicações	In-Home Display	VAL (€m)
Opção 1	Bimestral	Bimestral	PLC-RF	N	174
Opção 2	Bimestral	Bimestral	PLC-RF	Y	170
Opção 3	Bimestral	Mensal	PLC-RF	N	26
Opção 4	Bimestral	Bimestral	PLC-GPRS	N	135
Opção 5	Bimestral	Bimestral	PLC-GPRS	Y	131
Opção 6	Bimestral	Mensal	PLC-GPRS	N	-13
Opção 7	Bimestral	Bimestral	GPRS	N	-33
Opção 8	Bimestral	Bimestral	GPRS	Y	-37
Opção 9	Bimestral	Mensal	GPRS	N	-181
Opção 10	Mensal	Mensal	PLC-RF	N	282
Opção 11	Mensal	Mensal	PLC-GPRS	N	242
Opção 12	Mensal	Mensal	GPRS	N	74

A figura seguinte apresenta esta informação graficamente (DLC, *Distribution Line Carrier*, corresponde a PLC).

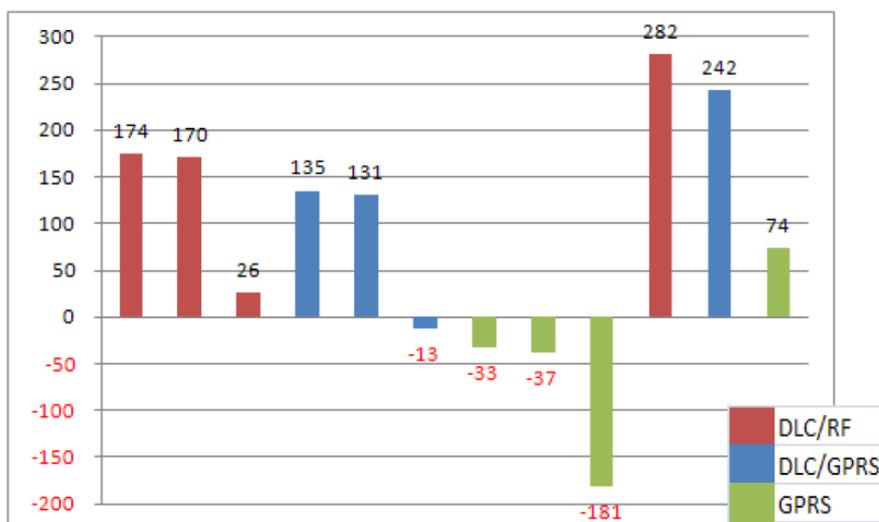


Figura 36: Resultado VAL (m €) em função da tecnologia de comunicação.
Fonte: CER.

Tecnologias de Comunicação (WAN)

- *Power line carrier (PLC) / Radio frequency (RF)* mostram benefícios líquidos mais elevados do que as outras tecnologias examinadas, embora a diferença para o PLC / GPRS possa depender das suposições de valores de parâmetros-chave.
- A atratividade das comunicações GPRS depende fortemente do custo assumido dos serviços de rede. Depende também, em menor medida, da percepção da necessidade de garantir o futuro da tecnologia de comunicações do contador para continuar a operar no operador móvel comercial genérico até 2032.

Estímulos informativos

- Facturação bimestral, sem *In-Home Display (IHD)* exibe de forma consistente o maior VAL total, mas a margem é de apenas € 4 milhões quando comparado com a próxima melhor opção (facturação bimestral com IHD).
- Os méritos relativos dos diferentes estímulos informativos provaram ser bastante sensíveis ao intervalo da tarifa escolhida, com o IHD exibindo uma redução substancial do VAL e a facturação mensal mostrando um grande aumento.
- Isto sugere que se deve ser cauteloso ao basear a decisão sobre a escolha dos estímulos na implementação (*roll-out*), apenas com base nas estimativas de benefícios quantificáveis.

Análises de sensibilidade

- Fontes importantes de variação do VAL estimado surgiram de suposições sobre o padrão de resposta esperado relativamente à procura residencial (*demand response*), o nível de OPEX adicional para o sistema de facturação por parte dos comercializadores e custos de rede, tais como o custo de contadores, instalação do contador e IHD.

- A maioria dos outros testes de sensibilidade sobre os itens de custo da rede mostraram efeitos reduzidos,
- A viabilidade do projecto não parece ser particularmente sensível à taxa de desconto assumida de 4%.

Benefícios sociais pela redução das emissões de gases de efeito estufa

- Até o final do período da análise custo-benefício, estimam-se reduções anuais de emissões CO₂ no valor de 100-110 mil toneladas e de emissões de SO₂ entre 117-129 toneladas.
- O valor das emissões de CO₂ é assumido como estando incluído nos preços da electricidade, e desta forma não é adicionado na estimativa de poupança da análise quantificável.

VI.6.5.1 Resultados da análise custo-benefício para os diferentes intervenientes

Componente do Operador de Rede de Distribuição (ORD)

A componente do ORD no VAL é geralmente negativa. O investimento substancial em contadores, comunicações, instalação e gestão do projecto supera a poupança alcançada em elementos como por exemplo, o custo evitado em leitura manual de contadores (por exemplo, CAPEX tardio, devido ao reduzido pico de procura residencial). As únicas opções com VAL positivos são as Opção 10 e Opção 11, que assumem que uma facturação mensal é necessária no caso contrafactual a partir de 2020. O custo adicional acrescentado ao caso base (por exemplo, leituras manuais mais frequentes) manifesta-se como um grande benefício líquido nos cenários de contadores inteligentes.

As opções que incluem comunicações PLC-RF dão origem a um custo líquido menor do que aquelas com PLC-GPRS, e substancialmente menores do que aquelas com GPRS apenas. Este padrão é sustentado também considerando o VAL total, isto é, com toda a cadeia de valor.

Componente do Comercializador

O componente VAL do comercializador tem menos diferenciação por opção, mas também é geralmente negativa ou neutra. Não há diferenças no que diz respeito à tecnologia de comunicações ou entre opções de facturação bimestral com e sem IHD. Quando é utilizada

facturação bimestral (Opções 1-2, 4-5 e 6-7), o CAPEX adicional associado com melhores sistemas de facturação e sensibilização dos clientes e um OPEX extra necessário para executar um conjunto mais complexo de facturas e tarifas, é mais ou menos equilibrado pelas poupanças de menos reclamações e questões dos clientes, menor gestão de dívida incobrável e poupança quando os clientes estão em mudança de comercializadores.

A facturação mensal leva a uma grande redução no VAL, devido à necessidade de imprimir e enviar um maior número de facturas em papel (Opções 3, 6 e 9). Assumindo que no cenário base, a facturação seria também mensal (actualmente na realidade é bimestral) (Opções 10-12), o VAL do projecto melhora devido ao incremento de custos para o cenário base de comparação.

Componente de Produção

Os benefícios líquidos associados com a geração são consistentemente robustos e positivos. As poupanças devido à redução SMP são estimadas em € 72 milhões para todas as opções. Os benefícios restantes, que vêm de reduções na capacidade necessária (entre € 25 milhões e € 72 milhões), variam de acordo com o estímulo em proporção à relevante extensão da redução da procura de pico.

Componente Consumidores Residenciais

Outra fonte de benefícios consistentemente robusta e positiva é a componente relacionada com os consumidores residenciais. Estas poupanças surgem de uma redução no elemento variável das facturas médias previstas para clientes residenciais. As opções que incluem facturação bimestral com IHD, apresentam uma maior contribuição no VAL, porque a redução média nos gastos de energia foi o mais elevado para este estímulo no CBT.

A maioria das opções obtém um pequeno ganho de VAL positivo relacionado com outros efeitos (não relacionados com o consumo) sobre os consumidores. Estes resultados indicam que os custos e benefícios associados com o tempo de utilização do cliente são ligeiramente estáveis: a poupança de tempo relacionado com a apresentação de reclamações e questões, ou com a leitura de contadores, por uma variedade de razões, são ligeiramente maiores para a maioria das opções do que os custos associados com o tempo gasto a aprender sobre a nova contagem, os estímulos informativos e modalidades de cobrança (como relatado na pesquisa de CBT pós-ensaio). As opções com um IHD são ligeiramente piores,

porque os participantes no estudo relataram passar mais tempo na aprendizagem do que nos casos de cobrança bimestral ou mensal.

O estudo refere que para o sucesso da gestão da procura (i.e., do consumo) e projectos de conservação de energia é extremamente importante a sensibilização e participação do utilizador final. A implementação de contadores inteligentes e IHD são elementos chave nesses processos. Quando os contadores inteligentes são acoplados com *home-interfaces* apropriados, os consumidores podem receber indicações de preço com base no tempo de fácil leitura, que irão incentivá-los a reduzir o seu consumo ou a adiá-lo para momentos em que o preço da electricidade é mais baixo. Muitos projectos de demonstração têm acoplado a instalação de contadores inteligentes com *home-interfaces* e preços dinâmicos (e.g., *ESB Projecto Smart Meter*).

Resumo da distribuição do VAL por agente

Figura 37 em baixo retrata a distribuição do VAL total por agente para a Opção 1. Esta tendência é refletida amplamente ao longo das outras opções, com o componente do operador de rede fortemente negativo na maioria das opções (excepto nas Opções onde a leitura manual mensal do contador contrafactual é introduzida) e os componentes de geração e consumo são ambos fortemente positivos. O comercializador e outras componentes dos consumidores permanecem essencialmente marginais para a maioria das opções (excepto opções de facturação mensal para contadores inteligentes 3, 6 e 9, que é amplamente negativo para o comercializador, e as opções de 10-12, que são negativos mas em menor grau).

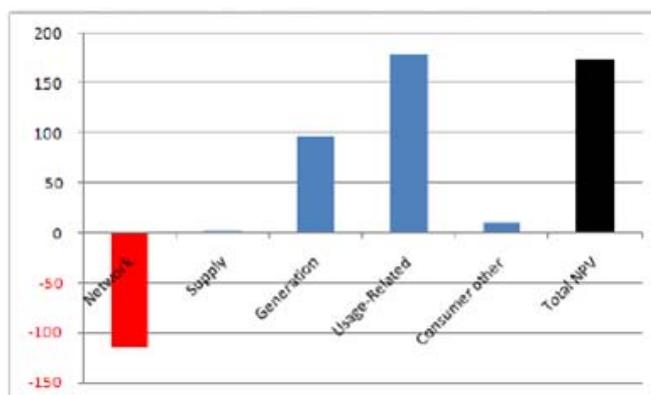


Figura 37: Resultado VAL (m €) por interveniente, na Opção 1

Fonte: CER.



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Tabela 29 – Resumo (em € milhões) por opção para cada um dos intervenientes

Opção	Linha Base de Facturação	Cenário de Facturação	Comunicações	In-Home Display	Benefícios Líquidos (€ milhões)					
					ORD	Comercializador	Produção	Consumidores (relacionado com utilização)	Consumidores (não relacionado com utilização)	VAL
Opção 1	Bimestral	Bimestral	DLC-RF	N	-115	1	97	180	10	174
Opção 2	Bimestral	Bimestral	DLC-RF	Y	-181	1	14	207	-1	170
Opção 3	Bimestral	Mensal	DLC-RF	N	-128	-140	109	176	9	26
Opção 4	Bimestral	Bimestral	DLC-GPRS	N	-154	1	97	180	10	135
Opção 5	Bimestral	Bimestral	DLC-GPRS	Y	-220	1	144	207	-1	131
Opção 6	Bimestral	Mensal	DLC-GPRS	N	-167	-140	109	176	9	-13
Opção 7	Bimestral	Bimestral	GPRS	N	-322	1	97	180	10	-33
Opção 8	Bimestral	Bimestral	GPRS	Y	-388	1	144	207	-1	-37
Opção 9	Bimestral	Mensal	GPRS	N	-335	-140	109	176	9	-181
Opção 10	Mensal	Mensal	DLC-RF	N	58	-64	97	180	10	282
Opção 11	Mensal	Mensal	DLC-GPRS	N	19	-64	97	180	10	242
Opção 12	Mensal	Mensal	GPRS	N	-149	-64	97	180	10	74

VI.6.5.2 Custos e benefícios qualitativos

Há uma série de custos e benefícios potenciais com a implementação nacional de contadores inteligentes de energia elétrica que o estudo considerou muito difíceis de colocar como estimativa quantificável. Esses custos e potenciais benefícios incluem:

- Permitir uma rede elétrica inteligente, ou "*smart grid*", que irá auxiliar a gestão eficiente de produção de energias renováveis no sistema irlandês
- Permitir uma maior incorporação da micro-geração
- Facilitar a implementação de veículos elétricos (EV)
- Permitir contadores inteligentes de gás
- Permitir contadores inteligentes de água.

Por outro lado, para garantir uma análise custo-benefício consistente e robusto foi desenvolvida uma abordagem conservadora que resultou na inclusão de apenas dados consistentes nos custos quantificáveis e benefícios. Isto levou a uma série de exclusões, que são as seguintes:

- Potencial para maiores benefícios relacionados com consumo (redução, alteração de comportamento) e, conseqüentemente, produção.
- Custos de faturação eletrônicos mensais para comercializadores
- Benefícios de cobertura de risco e prêmio de risco para comercializadores
- Benefícios/Custos relacionados com relacionamento com o cliente
- Benefícios relacionados com Concorrência
- Benefícios relacionados com Investimentos do Consumidor.

VI.7 Conclusões

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso irlandês.

Tabela 30 – Quadro resumo para o caso da Irlanda (electricidade)

Irlanda (Electricidade)	
<p>Funcionalidades dos contadores inteligentes</p>	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • existência de informação de 30 em 30 minutos • permitir mínimo de 3 tipos de tarifas (de entrada, de saída, de rede) • mínimo de 12 registos de tarifas • medição de energia entrada e saída • registo de falhas de energia • registo de alertas de violação • eventos / erros no contador • registo de nível de tensão fora dos limites • monitorização de qualidade de tensão e potência • interruptor para operação remota para ligar/desligar • permitir controlo de carga (<i>trip settings</i>) • sensores para permitir <i>reclosing</i> • actualização de <i>firmware</i> • encriptação forte • armazenamento de dados no contador por período de tempo a definir • tempo de vida de 15-20 anos • módulo de comunicações incorporado no contador de electricidade • (funcionalidade para pré-pagos a ser potencialmente definida na fase de desenho)
<p>Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas</p>	<p>Não está definida qual a solução a usar. Regulador refere 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.</p> <p>Na análise custo-benefício foram consideradas diversas combinações com as 3 tecnologias PLC, GPRS e <i>Wireless</i> LAN.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que o contador de electricidade deverá funcionar como um <i>hub</i> para o contador de gás através da porta HAN específica para <i>multi-utility</i>, facilitando assim uma infraestrutura de comunicações comum para electricidade e gás</p>
<p>Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)</p>	<p>Nos pilotos para electricidade (<i>Customer Behaviour Trials - CBT</i>) constatou-se uma redução global de consumo de electricidade de 2,5% e de uma redução de consumo de pico de 8,8%, em resultado de estímulos com tarifas <i>Time of Use</i> (ToU).</p> <p>Informação bimestral resultava numa redução muito inferior a informação mensal.</p> <p>Utilização de monitor resultou numa redução ainda mais substancial, mesmo com informação bimestral.</p>

Irlanda (Electricidade)

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

Como incentivo foram testados os seguintes mecanismos:

1. *Time of Use Pricing (ToU)*
2. Facturação detalhada bimestral (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
3. Facturação detalhada mensal (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
4. IHD
5. Incentivo financeiro para redução de consumo em determinado montante face ao ano anterior
6. Acesso internet à informação

Os mecanismos 1, 2 e 3 permitiram uma redução de 2,5% em média e 8,8% no pico.
Os mecanismos 2 e 4 permitiram uma transferência de consumo de pico de 11,3%.
Consumidores com maior consumo registam maior poupança.
Constatou-se mudança para fora das horas de pico (horas após-pico) e para a noite.

82% dos participantes reportaram alterações de comportamento e 74% reportaram alterações significativas.
O IHD foi considerado importante para transferência da hora de pico por 91% dos consumidores.
O incentivo financeiro teve uma taxa de sucesso baixa (58%).
Residências associadas a consumidores com níveis de literacia mais elevados obtiveram maiores poupanças. No entanto tal foi considerado como devendo-se ao facto de corresponderem a habitações com mais elevado níveis de consumo e não ao nível de literacia.
Reacção dos consumidores focou-se na resposta aos sinais de preço e não a investimentos em melhorias de eficiência energética na residência.

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

Período de análise VAL: 2011-2032
Taxa de desconto de 4% (até 8% nas análises de sensibilidade)
Preço de contadores PLC: € 75-105
Preço de contadores rádio: € 85-115
Preço de contadores GPRS: € 100-110
Custo de instalação: € 48 (urbano), € 72 (rural)
Custo por concentrador PLC: € 880
Número médio de contadores por concentrador PLC: 44
Custo de centro de operações: € 5 milhões
Custo de IHD: € 37,5
Nível de roubo / fraude: 0,5%
Custo de sistemas IT do comercializador: € 9 milhões
Número de novas residências: entre 10 mil e 40 mil, entre 2011 e 2032
4% de revisitas durante o *roll-out*.
18% de consumidores em modo pré-pago
Valor associado ao tempo dos consumidores: €15,68 por hora

Um elevado número de pressupostos adicionais estão incluídos no corpo do texto.



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Irlanda (Electricidade)	
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)	<p>O resultado é positivo no cenário central (+ €174 milhões) e na maioria dos 12 cenários.</p> <p><i>Power line carrier</i> (PLC) / <i>Radio frequency</i> (RF) mostram benefícios líquidos mais elevados do que as outras tecnologias examinadas, embora a diferença para o PLC / GPRS possa depender das suposições de valores de parâmetros-chave.</p> <p>Facturação bimestral, sem <i>In-Home Display</i> (IHD) exhibe de forma consistente o maior VAL total, mas a margem é de apenas € 4 milhões quando comparado com a próxima melhor opção (facturação bimestral com IHD).</p> <p>Os méritos relativos dos diferentes estímulos informativos provaram ser bastante sensíveis ao intervalo da tarifa escolhida, com o IHD exibindo uma redução substancial do VAL e a facturação mensal mostrando um grande aumento.</p> <p>A componente do ORD do VAL é geralmente negativa.</p> <p>O componente VAL do comercializador tem menos diferenciação por opção, mas também é geralmente negativa ou neutra.</p> <p>Os benefícios líquidos associados com a geração são consistentemente robustos e positivos.</p> <p>Outra fonte de benefícios consistentemente robusta e positiva é a componente relacionada com os consumidores residenciais.</p>
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	<p><i>ESB Networks</i> (ORD) será responsável pela aquisição (compra pública) dos contadores, sua instalação e manutenção, de acordo com as funcionalidades e módulo de comunicações definidas. O regulador aprovará as funcionalidades e o processo de aquisição.</p> <p>ESBN também será a proprietária dos contratos para a rede de comunicações e os sistemas de informação (IT/IS) e será responsável pelo seu processo de aquisição (com aprovação do regulador).</p> <p>Relativamente aos IHD a consulta pública em curso deixa em aberto que a aquisição, instalação e manutenção possa ser feita pelo ORD (caso em que será controlado pelo regulador) ou pelo comercializador do consumidor em causa.</p> <p>Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a terceiros, por exemplo para serviços de gestão de energia.</p>
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	<p>Propriedade dos dados é dos consumidores e deve ser passível de ser acessível ao consumidor de forma gratuita (formato nacional harmonizado).</p> <p>Disponibilização eventualmente no mesmo portal de dados para os comercializadores (a ser confirmado na fase de desenho).</p> <p>Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a outros comercializadores para obtenção de propostas comerciais alternativas.</p> <p>Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a terceiros, por exemplo para serviços de gestão de energia.</p>
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que IHD devem ser obrigatórios com a instalação de contadores inteligentes (funcionalidade mínima ainda por definir) e que o IHD deverá ser mantido (falhas e substituição) durante 2 anos sem custo para o consumidor.</p> <p>Consumidores deverão obter os seus dados e informação de consumo via IHD e via documentação com a sua factura.</p>



Estudo sobre contadores inteligentes
de electricidade e de gás natural
Relatório 2E/G: Experiência de outros países

Irlanda (Electricidade)	
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	Consulta do regulador actualmente em curso sugere que facturação mensal não deverá ser obrigatória mas deixada ao critério do mercado. Consulta do regulador actualmente em curso sugere que juntamente com facturação mensal deverá ser obrigatória o envio de documentação sobre consumo de energia.
Protecção de dados pessoais	Consulta do regulador actualmente em curso sugere actualização diária do portal de dados. Adicionalmente sugere que informação deve ser disponibilizada numa óptica "pull and/or push". Disponibilização eventualmente no mesmo portal de dados para os comercializadores (a ser confirmado na fase de desenho). Porta HAN deverá permitir a comunicação com qualquer dispositivo (com capacidade de autenticação) e não apenas o IHD.
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	Consulta do regulador actualmente em curso sugere a obrigatoriedade de tarifas <i>Time of Use</i> (ToU). De acordo com os requisitos do <i>Data Protection Act</i> . Requisito explícito para segurança <i>end-to-end</i> e para protecção de dados. Plano de instalação a ser definido pelo regulador e apresentado no primeiro trimestre de 2012. Em linhas gerais o calendário é actualmente o seguinte: <ul style="list-style-type: none">• Fase 1: Descoberta, Exploração e desenvolvimento de plano de negócio: no primeiro trimestre de 2012• Fase 2: Planeamento, definição de requisitos, processo de compra e selecção: 2012 e 2013• Fase 3: Desenho detalhado, teste de Sistema e pré <i>roll-out</i>: 2013 e 2014• Fase 4: Implementação (<i>roll-out</i>): 2015-2018
Campanhas de informação dos consumidores	Consulta do regulador actualmente em curso sugere que juntamente com facturação mensal deverá ser obrigatória o envio de documentação sobre consumo de energia. Consulta do regulador actualmente em curso sugere campanha de educação e divulgação na fase inicial para utilizadores mais vulneráveis.

CAPÍTULO VII. AUSTRÁLIA – ESTADO DE VICTORIA

VII.1 Enquadramento

O objectivo do Programa de *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) do Governo de Victoria na Austrália é introduzir uma componente mais eficiente e inteligente a nível da operação do sector da electricidade através de:

- Implementação de contadores inteligentes e respectivas infraestruturas de comunicação para todos os estabelecimentos comerciais de pequena dimensão, residenciais em Victoria até ao final de 2013 (*Roll-out* AMI), e
- Entrega de novos serviços AMI preparados para estes clientes (Programa AMI).

Espera-se que esta alteração leve a ganhos de eficiência significativos em toda a indústria, bem como à prevenção de custos futuros. Além disso, a AMI vai permitir que estes clientes tomem decisões com base em melhor informação sobre o seu consumo de energia bem como facilitar o acesso destes a novos preços de electricidade e serviços. O aumento da pressão competitiva no mercado retalhista, combinado com a supervisão reguladora, continuará a garantir que os benefícios do Programa AMI são passados aos clientes. Estes benefícios serão progressivamente concretizados à medida que a AMI é implementada e os novos serviços são disponibilizados.

A análise custo-benefício que originalmente suportou a decisão de *roll-out* da AMI (encomendada em 2005 pelo *Victorian Department of Infrastructure*) foi considerada incompleta e demasiado simplista após uma auditoria realizada pelo *Victorian Auditor-General's Office* (VAGO) em 2009. Em reacção a estas críticas, o DPI (*Department of Primary Industries*) encomendou novas avaliações de custo/benefício ao programa AMI:

- Em 2009 foram realizadas análises separadas para os benefícios (da autoria de uma consultora independente) e para os custos (da autoria de outra consultora)
- Em 2010 foi publicado um relatório da autoria de uma outra consultora que no cenário mais pessimista estimava benefícios de 2.577 milhões de dólares australianos contra custos de 1.813 milhões de dólares (\$2008)
- Em 2011 foi publicado outro relatório resultante de uma análise custo-benefício, realizada por outra consultora.

O estudo mais recente foi realizado com dados mais actuais de custos de implementação e constitui uma actualização que o Governo do Estado de Victoria considerou relevante realizar após as questões que foram levantadas.

VII.2 Programa AMI do Estado de Victoria

O Programa de AMI no estado de Victoria consiste em:

- *Roll-out* da infraestrutura de medição avançada para todas as residências de Victoria e pequenas empresas (nomeadamente aquelas que consomem menos de 160 MWh por ano);
- Um programa de educação do consumidor que explica o Programa AMI;
- Novos processos e sistemas inter-industriais que permitam:
 - Recolha e entrega oportuna de um conjunto de dados precisos de consumo de energia eléctrica medidos a cada meia hora (e produção, se a houver) nas residências ou empresas;
 - Controlo remoto e entrega rápida de serviços ao cliente, tais como reconexões e desconexões;
 - Gestão da procura (i.e., do consumo) por parte dos consumidores facilitada pela disponibilidade de novos acordos de preços (por exemplo, preços que reflectam o período de utilização) e ferramentas de gestão de carga que irão permitir que os consumidores tomem decisões sobre o consumo de energia com base em mais e melhor informação;
 - Novos produtos de comercializadores e outros que apoiam a concretização dos benefícios disponibilizados pelo AMI;
 - Uma nova rede ferramentas de gestão, tais como o conhecimento exacto do desempenho da rede local e aplicação remota de restrições de procura; e
- Dados de consumo em intervalos de 30 minutos disponibilizados no início do dia seguinte
- Novos sistemas, comunicações e infraestruturas de disponibilização de dados que criem benefícios para os clientes e uma maior economia, facilitando novos desenvolvimentos tais como as redes inteligentes.

VII.2.1 Estratégia de *roll-out*

Os distribuidores do estado de Victoria começaram o *roll-out* dos contadores e da respectiva infraestrutura de telecomunicações e TI (Tecnologias de Informação) em Setembro de 2009. Em fins de Maio de 2011 tinham sido instalados 650 000 contadores inteligentes, bem como parte significativa do equipamento de comunicações necessário para assegurar a transmissão dos dados. A maioria do investimento em TI, necessário para suportar o volume de dados associados à contagem inteligente, bem como para gerir e organizar o seu *roll-out*, também foi realizado até fim de Maio de 2011. A Figura 38 ilustra o calendário de *roll-out* de contadores inteligentes estipulado pela legislação. Cada meta percentual representa uma proporção de contadores que devem estar instalados e ser capazes de providenciar leitura remota.



Figura 38: Metas para o *roll-out* dos contadores inteligentes.
Fonte: Victorian Auditor General³⁸

A Figura 38 mostra que é expectável que o *roll-out* dos contadores inteligentes tenha lugar sobretudo a partir de meio de 2011, com mais de 75% (cerca de 2 milhões) de contadores a serem instalados e comissionados ao longo de 30 meses.

A legislação acerca da contagem inteligente estabeleceu também o enquadramento regulatório e o modelo de recuperação de custos durante o período de 2009 a 2015. Os custos deverão ser recuperados ao longo de dois períodos com orçamentos distintos, nos anos 2009-11 e 2012-15. A partir de 2016, os contadores inteligentes serão considerados como parte das bases de activos para remuneração (RAB) sendo tratados de acordo com o disposto nos regulamentos relevantes (*National Electricity Rules*).

³⁸ Victorian Auditor General (2009) 'Towards a Smart Grid – the roll-out of Advanced Metering Infrastructure', disponível online: http://download.audit.vic.gov.au/files/111109_AMI_Full_Report.pdf.

VII.2.2 Experiência adquirida até ao momento

Tal como acima mencionado, a fase de *roll-out* teve início em Setembro de 2009. Os operadores da rede de distribuição serão responsáveis pela instalação dos contadores inteligentes e logo incorrerão na quase totalidade dos custos de *roll-out* dos contadores, bem como numa parte dos custos de implementação do programa de AMI. Os restantes custos de implementação do programa de AMI serão suportados pelos comercializadores.

Os custos e benefícios associados a esta implementação começaram no entanto a ser questionados, em particular no que diz respeito a derrapagem de custos e a uma distribuição equitativa dos benefícios entre os operadores de distribuição e os consumidores. Em particular, o regulador permitiu que os custos dos contadores inteligentes / AMI fossem passados para todos os consumidores, independentemente de terem ou não contador inteligente. Os comercializadores inicialmente colocavam um item na factura para passar e evidenciar os custos com AMI que recebiam dos ORD, sem explicar o que era o AMI, os seus benefícios e os seus objectivos. Em consequência, houve uma forte reacção e oposição a este novo item na factura e ao programa AMI. No entanto, o custo não foi removido, tendo passado a estar incluído na factura do comercializador sem ser itemizado. Por essa razão, o *Department of Treasury and Finance* lançou uma revisão aprofundada do programa. Após a revisão foi decidido que a totalidade de benefícios apenas pode ser obtida após a implementação total no terreno (*roll-out*), pelo que foi reforçada a importância de ter o processo terminado até final de 2013. A revisão procedeu a algumas alterações no programa nomeadamente no que se refere a assegurar os benefícios para os consumidores e ao envolvimento mais activo dos consumidores para melhor compreenderem os contadores inteligentes e as suas vantagens. Em particular ficou evidente a necessidade de clarificar quem tem a responsabilidade de informar os consumidores e de que forma. Inicialmente estava previsto ser o *Department of Treasury and Finance* pelo que nem comercializadores nem ORD assumiram esse papel. Outras alterações no programa incluíram:

- Extensão dos prazos para planos tarifários flexíveis até 2013 de modo a dar tempo aos consumidores para compreender as diversas opções tarifárias

- Subsidiar monitores (IHD – *In-House Displays*) para facilitar os consumidores residenciais a controlar a sua factura energética
- Maior controlo nos custos e derrapagens incorridos pelos ORD durante o processo e implementação de mecanismos de recuperação de custos
- Implementação de maior supervisão governamental
- Providenciar para maior participação de grupos de consumidores através de um *Ministerial Advisory Council*.

VII.3 Funcionalidades

Em 2008, o Governo de Victoria publicou legislação específica (*Orders in Council*) através da qual impôs às empresas de distribuição de electricidade a instalação de contadores inteligentes juntamente com uma infraestrutura de comunicações de suporte, sistemas de IT e processos (*Roll-out AMI*). Na fase inicial do Programa AMI, para além de envolver a instalação de funcionalidades específicas AMI, também se obriga as empresas de distribuição de electricidade a fornecer um conjunto de serviços definidos que beneficiem a comunidade. Foram definidos os seguintes serviços-chave:

- Registo da energia importada ou exportada (leitura) a cada 30 minutos
- Leitura remota dos contadores
- Corte remoto do fornecimento de energia
- Reposição remota do fornecimento de energia.

As funcionalidades e correspondentes níveis mínimos de desempenhos foram definidos tal como ilustrado na tabela seguinte:

Tabela 31 – Funcionalidades do sistema de contagem inteligente

Funcionalidade	Explicação/Requisitos
Configuração do contador	<ul style="list-style-type: none"> - Monofásico simples - Monofásico com capacidade de controlo de carga - Trifásico simples - Trifásico com capacidade de controlo de carga numa única fase - Trifásico com capacidade de controlo de cargas trifásicas - Trifásico ligado através de transformadores de corrente
Metrologia	<ul style="list-style-type: none"> - Os contadores monofásicos deverão ser capazes de efectuar medidas de importação e exportação de potência activa nos respectivos intervalos de medida (30 minutos). - Os contadores trifásicos operarão nos quatro quadrantes (importação e exportação de potência activa e reactiva) nos respectivos intervalos de medida (30 minutos). - Registrar a energia total consumida a partir dos intervalos de medida - A resolução de medida será de 0,1 kWh para a energia activa e de 0,1 kVArh para energia reactiva. - Os dados das leituras em cada intervalo de medida deverão ser armazenados na memória do contador durante um período mínimo de 35 dias - Será possível obter as leituras remota ou localmente - A precisão dos contadores inteligentes não será inferior à dos contadores actualmente existentes - Será possível configurar remota ou localmente se os valores de energia importada (activa ou reactiva) serão armazenados - Em caso de detecção de consumo de energia e o contador estiver programado para não guardar os dados de consumo de energia será emitido um sinal e criado um evento de consumo de energia.
Leitura remota e local	<ul style="list-style-type: none"> -Será possível obter remotamente as contagens de energia acumulada a cada 24 horas - Será possível obter remotamente as contagens de energia referentes a cada intervalo de tempo a cada 24 horas. - Será possível obter localmente a qualquer momento as contagens de energia acumulada e as contagens de energia referentes a cada intervalo de tempo - Será possível obter remotamente as contagens de cada intervalo de tempo para qualquer dia num período mínimo de 35 dias - Além das contagens será possível obter remota e localmente: <ol style="list-style-type: none"> 1. Configurações 2. Hora 3. Data 4. Indicadores de estado 5. Registo de eventos
Corte e reposição de fornecimento de energia	<ul style="list-style-type: none"> -Será possível cortar e repôr tanto remota como localmente o fornecimento de energia -Será possível confirmar o estado do fornecimento de energia tanto remotamente como localmente (indicação visual da posição do interruptor) - O corte e reposição de energia tanto local como remotos darão origem a eventos que serão registados e armazenados - Será possível activar tanto remota como localmente uma função de corte automático do fornecimento caso se verifique uma carga superior a um dado valor imediatamente após uma reposição remota do fornecimento.
Sincronização temporal	<ul style="list-style-type: none"> - A data e hora registadas nos contadores inteligentes não devem diferir em mais de 20 segundos da <i>Australian Eastern Standard Time</i>
Controlo da carga	<ul style="list-style-type: none"> - Será possível ao contador inteligente controlar a ligação e desligação da alimentação de carga monofásica controlável através de um contador dedicado (contador monofásico) ou de um relé de activação de um contador (contador trifásico) - Será possível definir até 5 períodos de ligação e desligação por dia - Será possível utilizar as redes de comunicações associadas aos contadores inteligentes para transmitir indicações a outros aparelhos de controlo de carga na rede.

Funcionalidade	Explicação/Requisitos
Qualidade de serviço	<ul style="list-style-type: none"> - Será possível registar e armazenar até 100 eventos relacionados com qualidade de serviço - Um evento será registado como interrupção quando houver perda de fornecimento de energia ao contador (tensão inferior a 80% da nominal) - Todos os eventos de sub e sobretensões com duração superior a 1 segundo serão registados e armazenados. - Os patamares para definição dos valores aceitáveis da tensão serão programáveis.
Prevenção de fraude	<ul style="list-style-type: none"> - Qualquer tentativa de violação do contador será registada e armazenada como um evento, sendo enviado um alarme para o operador de rede.
Controlo de potência contratada	<ul style="list-style-type: none"> - Os contadores inteligentes (à excepção dos contadores trifásicos com transformadores de corrente) serão capazes de operar em dois patamares de potência <ul style="list-style-type: none"> - Normal e emergência - Será possível realizar a configuração dos patamares de potência local ou remotamente - A duração do patamar de potência de emergência será de 1 a 60 minutos (configurável com resolução de 1 minuto). - Em caso de violação de qualquer um dos patamares de potência, o fornecimento de energia será interrompido sendo automaticamente repostado (religação) após um intervalo de tempo configurável local ou remotamente.
Home Area Network (HAN)	<ul style="list-style-type: none"> - Rede Zigbee em que cada contador terá acoplada uma <i>gateway</i> (<i>Energy Service Portal</i>) capaz de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Suportar até 16 tipos diferentes de aparelhos HAN (diferentes <i>Smart Energy Profiles</i>) 2. Gerir simultaneamente em média 3 aparelhos HAN
Firmware	<ul style="list-style-type: none"> - Será possível realizar actualizações ao <i>firmware</i> dos contadores e concentradores remotamente sem afectar qualquer das funções do mesmos
Comunicação de dados e privacidade	<ul style="list-style-type: none"> - Quer os contadores, quer outros elementos da infraestrutura de contagem inteligente garantirão os níveis de segurança adequados para a prevenção de acesso não autorizado ou modificação de dados.

VII.4 Sistemas de Comunicação e Tecnologias de Informação

Em Julho / Agosto de 2007 foram efectuados testes respeitantes a tecnologia a utilizar para a *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). As tecnologias utilizadas foram *Power Line Carrier PLC*, *Distribution Line Carrier DLC/LON* e *DLC/DLMS*, *RF Mesh* e *GPRS*. Três comercializadores testaram *GPRS*, enquanto os operadores de rede de distribuição testaram as restantes tecnologias. Nos casos *GPRS* tratou-se de experiências com tráfego

real. Todos os contadores instalados pelos comercializadores estão ainda activos actualmente. No caso das experiências efectuadas pelos operadores de rede de distribuição o mesmo não se passou. Ainda em 2007, o *Department of Primary Industries* recomendou que o processo de implementação da AMI passasse para a responsabilidade dos operadores de rede de distribuição.

A instalação dos contadores inteligentes começou em Setembro de 2009. Foram utilizados sobretudo dois tipos de tecnologias de comunicações. O operador SP AusNet baseia o seu sistema na tecnologia WiMax, enquanto os outros operadores quatro operadores (Citipower, Powercor, JEN e UED) utilizam a tecnologia RF Mesh.

A Figura 39 apresenta uma visão geral da AMI preconizada para o Estado de Victoria.

A maioria dos custos associados à implementação da AMI estará associada à aquisição dos contadores inteligentes e sua instalação, estabelecimento de rede de comunicações bidireccional entre os contadores e o "NMS" (Sistema de Gestão da Rede) e o "MDMS" (Sistema de Tratamento de Dados de Contagens). Através da infraestrutura de comunicações, o Sistema de Gestão da Rede garante os seguintes serviços:

- Gestão e acesso remoto aos contadores
- Gestão de eventos e armazenamento de dados auxiliares
- Apoio à manutenção dos contadores (gestão de activos)
- Recolha de dados de contagens
- Transmissão bidireccional de informação acerca de eventos
- Alarmes em caso de falhas de comunicação
- Distribuição de upgrades de firmware para os contadores, modems ou concentradores.

O Sistema de Gestão da Rede inclui ainda funcionalidades de verificação e gestão a interligação entre o IHD e a HAN associada a cada contador, gestão do portal que permite aos clientes ter acesso aos seus dados de consumo a cada intervalo de tempo e possibilita

aos funcionários do *Contact Center* a verificação em tempo real acerca do estado de fornecimento de energia a cada cliente em caso de reclamação.

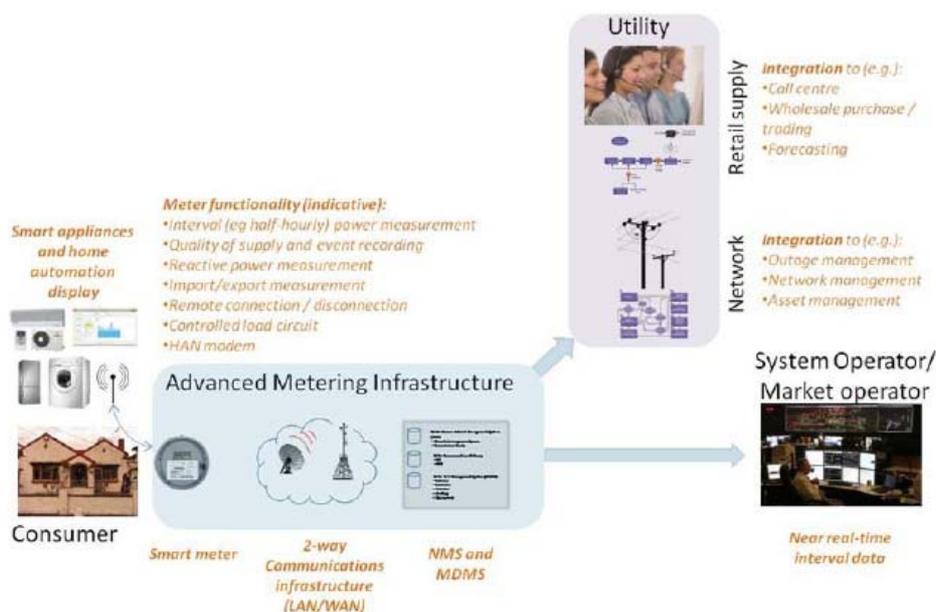


Figura 39: Advanced Metering Infrastructure (AMI) – componentes e funcionalidade.
Fonte: EMCA³⁹.

O Sistema de Gestão de Dados de Contagens realiza as seguintes funções:

- Armazena e valida dados de contagens;
- Armazena informação acerca do consumidor a que cada contador está associado;
- Detecta e gere dados em falta;
- Calendariza e controla a realização de acções remotas;
- Produz dados de substituição (por intervalo de medida e por dia) quando não forem recebidos dados dos contadores inteligentes. Estes dados poderão ser substituídos caso o sistema de Gestão da Rede seja mais tarde bem sucedido na recolha de dados reais;
- Realiza estimativas – projecções de consumo para os consumidores que ainda não têm contadores inteligentes;
- Integra dados relativos a intervalos de medida para fins de facturação;

³⁹ Assessment of AMI cost analysis following AER Draft Determination, August 2011

- Processa dados necessários ao balanço energético final – incluindo leituras reais, substitutas e estimativas para os consumidores que ainda não têm contadores inteligentes;
- Produz dados de contagem para locais não equipados com qualquer contador;
- Integra-se com o Sistema de Gestão de Rede;
- Facilita a modelação de perfis do consumo;
- Processa informação de mercado para os diversos intervenientes.

VII.5 **Análise custo-benefício (CBA)**

No estado de Victoria realizou-se em 2009 uma análise separada dos custos e dos benefícios. Em 2010 e 2011 foram realizadas análises custo-benefícios integradas, tendo-se chegado a conclusões diferentes acerca do interesse económico da infraestrutura de contagem inteligente.

Este relatório foca-se na análise realizada mais recentemente, já que terá os dados mais actualizados além de incorporar a experiência resultante da avaliação da metodologia, pressupostos e conclusões das análises anteriores.

VII.5.1 **Itens custo e benefício considerados**

Na análise custo-benefício da Austrália foram tidos em consideração diversos custos e benefícios que acabaram depois por ser agrupados em categorias para facilitar a leitura dos resultados. Esta categorização não está no entanto associada a um papel na cadeia de valor, ou seja, não se identifica quem é o actor que vai incorrer em custo ou colher benefícios.

Principais Custos

- Custo de Investimento
 - Categoria: Contadores e comunicações
 - Contadores inteligentes

- Instalação de contadores
- Infraestrutura de Comunicações
- Categoria: Sistemas IT
- Categoria: IHD e dispositivos para controlo directo de cargas
- Categoria: Gestão de projecto e programa
- Custos com a formação do consumidor e campanhas de sensibilização
- Custos Operacionais
 - Gestão de dados de contagens
 - Manutenção de contadores
 - Operação e manutenção de tecnologias de informação (IT)
 - Operação de redes de comunicações externas (WAN)
 - Operação de rede de comunicações locais (LAN)
 - Serviço ao cliente (*call center*, resolução de problemas e facturação)
 - Custos com preparação e tratamento de informação requisitada pelo regulador

Principais Benefícios

- Custos evitados directamente pelo programa de AMI
 - Leituras manuais
 - Substituição de contadores convencionais (por outros também convencionais)
 - Substituição de interruptores de controlo directo de carga
- Benefícios associados a maior eficiência operacional
 - Redução da duração das interrupções
 - Redução de custos associados a pedidos especiais de desligação ou reposição do serviço
 - Redução de perdas não-técnicas (fraudes)
 - Limitação dinâmica da potência contratada (através de contrato com consumidor)
- Benefícios associados a novas tarifas e gestão de consumo
 - Redução de consumos de electricidade devido à existência de tarifas multi-horárias

- Redução do investimento em centros produtores e rede devido à transferência de consumo para horas não críticas (resposta a tarifas multi-horárias e à introdução de incentivos específicos para redução de consumos em horas críticas)
- Redução de consumos associada à disponibilização de informação mais rica aos consumidores (IHD, facturação mensal detalhada)
- Redução de pontas de consumo associada ao controlo directo de aparelhos de ar condicionado

Existem ainda outros benefícios considerados menos relevantes e que serão apresentados nas secções seguintes.

VII.5.2 Pressupostos utilizados na análise custo-benefício

Os pressupostos utilizados nesta análise custo-benefício são em parte baseados em informação confidencial presente nos orçamentos dos distribuidores do estado de Victoria, sobretudo no que diz respeito ao período de *roll-out* e imediatamente após o mesmo (2012-15). Daí que não tenha sido possível obter toda a informação, ou em alguns casos, tenha sido possível obter apenas informação agregada e não os custos unitários dos diversos itens. De referir também que o período de análise considerado vai de 2008 a 2028 (20 anos).

VII.5.2.1 Custos

VII.5.2.1.1 Durante o *roll-out*

A mais recente projecção de custos associados ao programa AMI, baseia-se sobretudo em informação e orçamentos confidenciais fornecidos pelos ORD para o período 2012-15 (que incluíam os custos reais e previstos para o período 2009-11). Aquando da conclusão do estudo, as propostas de orçamento apresentadas pelos ORD ainda estavam em processo de avaliação pelo Regulador Australiano (AER).

O estudo considerou custos em alguns casos mais baixos que os propostos pelos ORD, com base nos valores que considerou que podem vir a ser aceites pelo AER, tanto a nível de custos de investimento como de custos operacionais. Foi utilizada uma abordagem *top-down* em que se começou por ajustar os custos totais apresentados pelos ORD, chegando aos custos unitários a partir dos volumes de equipamento, intervenções ou serviços considerados ao longo do período 2012-15.

VII.5.2.1.2 Período Pós *roll-out*

Para calcular os custos do programa a partir de 2016 (pós *roll-out*), o estudo baseou-se sobretudo em valores internacionais de referência para custos de operação de infraestruturas de contagem inteligente. Foi também considerado o decréscimo dos custos de investimento reais à medida que o mercado da contagem inteligente se torna mais maduro.

Contadores e comunicações

A legislação australiana acerca da infraestrutura de contagem inteligente (AMI OIC) estipula que os custos de investimento em contadores (aquisição, instalação e custos de gestão de programa capitalizados) serão depreciados ao longo de 15 anos. Considerando o exposto, o estudo assumiu que os contadores serão substituídos 15 anos após a sua instalação (além daqueles que terão que ser substituídos devido a avarias). Dado que o *roll-out* dos contadores inteligentes iniciou-se em 2009, a onda de substituição terá início em 2025. Em relação aos custos de investimento em contadores, o estudo assumiu que o mercado de contadores inteligente terá maior maturidade, o que se traduz em reduções anuais de 1,5% no valor dos contratos de aquisição.

O estudo assumiu que os equipamentos de comunicação serão também totalmente depreciados em 15 anos, o que não está de acordo com os 7 anos previstos na legislação australiana. Foi considerado que os equipamentos de comunicação têm uma vida útil superior ao previsto na legislação, mas também que os ORD irão provavelmente procurar fazer coincidir a substituição dos contadores com a do equipamento de comunicações. Assim assumiu-se que a onda de substituição de equipamentos de comunicação se inicia um ano antes da onda de substituição dos contadores, ou seja, em 2024.

Infraestrutura de TI

O que foi assumido em relação aos custos das tecnologias de informação depende da aplicação ou sistema em causa. Existem sistemas de TI que se assume que terão que ser substituídos a cada 7 anos, como é o caso do sistema de Gestão de Dados de Contagem e outros que se assume que serão substituídos ao fim de 15 anos como é o caso do sistema de Gestão da Rede. Tal como nos casos anteriores, o estudo procedeu a uma análise crítica dos orçamentos apresentados pelos ORD, tendo em vários casos considerado custos abaixo dos indicados pelos ORD.

Gestão de programa e projecto

Todos os custos associados à gestão do programa de contagem inteligente foram capitalizados, sobretudo devido ao curto período de *roll-out* considerado para o roll-out (2009-2015). A partir de 2024, considerou-se que será iniciado novo programa de instalação de contadores inteligentes, agora para substituição massiva dos que foram primeiramente instalados. Este novo programa vai envolver a substituição de 3,2 milhões de contadores e os seus custos foram também considerados custos de investimento. Os custos associados à gestão de programa para este segundo roll-out serão inferiores aos custos considerados para o roll-out presentemente em curso já que o esforço de integração da contagem inteligente nos processos de negócio dos ORD e comercializadores já foi realizado.

Custos operacionais

O estudo incluiu um exercício de *benchmarking* internacional dos custos típicos de operação da contagem inteligente. Com base nesses dados, considerou-se que o custo eficiente para operação de um sistema de contagem inteligente é de 2 \$US por cliente por mês (US \$2011). Este valor está 21% abaixo do apresentado pelos ORD do estado de Victoria para 2015. Considerando que 2015 é ainda um ano de transição entre fase de roll-out e período normal de exploração, o estudo considerou que os custos operacionais do sistema de contagem inteligente em 2016 serão 21% abaixo (ajuste de eficiência) daqueles apresentados pelos ORD para 2015. Nos anos subsequentes a 2015, considera-se que determinados custos operacionais aumentam de forma a traduzirem o aumento esperado no número de consumidores de electricidade. O ajuste de eficiência foi aplicado aos seguintes itens:

- TI (todos os sistemas e hardware)
- Contagens (gestão e fornecimento de dados, manutenção de contadores)
- Comunicações
- Serviços ao cliente.

Considerou-se adicionalmente o seguinte para os anos subsequentes a 2015 (2016-28):

- Os custos operacionais associados aos sistemas informáticos de Gestão da Rede e de Gestão de Dados de Contagem aumentarão em linha com o aumento anual no número de clientes;
- Os custos com manutenção de contadores e serviços ao cliente aumentarão em linha com o aumento no número de clientes.
- Os custos com pessoal para gestão e fornecimento de dados aos clientes permanecerão nos mesmos valores que em 2015, bem com os custos operacionais das redes de comunicações.

VII.5.2.1.3 Outros custos necessários para garantir todos os benefícios

Campanhas de divulgação e formação do consumidor

A análise realizada pelo estudo aos custos do programa de contagens inteligentes no estado de Victoria não considerou os custos associados a campanhas de divulgação e formação dos clientes. A principal razão para tal é a incerteza acerca do modelo de financiamento das campanhas.

Estas campanhas podem ser suportadas por várias entidades, tal como organismos governamentais, comercializadores ou pelos próprios ORD. Quando suportadas por entidades governamentais, estes custos terão a participação de todos os contribuintes australianos e não apenas dos consumidores de electricidade do estado de Victoria. Se os comercializadores ou ORD oferecerem produtos inovadores como tarifas multi-horárias ou contratos de gestão da carga, então poderão vir a incorrer em custos com campanhas deste género.

IHD e sistemas de controlo directo de cargas

Foi assumido que 1% dos consumidores terão IHD e sistemas de controlo directo de cargas até final de 2014, aumentando para 25% em 2020. Assumiu-se ainda que o custo médio de um IHD é de 125 \$, enquanto que para a aquisição de um sistema de controlo directo de carga para um ar condicionado assumiu-se um custo de 75 \$.

Estes custos poderão ser incorridos pelos comercializadores, caso por exemplo ofereçam o IHD aquando da celebração de um novo contrato. Poderá também haver comercializadores que tomem a iniciativa de adquirir um determinado IHD, mas no entanto esse custo continua a ser contabilizado como parte do programa de contagens inteligentes, sendo apenas alocado aos consumidores.

VII.5.2.2 Benefícios

Na base dos benefícios considerados pelo estudo para a implementação do programa de contagens inteligentes no estado de Victoria, está o pressuposto que no período 2011-13, o Governo lançará uma campanha de divulgação e formação dos consumidores, de tal forma que em 2014, estes estarão preparados para tirar partido de tarifas multi-horárias, incentivos de redução da ponta de consumo e sistemas de controlo directo de cargas.

Os benefícios do programa AMI foram agrupados em quatro categorias fundamentais:

1. Custos evitados directamente pelo programa de AMI
2. Benefícios associados a maior eficiência operacional
3. Benefícios associados a novas tarifas e gestão do consumo
4. Outros benefícios (contempla pequenos ganhos de eficiência nas operações técnicas e comerciais).

VII.5.2.2.1 Custos evitados directamente pelo programa de AMI

Esta categoria contempla dois benefícios fundamentais:

- Custos evitados com a substituição de contadores convencionais e interruptores/contactores temporizados;

- Custos evitados com leituras manuais.

Na base dos cálculos destes custos estiveram dados fornecidos por várias entidades governamentais e pelos ORD acerca de custos associados aos contadores convencionais entre 2001 e 2009. A tabela seguinte apresenta a estimativa dos custos evitados pelo programa de AMI no período 2008-28.

Tabela 32 – Custos evitados directamente pelo programa de AMI (milhões de dólares australianos, VAL 2008)

Descrição do benefício	Valor (VAL em 2008)
Custos evitados com substituição de contadores convencionais	649 (inclui 75 em custos evitados com a substituição de interruptores/contactores temporizados)
Custos evitados com leituras manuais	154
TOTAL	803

VII.5.2.2 Benefícios associados a maior eficiência operacional

Redução da duração das interrupções

Um contador inteligente instalado no estudo de Victoria será capaz de enviar para um centro remoto de controlo da rede a indicação que não tem alimentação. Considerando as áreas de actuação dos ORD, assumiu-se que esta funcionalidade terá diferentes impactos sobre a duração média das interrupções traduzida pelo indicador SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*). De salientar, que na Austrália, o indicador SAIDI reflecte as interrupções com origem nas redes MT e BT. Os contadores inteligentes são particularmente interessantes para reduzir a duração das interrupções com origem nas redes BT, já que essas não são detectadas pelo SCADA e actualmente são tratadas com base nos contactos telefónicos dos consumidores.

As reduções consideradas para o SAIDI dos diversos ORD variam entre os 3 e 5%. Partindo destas reduções, o benefício foi calculado tendo em conta:

- Taxa de penetração dos contadores inteligentes – Assume-se que estes benefícios só começarão a fazer-se sentir a partir do momento em que 80% dos contadores previstos estejam instalados e operacionais (comunicando remotamente).

- Valor da Energia Não Fornecida – De acordo com indicações do Operador de Mercado Australiano (AEMO), foram utilizados os seguintes valores para a energia não fornecida⁴⁰:
 - Consumidores domésticos: \$ 20.395/MWh (80% do total de consumidores)
 - Consumidores comerciais: \$ 90.769/MWh (20% do total de consumidores)

Com base nestes pressupostos, o estudo chegou a um VAL (Valor Actualizado Líquido) em 2008 de **66 milhões de dólares australianos** para este benefício.

Redução de custos associados a pedidos especiais de desligação ou reposição do serviço

Os contadores inteligentes oferecem a possibilidade de efectuar vários serviços remotamente evitando a deslocação de técnicos ao local. Verificou-se que, em média, cerca de 22% dos consumidores pedem uma desligação, reposição de serviço ou leitura especial anualmente. Estes serviços estão geralmente associados a mudanças de residências. As leituras especiais podem também ser requisitadas em caso de eventual discordância com os valores facturados, troca de comercializadores ou substituição de contadores.

Tipicamente, os operadores cobram uma taxa única, incluindo o serviço de leitura especial e desligação quando um consumidor muda de casa. O valor assumido para este custo foi de 32,3 \$, com base nos reconhecimentos de custos mais recentes publicados pelo regulador Australiano. Para o caso reposição do serviço o custo assumido foi de 18,73 \$.

Foi também tido em conta que existem várias intervenções que poderão ter lugar fora das horas de expediente, tendo assumido que têm lugar 160,000 por ano. Estas intervenções, sejam leituras especiais, desligações ou reposições de serviço têm um custo de 76,6 \$.

Assumiu-se que todos os clientes que dispõem de um contador inteligente terão capacidade para usufruir de serviços remotos, ou seja, a rede de comunicações estará efectivamente operacional. Assim, a redução no número de operações locais acompanhará o crescimento do número de contadores inteligentes instalados no período 2008-28.

⁴⁰ Baseados em dados recolhidos de 2007 a 2010.

A tabela seguinte mostra os benefícios associados à realização remota dos diversos serviços requisitados pelos consumidores.

Tabela 33 – Benefícios associados à realização remota de serviços (milhões de dólares australianos, VAL 2008)

Descrição do benefício	Valor (VAL em 2008)
Custos evitados com pedidos de ligação e leituras especiais	149
Custos evitados com reposições de serviço	209
TOTAL	358

Redução de perdas não-técnicas (fraudes)

A análise assumiu que actualmente a fraude no estado de Victoria equivale a 0,5% das vendas de energia. Adicionalmente assumiu-se que a instalação dos contadores irá eliminar todas as fraudes, mas a energia consumida anualmente nos locais que no passado incorriam em fraude será 50% do consumo anterior. Tendo em conta o exposto chegou-se a um VAL em 2008 de **28 milhões de dólares australianos** para este benefício.

Limitação dinâmica da potência contratada

Durante congestionamentos na rede ou contingências, poderá ser instituída uma potência máxima por cada consumidor doméstico, inferior à potência contratada, sem que se recorra a controlo directo de cargas. Esta restrição seria definida pelo Operador de Mercado Australiano (AEMO) e poderá ser diferente dependente do tipo de evento que afecta a rede eléctrica.

A implementação seria realizada da seguinte forma:

- Quando a carga máxima fosse excedida permitida durante contingência fosse excedida, o contador inteligente cortaria o abastecimento a esse cliente durante um "período mínimo de segurança" (por exemplo 5 minutos). No final desse período, a alimentação seria restabelecida, assumindo que o consumidor desligou equipamentos, nomeadamente aqueles que registam maior consumo. Pressupõe-se também que, durante o período mínimo de segurança, o consumidor é informado da necessidade de reduzir a carga. Caso após o período de segurança a carga for

superior à potência máxima permitida durante a contingência, o consumidor será desligado definitivamente e o serviço só será repostado quando a contingência estiver resolvida.

Esta funcionalidade só pode ser implementada, após significativas alterações regulatórias e estabelecimento de canais de comunicação efectivos entre o operador de mercado e os ORD. Os benefícios foram calculados considerando:

- uma redução no consumo de energia de 1008 MWh por ano associada a reduções de carga por parte consumidores aquando de congestionamentos e contingências na rede.
- O Valor da Energia Não Fornecida por cliente doméstico, descontado de 25% para reflectir a sua não-linearidade⁴¹.

Finalmente, considerou-se que este benefício só terá efeito após o *roll-out* dos contadores inteligentes estar completo, ou seja, no final de 2013.

Tendo em conta o exposto chegou-se a um VAL em 2008 **de 82 milhões de dólares australianos** para este benefício.

VII.5.2.2.3 Benefícios associados a novas tarifas e gestão de consumo

Para estimar estes benefícios começou-se por tomar uma série de pressupostos em relação à situação em 2008 e evolução do consumo no estado de Victoria. Esses pressupostos são sumariados na tabela seguinte.

Assumiu-se também que nenhum consumidor adoptará mais que uma medida de uma vez, sejam novas tarifas ou gestão de consumo. Assim, assumiu-se que, no seu conjunto, cerca de 75% dos consumidores do estado de Victoria mudará de alguma forma o seu comportamento em resposta ao *roll-out* de contadores inteligentes. O programa de divulgação e formação dos consumidores ganha assim uma importância fundamental para que atinjam os benefícios esperados. Esforços adicionais, tais como a subsidiação

⁴¹ Na Austrália, considera-se que Valor da Energia Não Fornecida pode variar conforme a duração da interrupção.

governamental dos IHD são considerados importantes para garantir a máxima adesão dos consumidores.

Tabela 34 – Benefícios associados à realização remota de serviços (milhões de dólares australianos, VAL 2008)

Pressuposto	Valor	Comentário
Taxa média de crescimento do número de clientes	1,6%	-
Taxa de crescimento do consumo de energia	0,7%	Estimativa pessimista
Ponta de consumo anual	9.818 MW	Baseado em dados de 2008. Os consumidores domésticos têm um peso de 41% na ponta de consumo
Consumo total de energia	17.746 GWh	Baseado em dados de 2008

Redução de consumos de electricidade devido à existência de tarifas multi-horárias

Na mais recente análise custo-benefício realizada na Austrália considerou-se que no máximo 15% dos consumidores do estado de Victoria vão adoptar tarifas multi-horárias, aumentando de 4% em 2015 para 15% em 2017.

Em relação à redução no consumo anual de electricidade conseguida directamente pela aplicação de tarifas multi-horárias assumiu-se um valor de apenas 0,1% por consumidor que adere às tarifas. Este valor é mais pequeno que aquele reportado internacionalmente, mas baseia-se no facto de várias experiências realizadas com tarifas multi-horárias na Austrália não terem mostrado mudanças perceptíveis no consumo total de electricidade.

Desta forma, obtém-se uma redução máxima no consumo total dos clientes do estado de Victoria de 0,02% em 2017. Esta redução não incorpora os efeitos associados à informação disponibilizada por IHD ou a uma facturação mais detalhada.

Esta redução foi convertida em energia para os diversos anos, considerando o valor total da energia consumida em 2008 e a taxa de crescimento do consumo de energia apresentadas anteriormente, tendo-se chegado a um a VAL em 2008 de apenas **1 milhão de dólares australianos** para este benefício.

Redução do investimento em centros produtores e rede devido à transferência de consumo para horas não críticas – resposta às tarifas multi-horárias

A análise custo-benefício mais recentemente realizada no estado de Victoria, reconheceu que as tarifas multi-horárias têm como principal benefício o facto de incentivarem os consumidores a deslocarem carga de períodos de ponta para períodos de vazio. O estado de Victoria é um dos locais do mundo em que a potência instalada é menos eficientemente utilizada, ou seja, só num número escasso de dias é que é realmente necessária. Logo, o estado de Victoria deverá ser um dos locais do mundo em que há maior benefício em transferir consumo da ponta para o vazio.

Este benefício relaciona-se sobretudo com a redução ou deferimento de investimento em centros de produção de energia ou rede. Considerou-se que os consumidores que aderem à tarifas multi-horárias (15% em 2017, tal como já foi explicado) irão reduzir a sua ponta de consumo em 1,5%. Adicionalmente, considerou-se que a contribuição dos consumidores domésticos para a ponta de consumo do território é de 41%. Desta forma, a redução máxima na ponta de consumo do estado de Victoria será de 0,1%. Os custos da potência de pico ao nível do sistema electroprodutor (associada a centrais equipadas com turbinas a gás - OCGT) e da rede foram estimados em \$200 000/MW/ano. Chegou-se assim a um VAL em 2008 de apenas **11 milhão de dólares australianos** para este benefício.

Redução do investimento em centros produtores e rede devido à transferência de consumo para horas não críticas – resposta a incentivos específicos para a redução de consumos em horas críticas

Os contadores inteligentes oferecem informação suficiente para os ORD e os comercializadores desincentivarem o consumo de electricidade nas horas de ponta. Este efeito pode ser conseguido de duas formas:

1. Declarando ao consumidor com um dia de antecedência (*day-ahead*) que os preços da energia nas horas de ponta serão muito altos (CPP – *Critical Peak Pricing*) devido a elevada procura e elevados preços de mercado;
2. Oferecendo incentivos (recompensas) aos consumidores que reduzam o seu consumo nas horas de ponta. É atribuído um valor por cada kWh de redução de

consumo abaixo do nível normal de consumo (nível médio de dias não afectados por eventos críticos).

Existe pouca experiência internacional na aplicação de CPP, além de um cepticismo por parte dos reguladores a nível internacional que percebem esta medida como uma penalização aos consumidores. Por outro lado, existem experiências piloto positivas com a aplicação deste tipo de incentivos, por exemplo na Califórnia.

Foi assumido que 33% dos consumidores do estado de Victoria vão aderir voluntariamente a este tipo de incentivo a partir de 2020, cada um contribuindo com uma redução de 15% no seu consumo de ponta. Considerando estes pressupostos, a redução total na ponta de consumo do estado de Victoria será de 2% a partir de 2020, tendo em conta que o consumo residencial tem uma contribuição de 41% para ponta de consumo do território. O valor de \$200 000/MW/ano continuou a ser usado para expressar o valor da capacidade de ponta evitada ou deferida. Chegou-se assim a um VAL em 2008 de **217 milhão de dólares australianos** para este benefício.

Redução de consumos associada à disponibilização de informação mais rica aos consumidores (IHD, facturação mensal detalhada)

Os benefícios associados aos IHD estão directamente relacionados com oferta de tarifários inovadores e outros incentivos já descritos. Considera-se assim que os IHD vão ajudar os consumidores a tirarem melhor partido das opções comerciais que lhes são oferecidas.

Em comparação com os resultados de diversos estudos internacionais, a análise custo-benefício mais recentemente realizada para o estado de Victoria considerou poupanças anuais de energia mais conservadoras. Assumiu-se que após a conclusão do *roll-out* (fim de 2013) e até 2020, o número de consumidores com IHD e acesso a facturação mensal detalhada crescerá de 0 para 25% do total. Para simular o período de adaptação dos consumidores à disponibilização de informação mais rica, considerou-se que a redução no consumo de energia anual de cada consumidor aumentará de 0 no final de 2013 para 6% em 2022. Ou seja, a partir de 2022 chegar-se-á a uma redução anual no consumo doméstico de electricidade no estado de Victoria de 1,5%. Tendo em conta estes pressupostos, chegou-se um VAL em 2008 de **77 milhão de dólares australianos** para este benefício.

Redução de pontas de consumo associada ao controlo directo de aparelhos de ar condicionado

Tirando partido da rede HAN, os contadores inteligentes serão capazes de assegurar a comunicação directa entre os ORD ou comercializadores e os equipamentos eléctricos. O objectivo é reduzir ou mesmo anular o consumo de electricidade associado a determinados aparelhos durante as horas de pico. Dado que as horas de pico no estado de Victoria estão associadas ao calor, assumiu-se que o controlo directo das cargas será sobretudo aplicado aos aparelhos de ar condicionado.

Para a avaliação do benefício, considerou-se que durante o período de 2014-20, 25% dos consumidores do estado de Victoria irão aderir a contratos para controlo directo de carga, sendo que cada contrato originará uma redução de 15% no seu consumo máximo (ponta). Considerando os pressupostos já descritos anteriormente para a contribuição dos consumidores domésticos para a ponta de consumo no estado de Victoria e para o valor o valor da capacidade de ponta evitada, chegou-se um VAL em 2008 de **184 milhão de dólares australianos** para este benefício.

VII.5.2.2.4 Outros benefícios

Além dos benefícios já discutidos, a análise custo-benefício incorporou também outros benefícios considerados de menor importância. A tabela seguinte lista estes benefícios.

Tabela 35 – Outros benefícios (milhões de dólares australianos, VAL 2008)

Descrição do benefício	Valor (VAL em 2008)
Custos evitados com investigação de reclamações de clientes relacionadas com o nível da tensão fornecida	39
Redução nos custos de aquisição e instalação de contadores de importação/exportação de energia	35
Redução do número de avarias em transformadores MT/BT	29
Redução de custos associados com energia e consumo em horas de ponta associados a erros de sincronização dos interruptores temporizados.	26
Redução dos custos com investigação de reclamação de clientes em relação a interrupções que na realidade não se verificaram	15
Redução do número de chamadas telefónicas de emergência	14

Descrição do benefício	Valor (VAL em 2008)
Maior eficiência e flexibilidade na troca de comercializador	8
Redução na manutenção dos contadores (ensaios)	7
Redução dos custos associados a avaliação das cargas para fins de planeamento da rede	5
Custos evitados com a substituição de fusíveis na sequência de sobrecargas (transformadores e redes)	10
Redução do número de chamadas telefónicas associadas a esclarecimentos acerca de estimativas e facturação considerada elevada	5
Custos evitados com disjuntores de mais elevada capacidade	4
Custos evitados com monitorização de grandezas eléctricas junto ao consumo	4
Custos evitados com comunicações com o sistema de automação da rede	3
Redução nos custos de administração das dívidas de consumidores	2
Total	206

VII.5.2.2.5 Benefícios não quantificáveis

Benefícios ao nível do planeamento e operação da rede

Os dados fornecidos pelos contadores inteligentes podem melhorar vários processos associados ao planeamento e operação da rede de distribuição.

Uma das áreas sujeitas a melhorias será a gestão de desequilíbrios entre fases. Será também possível conhecer em detalhe as cargas reais associadas aos circuitos da baixa tensão, o que contribuirá para uma melhor segmentação entre clientes BT e melhor distribuição real das cargas pelos diversos circuitos. A quantificação destes benefícios envolve um conhecimento da situação actual que se baseia em estudos detalhados que foram considerados como não incluídos no âmbito da análise custo-benefício.

Benefícios ao nível da transparência e relação com os reguladores

Uma melhor estruturação e apresentação dos dados acerca de consumo permitirá uma justificação mais directa dos investimentos na rede, ganhando-se em transparência e

eficiência na relação com o regulador. No entanto, além deste benefício ser de difícil avaliação, considerou-se que muito provavelmente terá um valor muito pequeno comparativamente a outros que foram quantificados.

Benefícios adicionais para os consumidores

Tirando partido das funcionalidades dos contadores inteligentes, os ORD e comercializadores poderão, de uma forma eficiente, oferecer novos serviços aos consumidores. Entre estes serviços incluem-se:

- Pacotes de pré-pagamento
- Serviços de gestão de consumos para os consumidores que desejem melhorar a sua eficiência energética
- Remunerações variáveis para a micro-geração, reflectindo a hora de fornecimento de energia, condições atmosféricas, etc.
- Abordagem *multi-utility* considerando também serviços de contagem inteligente de gás e água.

Passo importante no caminho para as redes inteligentes

De acordo com a análise australiana, no caminho para se conseguir uma rede mais inteligente, os contadores inteligentes podem ter um papel importante, sobretudo a nível da recolha de informação, funcionando efectivamente como sensores adicionais para os ORD. Alguns dos requisitos das redes inteligentes cobertos pelos contadores inteligentes são:

- Capacidade de monitorizar a geração distribuída e reportar modificações na sua operação
- Capacidade de informar os centros de controlo da rede em caso de algum problema com o serviço (interrupção, desvio de tensão, desvio de frequência, etc.)
- Capacidade para reportar determinadas grandezas não só nos intervalos de tempo considerados para as contagens, mas também espontaneamente ou após solicitação ("*polling*") ao centro de comando.

VII.5.3 Resultados

A Figura 40 ilustra os benefícios associados ao programa AMI do estado de Victoria ao longo dos anos considerados para análise, tendo em conta sua repartição em grupos de custo enumerados anteriormente. De referir que os benefícios agora apresentados são custos incrementais, ou seja, representam a diferença entre os custos associados ao programa AMI e a continuação da utilização de contadores convencionais.

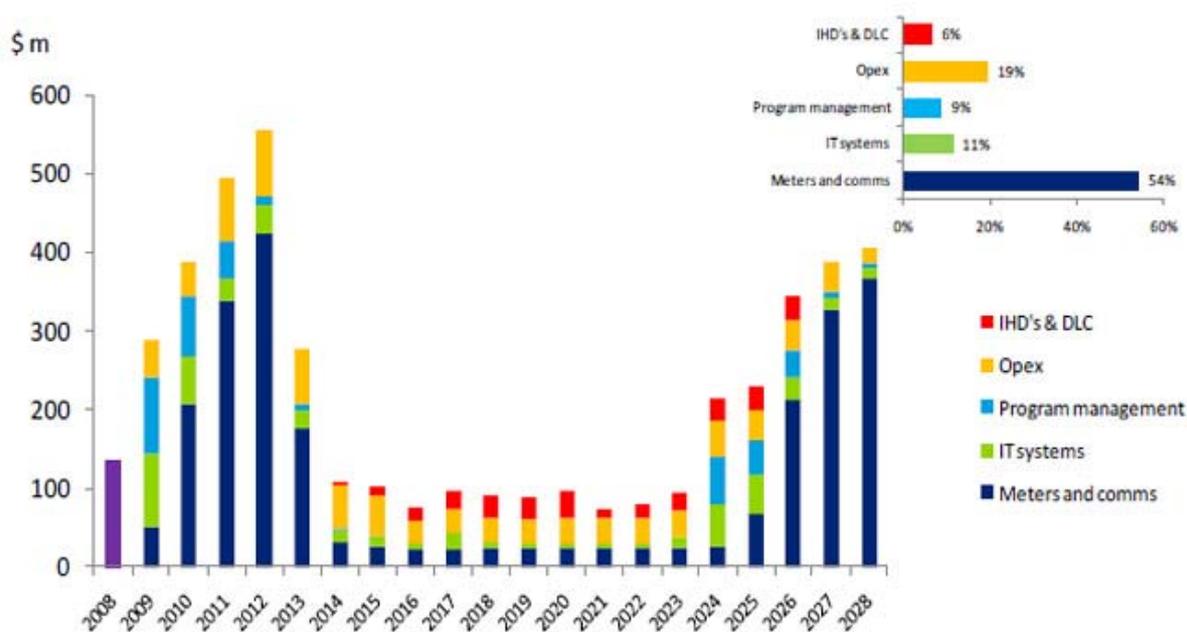


Figura 40: Valores estimados para os benefícios da contagem inteligente no período 2008-28.
Fonte: Estudo para o governo australiano⁴².

A Tabela 36 ilustra os custos totais estimados para o programa de AMI. Obtém-se um VAL em 2008 de 2 349 \$ milhões de dólares australianos, dividido ao longo do tempo da seguinte forma:

- 52% dos custos referidos a 2008 (VAL 2008) situam-se no período de 2008-11 e já foram aprovados pelo regulador Australiano;

⁴² 'Advanced metering infrastructure Cost Benefit Analysis', versão disponível online: <http://www.dpi.vic.gov.au/smart-meters/publications/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis>

- 32% dos custos dos custos referidos a 2008 (VAL 2008) situam-se no período de 2012-15
- 18% dos custos dos custos referidos a 2008 (VAL 2008) situam-se no período 2016-2028

Tabela 36 – Custos totais do programa de AMI divididos por categorias

Descrição	Custos totais (\$ milhões)	(VAL em 2008, milhões)
Contadores e comunicações	2 440	1 135
Sistemas IT	512	261
Gestão do programa	393	250
Custos operacionais	874	456
IHD & DLC	292	113
2008 custos totais	134	134
Total	4 644	2 349

Em relação aos benefícios, apresenta-se na figura seguinte a sua evolução ao longo do período de análise, considerando a sua repartição nos grupos anteriormente identificados.

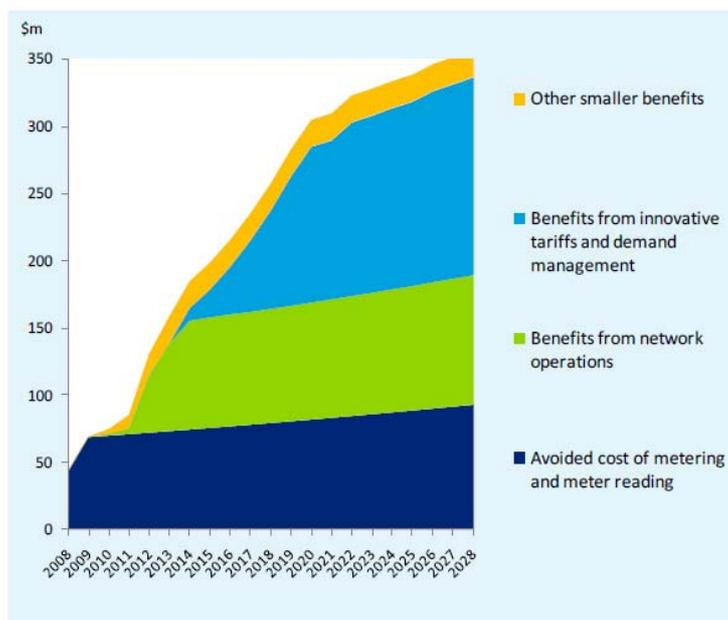


Figura 41: Valores estimados para os benefícios da contagem inteligente no período 2008-28.

Fonte: Estudo para o governo australiano⁴³.

⁴³ 'Advanced metering infrastructure Cost Benefit Analysis', versão disponível online: <http://www.dpi.vic.gov.au/smart-meters/publications/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis>

De notar que os benefícios associados a maior eficiência nas operações e novas tarifas/gestão de consumo só se começam a fazer sentir a partir de 2014 (após o *roll-out* dos contadores estar completo).

Tabela 37 – Benefícios totais do programa de AMI divididos por categorias

Descrição	(VAL em 2008, milhões)
Custos evitados directamente pelo programa de AMI	802
Benefícios associados a maior eficiência operacional	642 ⁴⁴
Benefícios associados a novas tarifas e gestão de consumo	490
Outros benefícios	206 ²³
Total	2 030

O resultado final da análise custo-benefício no período 2008-28 é que se chega a **resultado líquido negativo de 319 milhões de dólares australianos** (VAL em 2008). Este resultado é distinto dos obtidos em análises custo-benefício anteriores que concluíram que o programa de contagens inteligentes seria proveitoso. A principal razão para esta diferença prende-se com as diferenças nos pressupostos acerca da realização de benefícios, que neste se considerou que surgiriam mais tarde e também com a consideração de custos superiores para alguns itens. A Figura 42 apresenta os perfis de custo e benefício no período de 2008-28.

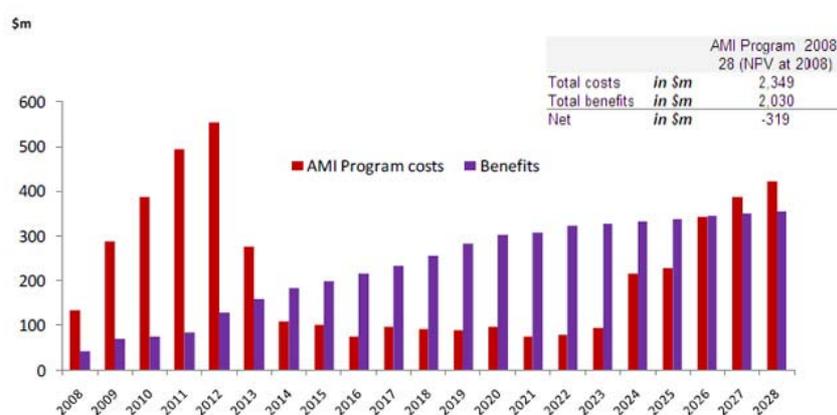


Figura 42: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2008-28.
Fonte: Estudo para o governo australian⁴⁵.

⁴⁴ Alguns benefícios considerados na categoria "Benefícios associados a maior eficiência operacional" no estudo original foram aqui incluídos na categoria "Outros benefícios", já que o seu valor é bastante pequeno (inferior a 30 milhões de dólares)

VII.5.3.1 Cenários alternativos

Após o resultado negativo a que se chegou para a análise custo-benefício e tendo em conta que mais de 50% do valor líquido do custo total já foi incorrido e aprovado pelo regulador, decidiu-se realizar uma análise contemplando dois cenários alternativos para auxiliar o Governo em futuras decisões. Assim, analisou-se o custo e benefício para os seguintes cenários:

1. Continuação obrigatória do programa de contagem inteligente a partir de 1 de Janeiro de 2012
2. Cancelamento da obrigação de continuação do programa de contagens inteligentes a partir de 31 de Dezembro de 2012, ficando ao critério do ORD a decisão de continuar o *roll-out* dos contadores, sendo que os consumidores terão igualmente o direito de rejeitar a instalação dos contadores inteligentes.

VII.5.3.1.1 Continuação obrigatória do programa de contagem inteligente a partir de 1 de Janeiro de 2012

Essencialmente, este cenário é igual ao analisado anteriormente, considerando apenas os custos e benefícios no horizonte 2012-28. Mantiveram-se os mesmos pressupostos que na análise anterior.

Chegou-se a um **resultado líquido positivo de 713 milhões de dólares australianos** (VAL em 2012). A Figura 43 apresenta os perfis de custo e benefício no período de 2012-28.

⁴⁵ 'Advanced metering infrastructure Cost Benefit Analysis', versão disponível online: <http://www.dpi.vic.gov.au/smart-meters/publications/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis>

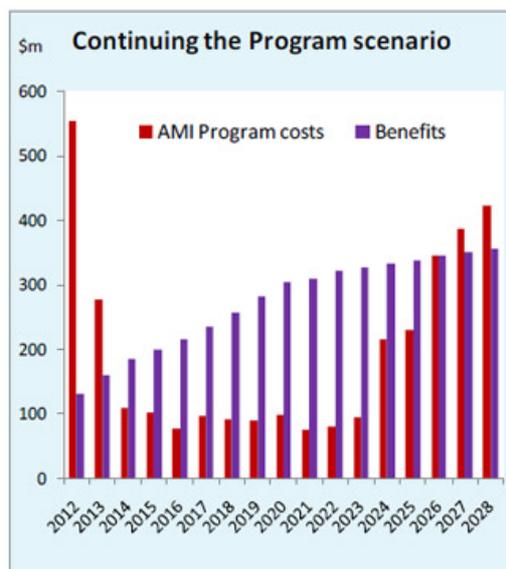


Figura 43: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2012-28.
Fonte: Estudo para o governo australiano⁴⁶.

VII.5.3.1.2 Cancelamento da obrigação de continuação do programa de contagens inteligentes a partir de 31 de Dezembro de 2012

Em comparação com os cenários anteriores, este caso consiste num *roll-out* dos contadores inteligentes mais prolongado que nos casos anteriores. Ou seja, acredita-se que os ORD não vão abdicar da contagem inteligente (sobretudo devido aos investimentos já realizados em sistemas de informação e infraestruturas de comunicação), mas apenas implementar a infraestrutura ao longo de um período de tempo mais longo. Mais concretamente, considerou-se que o *roll-out* dos contadores inteligentes estará finalizado em 2027 e não 2013. Considerou-se que esta implementação mais lenta da infraestrutura de contagem inteligente terá efeitos ao nível dos custos e benefícios a que se chegará, sobretudo devido a:

- Aumento de custo de aquisição dos contadores inteligentes, causado pelo cancelamento de contratos já estabelecidos. Os custos operacionais irão também aumentar já que os ORD terão que gerir durante um período de tempo prolongado a infraestrutura de contagem convencional e também a contagem inteligente.

⁴⁶ 'Advanced metering infrastructure Cost Benefit Analysis', versão disponível online: <http://www.dpi.vic.gov.au/smart-meters/publications/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis>

- Atraso na incorporação de benefícios associados à infraestrutura de contagem inteligente, sobretudo os relacionados com tarifas inovadoras e gestão de consumo da seguinte forma:
 - Os benefícios associados a maior eficiência operacional só ocorrerão quando o *roll-out* dos contadores inteligentes estiver completo em 2027;
 - A percentagem máxima de clientes que aderem aos IHD e a produtos comerciais inovadores terá lugar 6 anos mais tarde do que nos cenários anteriores, ou seja em 2026;
 - Os restantes benefícios (de menor valor) surgirão também de forma gradual ao longo do período 2012-2027, acompanhando o menor número de contadores inteligentes presentes na rede.

Tendo em conta os efeitos descritos, chegou-se a um **resultado líquido positivo de 343 milhões de dólares australianos** (VAL em 2012). A Figura 44 apresenta os perfis de custo e benefício no período de 2012-28.

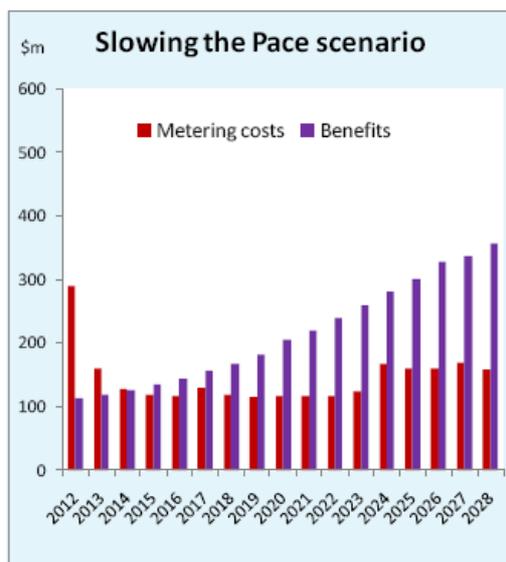


Figura 44: Perfil de custos e benefícios do programa de contagem inteligente no período 2012-28 – Cenário Alternativo: Continuação voluntária do programa de contagem inteligente.
Fonte: Estudo para o governo australian⁴⁷.

De salientar que o estudo reconheceu que, ao tornar voluntário o *roll-out* dos contadores inteligentes existem riscos dos benefícios agora estimados serem ainda menores já que será mais fácil para os consumidores rejeitarem os contadores inteligentes. Isto resultará em

⁴⁷ 'Advanced metering infrastructure Cost Benefit Analysis', versão disponível online: <http://www.dpi.vic.gov.au/smart-meters/publications/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis>

menor eficiência na aquisição dos contadores inteligentes, mas também numa pior incorporação dos benefícios por parte dos clientes que tiverem os contadores inteligentes. Haverá maior lugar à dúvida e discussão e, para garantir um nível aceitável de utilização das funcionalidades dos contadores inteligentes por parte dos consumidores, prevê-se que seja necessário aumentar o investimento em acções de divulgação e manutenção. Os custos associados a estes riscos não foram calculados mas considerou-se que poderão pessimisticamente chegar a valores muito semelhantes ao resultado líquido obtido, o que significa que poderão pôr em risco o interesse económico desta opção.

VII.5.4 **Conclusões**

A tabela seguinte resume os aspectos principais a reter da análise do caso do estado de Victoria.

Tabela 38 – Quadro resumo para o caso do Estado de Victoria

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>Medição da energia nos quatro quadrantes</p> <p>Disponibilização de contagens relativas a períodos de tempo definidos remota e localmente. Será também possível obter local e remotamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Configurações • Hora • Data • Indicadores de estado • Eventos <p>Corte e reposição do serviço local e remota.</p> <p>Sincronização temporal</p> <p>Capacidade de controlo directo de cargas</p> <p>Capacidade de registar eventos relacionados com problemas de qualidade de energia (interrupções ou tensão não conforme).</p> <p>Prevenção de fraude – Detecção de violações do contador e envio de alarmes</p> <p>Controlo de potência contratada – Dois patamares de potência contratada: Normal e emergência</p> <p>Home Area Network - Rede Zigbee em que cada contador terá acoplada uma gateway (<i>Energy Service Portal</i>) capaz de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suportar até 16 tipos diferentes de aparelhos HAN (diferentes <i>Smart Energy Profiles</i>) • Gerir simultaneamente em média 3 aparelhos HAN <p>Actualização remota de firmware dos contadores inteligentes no software e firmware.</p> <p>Comunicação de dados com elevados níveis de segurança (garantia de privacidade)</p>
	<p>Quatro dos cinco ORD do estado de Victoria basearam as suas redes locais de contadores inteligentes em tecnologia do tipo <i>wireless-mesh</i> (RF mesh). Apenas um dos cinco operadores baseou a as suas rede locais em tecnologia WiMax.</p>
Tecnologias de comunicação consideradas tecnica e economicamente mais adequadas Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>Os valores assumidos para as reduções de consumo foram geralmente mais reduzidas que as publicadas nos estudos internacionais, dado que alguns projectos-piloto na Austrália revelaram reduções menos acentuadas no consumo de energia. Pelo contrário, considerou-se que as reduções incidem mais sobre a potência de ponta consumida, do que propriamente sobre a energia total.</p>

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

- Adesão a tarifas multi-horárias: 1,5% de redução na ponta de consumo por aderente (alteração de hábitos de consumo)
- Adesão a compensações por redução de consumo em ponta: 15% de redução na ponta de consumo
- Adesão a esquemas de carga directamente controlável: 15% de redução na ponta de consumo
- Adesão a IHD (complementada por facturação detalhada): Redução inicial de 1% no consumo de energia chegando a 6% em 2020
- Adesão a tarifas multi-horárias: 4% a partir de 2014, chegando a 17% em 2017
- Adesão a compensações por redução de consumo em ponta: 5% a partir de 2014, chegando a 33% em 2020
- Adesão a esquemas de carga directamente controlável: 1% a partir de 2014, chegando a 25% em 2020
- Adesão a IHD (complementada por facturação detalhada): 1% a partir de 2014, chegando a 25% em 2020

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

Custos :

Os custos para o período de *roll-out* e até 2016 são confidenciais. Foram obtidos a partir de orçamentos fornecidos pelos ORD ao regulador australiano.

Os custos a partir de 2016 foram baseados nos valores anteriormente obtidos, tendo em conta uma projecção para a sua evolução baseada em dados obtidos internacionalmente. Assim, tomou-se:

- Evolução dos custos dos contadores: redução de 1,5% por ano nos custos de aquisição
- Período de depreciação dos contadores e comunicações: 15 anos
- Período de depreciação dos sistemas IT: 7 anos
- Ajuste de 21% abaixo em relação aos custos operacionais apresentados pelos ORD, tendo em conta o benchmarking internacional de 2\$ US por cliente com contador inteligente
- Custo de IHD: 125\$
- Custo de sistema de controlo directo de carga (ar condicionado): 75\$

Benefícios:

Foram agrupados em quatro grandes categorias:

- Custos directamente evitados pelo programa de AMI
- Benefícios associados a maior eficiência operacional
- Benefícios associados a novas tarifas e gestão do consumo
- Outros benefícios (contemplando pequenos ganhos de eficiência nas operações técnicas e comerciais)

Entre os pressupostos contam-se (além de outros apresentados no corpo do relatório):

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)

- Valor da energia não fornecida:
 - Consumidores domésticos: \$ 20 935/MWh
 - Consumidores comerciais: \$ 90 769/MWh
- Custos de leituras especiais e desligações: 32,3\$ por intervenção
- Custos de reposição do serviço: 18,73\$ por intervenção
- Custos de intervenções fora das horas de expediente: 76,6\$ por intervenção
- Redução de perdas não técnicas: 0,25% por ano
- Custo da capacidade ponta em geração e rede: \$200 000/MW/ano

O resultado da análise custo-benefício mais recente foi negativo para a totalidade do período de análise (2008-28).

Custos totais (\$m): 2349

Benefícios totais (\$m): 2030

Resultado (\$m): -319

Custos principais (\$m)

- Custos com contadores e comunicações (aquisição e instalação): 1135 (52% dos custos totais).
- Custos com sistemas IT: 261 (11% dos custos totais).
- Custos com gestão do programa: 250 (9% dos custos totais)
- Custos de operacionais: 456 (19 % dos custos totais)

Benefícios principais (\$m)

- Custos evitados com substituição de contadores convencionais e leituras locais (directamente pelo programa AMI): 802 (40% dos benefícios totais)
- Benefícios associados a maior eficiência operacional: 642 (32% dos benefícios totais)
- Benefícios associados a reduções do consumo e redução da ponta: 490 (24% dos benefícios totais)

Tendo em conta que os ORD já incorreram em custos foram considerados dois cenários adicionais de análise:

- Continuação obrigatória do *roll-out* de contadores
 - Resultado (\$m): 713 (devido a ter-se considerado que a maior parte dos custos já ocorreu e a maior parte dos benefícios ainda estão por concretizar)
- Continuação voluntária do *roll-out* de contadores
 - Resultado (\$m): 343 (devido a ter-se considerado que a maior parte dos custos já ocorreu, mas o *roll-out* de contadores só termina em 2027 e os benefícios serão menos notórios, perdendo-se mesmo parte dos mesmos)

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)	
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	<p>Os ORD serão os donos da infraestrutura de contagem inteligente e como tal suportarão a grande maioria dos custos associados à sua implementação. Os custos suportados pelos comercializadores limitam-se aos sistemas para melhoria de interface com os ORD.</p> <p>Estes custos serão passados para os comercializadores até 2016 directamente na factura de electricidade. A partir de 2016, os contadores serão integrados na base de activos remuneratória dos ORD.</p>
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	<p>Os contadores inteligentes deverão ser capazes de armazenar no mínimo dados de consumo de 30 em 30 min correspondentes a 35 dias. Esses dados serão disponibilizados aos próprios consumidores, comercializadores e até operador de mercado caso haja aprovação do regulador para tal. Não existe informação acerca do tempo de permanência dos dados nos sistemas IT associados aos contadores.</p>
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	<p>A informação será disponibilizada através dos IHD.</p>
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	<p>Estão previstas tarifas multi-horárias, compensações por entradas em esquemas de cargas directamente controláveis ou redução voluntária da potência de ponta.</p>
Protecção de dados pessoais	<p>Tanto a tecnologia Wimax como a RF mesh instaladas no estado de Victoria, garantem níveis mínimos de encriptação de dados que respeitam os requisitos da maioria das agências de protecção de dados. A tecnologia RF mesh disponibiliza adicionalmente uma firewall por cada equipamento em que seja instalada.</p> <p>Os fornecedores de ambas as tecnologias subscreveram o sistema de segurança do US Department of Energy.</p>
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>O modelo de implementação escolhido considera que o processo de <i>roll-out</i>, aquisição e instalação de contadores inteligentes é da responsabilidade dos ORD. Os ORD deverão cumprir um plano de <i>roll-out</i>. Os ORD que não respeitem o plano de implementação definido incorrem em risco de perda da concessão da rede. A instalação dos contadores teve início em 2009, mas em 2008 os ORD já incorreram em custos associados aos sistemas de informação de apoio à contagem inteligente. No final de 2010, 10% dos contadores já deveriam estar instalados. O <i>roll-out</i> intensificar-se-á a partir daí sendo que em meados de 2011 já 25% dos contadores deverão estar instalados e no ano seguinte 60%. No final do ano de 2013 o <i>roll-out</i> deve estar terminado.</p>
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Apesar da necessidade de campanhas de divulgação e formação dos consumidores ser reconhecida, os seus custos não foram quantificados.</p>

CAPÍTULO VIII. OUTRAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Recentemente têm sido efectuadas diversas experiências e projectos-piloto para estudar e avaliar no terreno a eficácia dos planos elaborados.

Neste capítulo referem-se alguns desses projectos efectuados, sendo que mais de 30 experiências foram identificadas. No entanto, poucas têm neste momento resultados robustos para apresentar.

VIII.1 Experiências com sistemas de *feedback* directo/indirecto

VIII.1.1 *Energy Demand Research Project*, pela Ofgem/DECC (RU)

Trata-se de um dos maiores e mais sofisticados programas actualmente em curso na Europa e tem as seguintes características:

- 58 000 residências
- Trata-se de um conjunto de projectos, com o objectivo de melhor compreender como o consumidor reage à melhoria de informação acerca do seu consumo de energia numa perspectiva de longo prazo
- Estão em teste diversas formas de providenciar informação aos consumidores:
 - Contadores inteligentes com monitores e visualização do consumo e informação de custos incorridos com o consumo de electricidade e gás
 - Contadores inteligentes com informação enviada para os receptores de televisão
 - Contadores inteligentes com informação disponibilizada na internet
- Recolha de informação a nível de grupos de consumidores / comunidades
 - Incentivos financeiros para reduções de consumo: £20 000 por 10% de redução a nível da comunidade
- Disponibilização de sugestões de redução de consumo.

VIII.1.2 **Smart Metering Trials, Irlanda**

Trata-se de um programa destinado a consumidores residenciais e pequenas e médias empresas, contando com mais de 5 000 clientes residenciais e mais de 700 pequenas e médias empresas.

Preende-se avaliar a resposta dos consumidores ao acesso a informação mais detalhada e em tempo real. Em particular um dos aspectos em análise é a resposta a tarifas em função da hora do dia (ToU – *Time of Use*), bem como uma análise do ponto de vista comportamental. Entre os cenários em análise estão a facturação mensal, facturação bimestral, utilização de IHD e resposta a redução de carga.

VIII.1.3 **British Gas e First Utility market implementation, Reino Unido**

Nesta experiência o consumidor recebe gratuitamente um contador, e passa a receber facturação mais precisa de acordo com o seu consumo, com base em tecnologia AMR, bem como uma estimativa das sua factura futura. A medição de electricidade é feita de modo horário enquanto a de gás é diária. O consumidor tem a possibilidade de passar de pagamento a crédito para pagamento pré-pago sem mudar de contador.

A *British Gas* oferece um IHD onde se apresenta a utilização de energia por hora/por dia/na semana e as emissões de CO₂ incorridas.



Figura 45: IHD da British Gas

Fonte: European Smart Metering Landscape Report, Smart Regions, Intelligent Energy Europe, Fevereiro 2011.

VIII.1.4 **Visible Energy Trial e Green Energy Options Ltd, Reino Unido**

Trata-se de uma experiência com cerca de 300 residências que recebem 3 tipos de dispositivos de visualização, incluindo IHD, visualização no receptor de televisão,

visualização na internet. Os dados iniciais revelam os seguintes resultados em termos de percentagem de consumidores:

- Consumidores desligam mais frequentemente os aparelhos do que faziam anteriormente: 65-89%
- Consumidores desligam mais frequentemente interruptores de parede: 50-54%
- Consumidores desligam mais frequentemente a luz: 71-88%
- Consumidores utilizam electrodomésticos mais eficientemente: 51-75%.

VIII.1.5 Benefícios financeiros por poupança de energia: Oxxio *Online Information*, Holanda

De acordo com informação da Oxxio, o maior comercializador independente no mercado liberalizado holandês, os consumidores estão a consumir menos 10% com base de aconselhamento online. Os consumidores que obtiverem uma poupança de 10% em 3 anos recebem um incentivo monetário de 300 Euro.

VIII.1.6 EnBW Cockpit, Alemanha

A EnBW, operador de rede alemão, proporciona a visualização de consumos a cada 15 minutos. Os dados são transferidos do contador para um servidor central na EnBW através de um router DSL e são disponibilizados na internet. A informação prestada inclui consumo, custo, emissões, entre outras variáveis. Os consumidores podem ser avisados por SMS ou e-mail quando o seu consumo excede um determinado valor.



Figura 46: EnBW Cockpit, da EnBW

Fonte: European Smart Metering Landscape Report, Smart Regions, Intelligent Energy Europe, Fevereiro 2011.

VIII.2 Experiências com Pricing Dinâmico

VIII.2.1 *Tempo Tariff*, pela EDF(França)

A tarifa consiste em quatro níveis de preço regulares e dois níveis de preço por evento. Os níveis regulares são anunciados por diferentes cores no monitor do consumidor enquanto os outros dois podem ser anunciados por SMS, internet ou telefone.

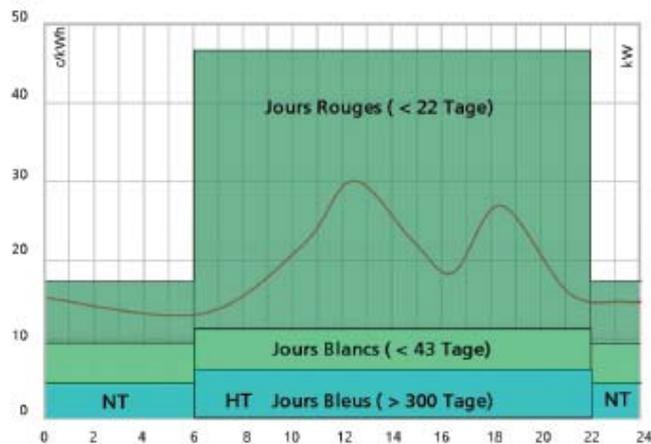


Figura 47: Estrutura da Tarifa Tempo, da EDF

Fonte: European Smart Metering Landscape Report, Smart Regions, Intelligent Energy Europe, Fevereiro 2011.

A solução é disponibilizada via contador inteligente e a comunicação é feita via PLC. Informação sobre as tarifas e os níveis de preço futuros é obtida da internet.

Os resultados mostram que os consumidores atingiram reduções de 15% no segundo nível de preços mais elevado e 45% no nível de preços mais elevado. 59% dos consumidores conseguiram reduzir os seus custos em 10%.

CAPÍTULO IX. CONCLUSÕES

Neste capítulo salientam-se alguns dos aspectos mais relevantes da exposição feita anteriormente.

- A primeira conclusão que se pode retirar da análise do cenário europeu relativamente a contadores inteligentes é que quase todos os países iniciaram análises custo-benefício para avaliarem a eventual transição para contadores inteligentes. A celeridade com que esse processo decorre difere de país para país. Nalguns países, como Suécia e Itália, a penetração de contadores inteligentes é já praticamente 100%.
- Em quase todos os países europeus a responsabilidade pela aquisição, instalação e manutenção dos contadores reside com o ORD, tanto no caso da electricidade como no caso do gás. Excepções a esta situação são os casos do Reino Unido, Alemanha e Holanda, onde a figura de uma entidade responsável pela leitura e processamento dos dados dos contadores está prevista na lei e opera no mercado.
- A responsabilidade pelo *roll-out* de contadores inteligentes está a ser considerada actualmente em quase todos os países como sendo do ORD, excepto no caso do Reino Unido em que essa responsabilidade reside com o comercializador.
- Quase todos os países apontam para uma implementação até 2020, como induzido pela legislação europeia, sendo que a França aponta para um *roll-out* de 95% até 2016 e a Holanda até 2018. O período de implementação varia entre 5 e 8 anos, após pilotos ou *roll-out* inicial controlado. O exemplo da Suécia mostra no entanto que a implementação pode ser bastante mais célere, tendo instalado 70% dos contadores (num total de cerca de 5 milhões) em apenas 18 meses. A figura abaixo resume os planos temporais para *roll-out* actualmente previstos para os diversos países. Devido à dificuldade de acesso em determinados casos, o objectivo de *roll-out* é por vezes indicado com um valor abaixo de 100%.

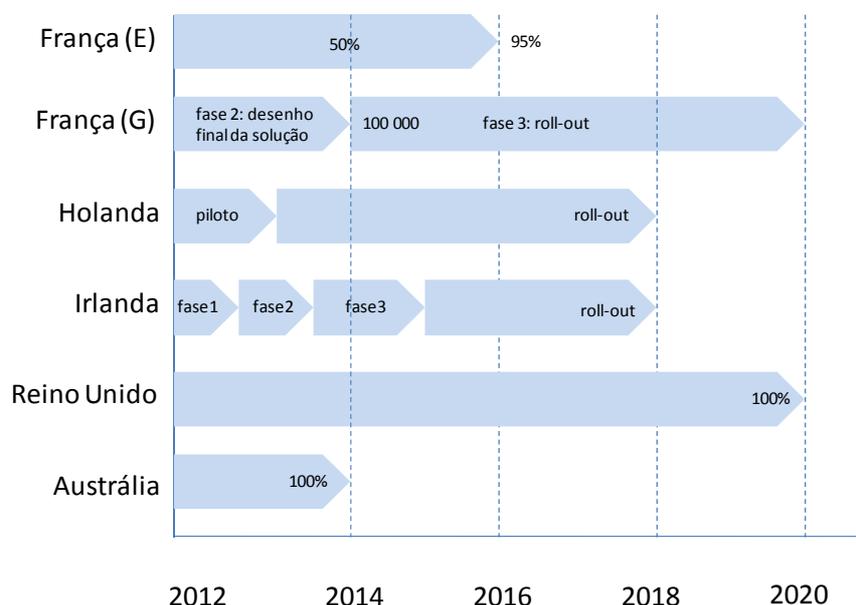


Figura 48: Plano temporal de *roll-out* para os diversos países.

- Diversos países efectuaram análises custo-benefício relativamente à introdução de contadores inteligentes.
- Em diversos casos a análise custo-benefício é feita conjuntamente para o gás e para a electricidade, como evidenciado nos casos acima para o Reino Unido e Holanda. Noutros, como o caso da França acima apresentado, são feitas análises separadas para electricidade e gás.
- Quase todas as análises custo-benefício seguem uma abordagem de incluir uma cadeia de valor alargada em detrimento de apenas um ou outro interveniente no mercado. Os intervenientes na cadeia de valor são normalmente os consumidores, os comercializadores, os ORD e o resto da sociedade em geral. Os itens considerados como benefício tendem a ser comuns nas diversas análises feitas, nomeadamente: poupança de energia, eliminação de leituras físicas no terreno e melhoria / redução de custos de processos.
- Os custos de implementação recaem inicialmente sobre o ORD, sendo que os benefícios são partilhados por consumidores – recolhendo normalmente a maior parte –, comercializadores, ORD e sociedade em geral. Na componente de sociedade em geral inclui-se frequentemente itens como a poupança de emissões de CO₂ ou a variação de receitas de taxas sobre energia.

- Entre os itens de custo encontram-se frequentemente os seguintes aspectos (não exaustivo):
 - Contadores
 - Instalação
 - Comunicações (infraestrutura e custos correntes)
 - Sistema de Informação para os contadores
 - Operação e manutenção do Sistema de Informação
 - Substituição de contadores antes do final da sua vida útil
 - Manutenção, reparação e operação para contadores e outro equipamento
 - Custos adicionais de facturação
 - Aquisição de monitores IHD para instalações do consumidor
 - Implementação de mecanismos de segurança e privacidade
 - Gestão de projecto e processo
 - Formação de pessoal
 - Custos de divulgação e informação

- Entre os itens de benefício encontram-se frequentemente os seguintes aspectos (não exaustivo):
 - Redução de consumo devido a melhor informação
 - Optimização de rede
 - Leituras remotas
 - Menos emissões de CO₂
 - Maior facilidade de troca de comercializador
 - Melhor monitorização de rede
 - Melhor operação de rede
 - Melhor planeamento de rede
 - Redução de perdas técnicas e não-técnicas
 - Controlo de fraude
 - Redução de reclamações
 - Redução de preços por facilitação do aumento de concorrência
 - Presença física não necessária para operações do operador de rede
 - Maior controlo dos consumos
 - Adiamento de investimentos
 - Novos Serviços aos consumidores
 - Pré-pagamento: menor número de facturas não pagas
 - Gestão de carga em ponta ("*peak load management*")

- Praticamente todos os estudos identificam a existência de diversos itens de benefício que não são neste momento passíveis de quantificação. Entre estes encontram-se aspectos como facilitação de penetração de geração distribuída, facilitação de introdução de veículos eléctricos e facilitação de introdução de redes inteligentes (*smartgrids*).
- Muitas semelhanças podem ser encontradas em termos das funcionalidades que se estão a considerar. Com efeito todas referem aspectos que se podem categorizar em registo e documentação de uso, comunicação, monitorização da segurança, qualidade e fraude no fornecimento e controlo e parametrização do consumo. As funcionalidades preconizadas estão em linha com as recomendações do ERGEG, da Comissão Europeia – DG ENER e DG INFSO –, e Mandato M/441 (ver Capítulo 2).
- Itens como IHD não são no entanto consensuais, sendo que no Reino Unido e Irlanda é considerado como parte da funcionalidade básica enquanto nos outros países analisados é apenas considerado como um dispositivo que pode ser ligado a uma interface que é mandatária no contador.
- Outro dos aspectos não consensuais diz respeito à inclusão ou não da válvula de segurança e à possibilidade de corte / re-ligação nos contadores de gás. No caso da França não foi incluído, enquanto no caso holandês foi.
- Em termos de tecnologias de comunicação a situação difere de país para país. Com efeitos existem situações em que a tecnologia a usar está já bem definida, como no caso da França com a tecnologia PLC G1 e futuramente PLC G3. Noutros países a situação está em aberto, como na Holanda ou Irlanda. No caso do Reino Unido optou-se por determinar a criação de um novo operador (*Data Communications Company* – DCC) que irá implementar e operar o sistema de comunicações em regime monopolista e regulado.
- As tecnologias de comunicação mais consideradas e analisadas são PLC (nas suas diversas versões), GPRS/GSM e *RF Mesh / Wireless LAN*.
- Constata-se que a tecnologia PLC é mais económica, sendo a tecnologia GPRS mais dispendiosa, sendo que cada tecnologia apresenta vantagens específicas para cada tipo de condições – e.g., *RF Mesh* em zonas mais densas, GPRS para complementar outras tecnologias. A coexistência de diferentes tecnologias parece ser a tendência nas considerações dos vários países.

- Em alguns casos antecipa-se que o sistema de comunicações usado será comum para electricidade e gás, sendo que o contador de gás é nestes casos ligado ao contador de electricidade ("*piggybacked*"). Noutros casos, como o francês, o sistema de comunicações para electricidade e gás é distinto.
- As estimativas de poupança de energia por parte dos consumidores são consideradas de forma distinta por diferentes países. As estimativas variam entre virtualmente 0 e 10%. Na Holanda⁴⁸ foram consideradas variações entre 3% e 6%, tanto para gás como para electricidade, no Reino Unido valores mais conservadores até 4%, e na Irlanda valores médios de 2,5% com reduções de pico até 8,8%. O tipo, frequência, formato e outras características da informação prestada ("*feedback*") influencia o resultado.
- Particularmente relevantes, no que diz respeito ao comportamento do consumidor, são os pilotos *Customer Behaviour Trials – CBT* realizados na Irlanda, onde se testaram mecanismos como tarifas *Time of Use* (ToU), monitores IHD, incentivos financeiros ou portal Web. Verificou-se uma elevada adesão a ToU e uma boa resposta a informação mais frequente e mais detalhada (comparação com histórico e com grupos de consumidores semelhantes. Também o uso de IHD resultou em importantes alterações de padrão de consumo em termos de volume e período do dia.
- Verifica-se em geral uma boa aceitação dos contadores inteligentes por parte dos consumidores. O tema mereceu particular atenção na Holanda onde por questões relacionadas com privacidade e protecção dos dados existem várias modalidades de adesão por parte dos consumidores em função da informação que querem partilhar. Com efeito na Holanda a instalação de contador é voluntária do ponto de vista do consumidor, pelo que o aspecto de justificar ao consumidor o seu interesse toma particular relevância. A boa coordenação entre ORD e comercializadores é também fundamental para que se garanta uma boa comunicação com os consumidores. Esta situação foi particularmente notória na Austrália onde por falta de boa comunicação surgiram contestações por parte dos consumidores.
- A disponibilização de informação aos consumidores é quase sempre possível de duas formas: ou através da informação que lhe é enviada/disponibilizada pelo ORD ou comercializador através de facturação (papel ou electrónica) ou acesso internet; ou através de uma interface local no contador onde pode ser ligado um dispositivo

para leitura imediata de dados (IHD) ou outros dispositivos existentes nas instalações do cliente, desde que passíveis de autenticação.

- Os temas relacionados com privacidade são referidos em praticamente todos os casos, sendo que nenhum tomou as proporções que o tema suscitou na Holanda. O Reino Unido refere que o sistema de comunicação deve ser seguro "*per-design*" e no caso da Irlanda é definido especificamente o mecanismo de encriptação forte AES 128.
- Em todos os países o consumidor é o proprietário dos dados e determina quem pode aceder a que dados.
- Os períodos de análise económico-financeira variaram entre 20 anos (Irlanda) e 50 anos (Holanda) e as taxas de desconto entre 4% e 8%.

Um elevado número de pressupostos, parâmetros e variáveis pôde ser recolhido com base nas experiências internacionais que podem ser úteis para calibrar o caso português. Entre estes elementos encontram-se os seguintes (não exaustivo):

- custo de contadores
- custo de módulos de comunicações e de comunicações
- custo de dispositivos IHD
- estimativas de redução de consumo
- tempo de implementação no terreno (*roll-out*)
- tempo e custos de instalação
- mix de tecnologias de comunicações
- custo de sistemas de informação (aquisição, operação e manutenção)
- frequência de mudança de comercializador
- redução de chamadas em centros de atendimento
- redução de fraude
- evolução dos preços de energia
- custos de CO₂
- custos de divulgação e informação
- custo de capital
- período de análise económico-financeira

⁴⁸ Com base em diversa literatura analisada, nomeadamente, Sarah Darby, "*The Effectiveness of feedback on energy consumption*", Environmental Change Institute, 2006.



No entanto, cada país tem as suas especificidades pelo que quaisquer pressupostos têm de ser adequadamente considerados para a análise em causa.

De seguida apresenta-se uma tabela que resume e estrutura esta informação em diversas das dimensões de análise. Nas páginas seguintes apresenta-se a mesma tabela para cada um dos países, tal como apresentada no final de cada um dos capítulos correspondentes.

Tabela 39 – Quadro resumo dos vários casos analisados

CONCLUSÕES	
<p>Funcionalidades dos contadores inteligentes</p>	<p>Muitas semelhanças podem ser encontradas em termos das funcionalidades que se estão a considerar. Com efeito todas referem aspectos que se podem categorizar em registo e documentação de uso, comunicação, monitorização da segurança, qualidade e fraude no fornecimento e controlo e parametrização do consumo. As funcionalidades preconizadas estão em linha com as recomendações do ERGEG, da Comissão Europeia – DG ENER e DG INFSO –, e Mandato M/441 (ver Capítulo 2).</p> <p>Itens como IHD não são no entanto consensuais, sendo que no Reino Unido e Irlanda é considerado como parte da funcionalidade básica enquanto nos outros países analisados é apenas considerado como um dispositivo que pode ser ligado a uma interface que é mandatária no contador.</p> <p>Outro dos aspectos não consensuais diz respeito à inclusão ou não da válvula de segurança e à possibilidade de corte / re-ligação nos contadores de gás. No caso da França não foi incluído, enquanto que no caso holandês foi.</p>
<p>Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas</p>	<p>Em termos de tecnologias de comunicação a situação difere também de país para país. Com efeitos existem situações em que a tecnologia a usar está já bem definida, como no caso da França com a tecnologia PLC G1 e futuramente PLC G3. Noutros países a situação está em aberto, como na Holanda ou Irlanda. No caso do Reino Unido optou-se por determinar a criação de um novo operador (<i>Data Communications Company</i> – DCC) que irá implementar e operar o sistema de comunicações em regime monopolista e regulado.</p> <p>As tecnologias de comunicação mais consideradas e analisadas são PLC (nas suas diversas versões), GPRS/GSM, <i>RF Mesh / Wireless LAN</i> e ADSL.</p> <p>Constata-se que a tecnologia PLC é mais económica, sendo a tecnologia GPRS mais dispendiosa, sendo que cada tecnologia apresenta vantagens específicas para cada tipo de condições – e.g., <i>RF Mesh</i> em zonas mais densas, GPRS para complementar outras tecnologias. A coexistência de diferentes tecnologias parece ser a tendência nas considerações dos vários países.</p> <p>Em alguns casos antecipa-se que o sistema de comunicações usado será comum para electricidade e gás, sendo que o contador de gás é nestes casos ligado ao contador de electricidade ("<i>piggybacked</i>"). Noutros casos, como o francês, o sistema de comunicações para electricidade e gás é distinto.</p>

CONCLUSÕES

Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)

As estimativas de poupança de energia por parte dos consumidores são consideradas de forma distinta por diferentes países. As estimativas variam entre virtualmente 0 e 10%. Na Holanda⁴⁹ foram consideradas variações entre 3% e 6%, tanto para gás como para electricidade, no Reino Unido valores mais conservadores até 4%, e na Irlanda valores médios de 2,5% com reduções de pico até 8,8%. O tipo, frequência, formato e outras características da informação prestada ("feedback") influencia o resultado.

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

Particularmente relevantes, no que diz respeito ao comportamento do consumidor, são os pilotos *Customer Behaviour Trials* – CBT realizados na Irlanda, onde se testou mecanismos como tarifas *Time of Use* (ToU), monitores IHD, incentivos financeiros ou portal Web. Verificou-se uma elevada adesão a ToU e uma boa resposta a informação mais frequente e mais detalhada (comparação com histórico e com grupos de consumidores semelhantes). Também o uso de IHD resultou em importantes alterações de padrão de consumo em termos de volume e período do dia.

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

Um elevado número de pressupostos, parâmetros e variáveis pôde ser recolhido com base nas experiências internacionais que podem ser úteis para calibrar o caso português. Entre estes elementos encontram-se os seguintes (não exaustivo):

- custo de contadores
- custo de módulos de comunicações e de comunicações
- custo de dispositivos IHD
- estimativas de redução de consumo
- tempo de implementação no terreno (*roll-out*)
- tempo e custos de instalação
- mix de tecnologias de comunicações
- custo de sistemas de informação (aquisição, operação e manutenção)
- frequência de mudança de comercializador
- redução de chamadas em centros de atendimento
- redução de fraude
- evolução dos preços de energia
- custos de CO₂
- custos de divulgação e informação
- custo de capital
- período de análise económico-financeira

⁴⁹ Com base em diversa literatura analisada, nomeadamente, Sarah Darby, "The Effectiveness of feedback on energy consumption", Environmental Change Institute, 2006.

CONCLUSÕES

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)

Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)

No entanto, cada país tem as suas especificidades pelo que quaisquer pressupostos têm de ser adequadamente considerados para a análise em causa.

Os períodos de análise económico-financeira variaram entre 20 anos (Irlanda) e 50 anos (Holanda) e as taxas de desconto entre 4% e 8%.

Diversos países efectuaram análises custo-benefício relativamente à introdução de contadores inteligentes.

Na maioria dos casos a análise custo-benefício é feita conjuntamente para o gás e para a electricidade, como evidenciado nos casos acima para o Reino Unido e Holanda. A França é uma excepção tendo feito análises separadas para electricidade e gás, como acima apresentado.

Quase todas as análises custo-benefício seguem uma abordagem de incluir uma cadeia de valor alargada em detrimento de apenas um ou outro interveniente no mercado. Os itens considerados como benefício tendem a ser comuns nas diversas análises feitas, nomeadamente: poupança de energia, eliminação de leituras físicas no terreno e melhoria / redução de custos de processos.

Os custos recaem quase sempre inicialmente sobre o ORD, sendo que os benefícios são partilhados por consumidores – recolhendo normalmente a maior parte –, comercializadores, ORD e sociedade em geral. Na componente de sociedade em geral inclui-se frequentemente itens como a poupança de emissões de CO₂ ou a variação de receitas de taxas sobre energia.

Praticamente todos os estudos identificam a existência de diversos itens de benefício que não são neste momento passíveis de quantificação. Entre estes encontram-se aspectos como facilitação de penetração de geração distribuída, facilitação de introdução de veículos eléctricos e facilitação de introdução de redes inteligentes (smartgrids).

Em quase todos os países europeus a responsabilidade pela aquisição, instalação e manutenção dos contadores reside com o ORD, tanto no caso da electricidade como no caso do gás. Excepções são os casos, por exemplo, do Reino Unido, Alemanha e Holanda, onde a figura de uma entidade responsável pela leitura e processamento dos dados dos contadores está prevista na lei e opera no mercado.

A responsabilidade com o *roll-out* de contadores inteligentes está a ser considerado actualmente em quase todos os países como sendo do ORD, excepto no caso do Reino Unido em que essa responsabilidade reside com o comercializador.

CONCLUSÕES

Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações

Em todos os países o consumidor é o proprietário dos dados e determina quem pode aceder a que dados.

A disponibilização de informação aos consumidores é quase sempre possível de duas formas: ou através da informação que lhe é enviada/disponibilizada pelo ORD ou comercializador através de facturação (papel ou electrónica) ou acesso internet; ou através de uma interface local no contador onde pode ser ligado um dispositivo para leitura e apresentação imediata de dados (IHD) ou outros dispositivos existentes nas instalações do cliente, desde que passíveis de autenticação.

Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)

É sempre determinado que a informação deve ser disponibilizada de forma gratuita.

Itens como IHD não são consensuais, sendo que no Reino Unido e Irlanda é considerado como parte da funcionalidade básica enquanto nos outros países analisados é apenas considerado como um dispositivo que pode ser ligado a uma interface que é mandatária no contador.

Quase todos os países consideram a existência de um portal Web onde os consumidores podem aceder à sua informação.

Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado

Os serviços base normalmente disponibilizados dizem respeito a informação de consumo em diversos formatos e com diferentes frequências, tanto em formato digital ou papel no momento de facturação. Nalguns casos, por exemplo Irlanda, prevê-se a disponibilização de serviços de tarifas diferenciadas por período do (ToU) ou de preços dinâmicos.

A maioria dos serviços é no entanto deixada ao mercado, proporcionado, por um lado, uma interface nos contadores que permite leitura local e, por outro lado, requerendo a disponibilização por parte dos ORD ou comercializadores a terceiras para que possam proporcionar novos serviços aos consumidores.

Protecção de dados pessoais

Os temas relacionados com privacidade são referidos em praticamente todos os casos, sendo que nenhum tomou as proporções que o tema suscitou na Holanda. O Reino Unido refere que o sistema de comunicação deve ser seguro "per-design" e no caso da Irlanda é definido especificamente o mecanismo de encriptação forte AES 128.

Instalação e logística associada à substituição dos contadores

Quase todos os países apontam para uma implementação até 2020, como induzido pela legislação europeia, sendo que a França aponta para um *roll-out* de 95% até 2016 e a Holanda até 2018. O período de implementação varia entre 5 e 8 anos, após pilotos ou *roll-out* inicial controlado. O exemplo da Suécia mostra no entanto que a implementação pode ser bastante mais célere, tendo instalado 70% dos contadores (num total de cerca de 5 milhões) em apenas 18 meses. A figura abaixo resume os planos temporais para *roll-out* actualmente previstos para os diversos países. Devido à dificuldade de acesso em determinados casos, o objectivo de *roll-out* é por vezes indicado com um valor abaixo de 100%.



CONCLUSÕES

Campanhas de informação dos consumidores

Praticamente todos os países referem este aspecto nas suas análises e identificam montantes a ser considerados para campanhas.

Verifica-se em geral uma boa aceitação dos contadores inteligentes por parte dos consumidores. O tema mereceu particular atenção na Holanda onde por questões relacionadas com privacidade e protecção dos dados existem várias modalidades de adesão por parte dos consumidores em função da informação que querem partilhar. Com efeito na Holanda a instalação de contador é voluntária do ponto de vista do consumidor, pelo que o aspecto de justifica ao consumidor o seu interesse toma particular relevância. A boa coordenação entre ORD e comercializadores é também fundamental para que se garanta uma boa comunicação com os consumidores. Esta situação foi particularmente notória na Austrália onde por falta de boa comunicação surgiram contestações por parte dos consumidores.

FRANÇA (Electricidade)

Tabela 40 – Quadro resumo do caso da França (electricidade)

França (Electricidade)	
	<p>O regulador definiu em Setembro de 2007⁵⁰ com algum detalhe as funcionalidades que os contadores inteligentes deverão ter em termos de capacidade de registo e de comunicação, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dois sistemas de índices independentes: 4 índices para tarifa de utilização de rede, 10 índices para fornecimento de energia • Curva de potência activa, com capacidade para 2 meses (30/60 minutos) • Potência máxima • Parâmetros de qualidade de energia eléctrica fornecida, com capacidade para 2 anos • Capacidade de corte e reposição à distância • Capacidade de parametrização remota (e.g., tarifários, níveis de potência, fluxos de energia, qualidade) • Interface para comunicação de dados
<p>Funcionalidades dos contadores inteligentes</p>	<p>As funcionalidades base consideradas no projecto-piloto e na análise custo-benefício para os contadores foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permitem operações remotas sobre os contadores: <ul style="list-style-type: none"> ○ leitura dos contadores ○ efectuar ligações ○ proceder a cortes ○ alterações de potência contratada • Permitem gerir qualquer tipo de preços e horários determinados pelo comercializador <p>As funcionalidades consideradas nas análises efectuadas com diferentes cenários foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frequência de leituras mensal, semanal ou diária • Transferência de dados de índices de consumo, curvas de carga com informação horária ou curvas de carga mais detalhadas • Existência de interfaces para dispositivos electrónicos (uma, duas ou três, consoante o cenário) • Capacidade para pré-pagamento • Capacidade para medição de gás e água (abordagem <i>multi-utility</i>)
<p>Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas</p>	<p>O regulador determinou que a implementação começaria com a primeira geração de PLC (<i>Power Line Communications</i>) ("PLC G1"), sendo seguida mais tarde de "PLC G3", actualmente em desenvolvimento. Para a comunicação entre os concentradores e a rede a montante foi considerada a utilização de GPRS.</p>

⁵⁰ "Orientations pour le comptage électrique basse tension évolué (≤ 36 kVA)", 10 septembre 2007, Annex.

França (Electricidade)	
<p>Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)</p>	<p>(informação não disponível)</p>
<p>Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)</p>	<p>(informação não disponível)</p>
<p>Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício</p>	<p>Os pressupostos publicamente disponíveis referem:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 35 milhões de contadores • 420 000 concentradores • Custo por contador entre 160-180 Euro • Taxa de custo médio ponderado de capital (WACC – <i>weighted average cost of capital</i>): 7,5% nominal antes de impostos; 5,25% real antes de impostos • Período de análise de 2011 a 2038 • Investimento em sistemas de informação: 300 milhões de Euro • Custo com contadores e sua instalação: 3 000 milhões de Euro • Custo com concentradores e sua instalação: 500 milhões de Euro • Incremento de 20% entre os contadores inteligentes mais simples e o cenário mais evoluído
<p>Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)</p>	<p>Na análise feita em 2007 os intervenientes na cadeia de valor considerados foram os seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produtores • Operadores de rede • Comercializadores ("<i>supplier</i>") • Consumidores. <p>Análise negativa se considerado apenas o ORD. Melhor cenário obtido quando considerada toda a cadeia de valor, <i>roll-out</i> em 5 anos e funcionalidades mais avançadas (curvas de carga detalhadas).</p> <p>Em 2011, outra análise custo-benefício feita no âmbito do projecto-piloto <i>Linky</i>, tomando apenas em consideração o ORD apresentou um resultado marginalmente positivo de +100 MEuro₂₀₁₀, com um investimento de 4 000 MEuro₂₀₁₀. Foi com base neste estudo que o regulador e o Governo determinaram o avanço para a implementação no terreno.</p>

França (Electricidade)	
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	Responsabilidade relativamente a instalação, manutenção e leitura dos contadores é do ORD.
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	<p>O ORD deverá de forma gratuita colocar à disposição do consumidor ou de entidades autorizadas pelo consumidor, num local na internet com código de acesso pessoal:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dados de consumo (os dados de qualidade terão de ser solicitados explicitamente e também fornecidos gratuitamente) Curva de potência em períodos de 30 minutos, de modo a permitir elaborar planos tarifários inovadores (períodos de 10 minutos poderá requerer o pagamento de um valor adicional). <p>O Comercializador deverá transmitir gratuitamente ao consumidor:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mensalmente consumo em kWh e Euro com um histórico de 12 meses Pelo menos uma vez por ano, um balanço do consumo energético comparando com o ano anterior e com um perfil típico semelhante ao seu.
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	O regulador considera importante, para se obter uma resposta do consumidor relativamente a alterações de comportamento (redução de consumo e/ou mudança de períodos de consumo), que haja disponibilização de informação em tempo real adicional à providenciada pelos contadores. Tal deverá no entanto cair fora do contexto dos contadores inteligentes e recomendou a elaboração de experiências para melhor quantificar esses fenómenos, trabalhando juntamente com as indústrias e autoridades relevantes.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	(informação adicional não disponível)
Protecção de dados pessoais	Foi considerado e implementado no projecto-piloto <i>Linky</i> , com resultados aprovados pelo regulador e pelo Governo (detalhes não disponíveis)
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	Os cenários estudados em França consideraram períodos de <i>roll-out</i> de 5 anos e de 10 anos. Em Setembro de 2011 um Decreto governamental francês determinou que a implementação começaria em 2012 e que estaria 95% completo até 2016. Durante o período do projecto-piloto foram instalados em média cerca de 8,5 contadores por dia e por técnico.
Campanhas de informação dos consumidores	<p>O regulador determinou que deve ser desenvolvida comunicação específica dirigida aos consumidores e definida em parceria com as autoridades de licenciamento, as comunidades locais, comercializadores e grupos de consumidores, e providenciada pelos instaladores. Esta descrição deve incluir informações educativas sobre o uso do contador <i>Linky</i>.</p> <p>No âmbito do projecto-piloto:</p> <ul style="list-style-type: none"> Os consumidores foram informados anteriormente por correio pela EdRF de todo o processo; 91% consideraram a informação clara mas 27%

França (Electricidade)

- consideraram que era insuficiente
- Foram disponibilizados diversos meios de informação para os consumidores, nomeadamente:
 - Informação sobre o contador enviada ao consumidor
 - Disponibilização de um site na internet (<http://Linky.erfdistribution.fr/>)
 - Disponibilização de um número verde "0800 0LINKY"
 - Disponibilização de "Embaixadores LINKY", que no terreno (locais de maior afluência de população) informavam os consumidores e esclareciam dúvidas.
 - Disponibilização de correio postal e electrónico.

FRANÇA (Gás)

Tabela 41 – Quadro resumo do caso da França (gás)

França (Gás)

Funcionalidades dos contadores inteligentes

Para além da actividade de contagem, foi determinado que a solução a implementar corresponderá a um cenário AMR (*Automated Meter Reading*), em que a informação flui apenas numa direcção desde os contadores até aos sistemas de informação e de gestão de dados. Os contadores permitem o armazenamento de dados durante vários dias e enviam informação várias vezes ao dia incluindo consumos, fluxos máximo e mínimo e informação de supervisão dos contadores (e.g., nível das baterias)

Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas

A tecnologia de comunicação é baseada em rádio, na LAN, e GSM/GPRS, na WAN (ver cenário 1).

Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)

Entre Abril 2010 e Junho 2011 foi realizado um projecto-piloto com mais de 18 500 contadores, em modo AMR, em 4 zonas de França. Referido que foram confirmadas expectativas dos clientes em termos de uma facturação sistemática com base em consumos reais e em termos de acesso a dados para uma melhor gestão da sua utilização de energia.

São referidas as experiências inglesa e holandesa como demonstrando que a alteração do comportamento dos consumidores no sentido de uma maior eficiência energética é mais eficaz com disponibilização de informação mais frequente.

A redução de consumo resultante da introdução dos contadores inteligentes foi considerada nula na análise base, mas foi analisada para efeitos de sensibilidade aos resultados, numa óptica de *break-even* (isto é, foi determinado que valor deverá ter para que se atinja o *break-even* do cenário). Para os cenários obterem resultados positivos, a redução teria de ser entre 4.3%% (cenário AMR) e 13% (cenário AMM).

França (Gás)

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

Não considerado.

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

A cadeia de valor considerada na análise custo-benefício efectuada considera os seguintes intervenientes:

- Transporte e armazenamento
- Operador de rede
- Comercializador.

4 cenários considerados para além de *Business As Usual* (BAU):

- Cenário AMR (*Automated Meter Reading*), com rádio na LAN e GSM/GPRS na WAN, sem operação remota de contadores
- Cenário multi-utility
- Cenário com contador de gás "*piggy-backed*" no sistema de comunicações para electricidade (PLC na LAN e em GSM/GPRS/ADSL na WAN)
- AMM (*Automated Meter Management*), com operação remota de contadores

Não foram considerados os benefícios associados aos clientes que actualmente têm os contadores em locais inacessíveis (24+%)

Custos evitados de avaliação mais complexa incluem:

- Eventuais ganhos ligados ao melhor conhecimento de consumo em termos de dimensionamento do sistema gasista na distribuição, transporte e armazenamento
- Ganhos ligados à diminuição de reclamações e contencioso

Período de análise foi de 20 anos

Custo dos contadores foi assumido entre €45 e 170€

Diversos itens de CAPEX e OPEX estão identificados no corpo do texto.

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores

- Cenário AMR corresponde a menores investimentos para o ORD (cerca de 1 000 milhões de Euro, face a 2 500 milhões de Euro no cenário AMM)
- Benefícios semelhantes em qualquer cenário (entre cerca de 1 300 milhões de Euro no cenário AMR e cerca de 1 600 milhões de Euro no cenário AMM)
- Benefícios residem com o ORD e dizem respeito a poupanças nas leituras, pelo que depende em grande medida da frequência de leituras obrigatórias em BAU
- A análise para o cenário AMR é (marginalmente) positivo (cerca de 100 milhões de Euro) com 4 leituras obrigatórias por ano em BAU; em todos os outros cenários o resultado da análise é negativo (até -2 600 milhões de Euro)

França (Gás)	
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	ORD é responsável por todos os processos relacionados com os contadores
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	O cenário AMR seleccionado assume que os Sistemas de Informação do ORD podem reenviar aos comercializadores as informações recolhidas dos clientes
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	Foi considerado que, apesar do Cenário AMR seleccionado corresponder àquele que surge menos naturalmente aberto a novos serviços, não invalida que a informação recolhida pelos sistemas de informação possa ser utilizada para disponibilização de serviços, apesar do atraso com o reenvio dessa informação.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	O serviço base fornecido é a facturação mensal e detalhe de consumo. Foi considerado que, apesar do Cenário AMR seleccionado corresponder àquele que surge menos naturalmente aberto a novos serviços, não invalida que a informação recolhida pelos sistemas de informação possa ser utilizada para disponibilização de serviços, apesar do atraso com o reenvio dessa informação.
Protecção de dados pessoais	Comunicação é unidireccional desde os contadores para a rede.
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	A fase de implementação nacional está prevista ocorrer entre 2014 e 2020. Para 2014 está prevista a instalação de cerca de 100 000 contadores de gás.
Campanhas de informação dos consumidores	Consumidores foram mantidos a par de todo o processo do projecto-piloto pelo ORD (GDF) Em Julho de 2011, no final do projecto-piloto, GDF reuniu todos os <i>stakeholders</i> para recolher experiências e comentários, incluindo consumidores participantes, autoridades locais, agentes que contribuíram para reflexão sobre funcionalidades, fornecedores, equipas de instalação e equipas técnicas da GDF

HOLANDA (Electricidade e Gás)

Tabela 42 – Quadro resumo do caso da Holanda (Electricidade e Gás)

Holanda (Electricidade e Gás)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>Funcionalidades estão definidas nos documentos "Acordo Técnico Holandês" (NTA 8130⁵¹) e "Dutch Smart Meter Requirements" (DSMR⁵²). Estas funcionalidades incluem, entre outros, os seguintes itens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leitura remota da energia consumida • Leitura remota de electricidade fornecida (para produção descentralizada) • Monitorização de qualidade de electricidade fornecida (falhas de energia, nível de tensão, etc) • Registo de tentativa de violação do contador e de fraude • Activação e desactivação remota de fornecimento de energia • Limitação temporária de fornecimento de electricidade por definição de valor limite • Possibilidade de ligação de dispositivos externos (para serviços adicionais) • Envio de mensagens curtas para o mostrador do contador • Envio de mensagens longas para o contador para interacção <i>on-line</i> – estas mensagens são reencaminhadas para os dispositivos externos • Informação de estado (erros, indicador de tarifa, posições de interruptor e válvula, valores limite) • Possibilidade de actualização de <i>firmware</i> do contador • Existência de mecanismos de privacidade e segurança. <p>Dispositivo IHD não é considerado uma funcionalidade base.</p>
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	<p>A legislação não estipula qualquer infraestrutura de comunicações específica, sendo o ORD livre de decidir qual a melhor opção, desde que cumpra os regulamentos relacionados com segurança e privacidade.</p> <p>Nas análises custo-benefício elaboradas para o Governo foi considerado como caso central que 80% dos contadores seriam lidos via PLC e 20% via GPRS.</p>
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos)	<p>Devido a questões relacionadas com aspectos de privacidade e protecção de dados, a legislação holandesa permite que os consumidores possam escolher entre as seguintes opções:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recusar a instalação de um contador inteligente e manter o contador tradicional • Ter um contador inteligente nas instalações mas solicitar o não envio de leituras automáticas

⁵¹ NTA 8130, 'Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers' (Funções básicas para contadores para electricidade, gás e energia térmica para pequenos utilizadores), Instituto de Normalização Holandês, Delft, August 2007

⁵² O document *Dutch Smart Meter Requirements* (DSMR) pode ser obtido no EnergieNed website (www.energiened.eu). A última versão é de Junho 2011

Holanda (Electricidade e Gás)	
de consumo)	<ul style="list-style-type: none"> • Ter um contador inteligente mas com funcionalidades de leitura limitadas, nomeadamente, leitura quando ocorre mudança de comercializador ou de instalações, leitura anual e leitura bimestral • Ter um contador inteligente com todas as funcionalidades. <p>Em cada caso o consumidor indicará que dados podem ser utilizados, quem pode aceder ao dados e para que fim podem ser utilizados.</p> <p>A capacidade de redução de consumo depende das opções acima tomadas pelos consumidores.</p> <p>Redução considerada para electricidade: entre 3,2%-6,4% Redução considerada para gás: entre 3,7%-5,1%</p>
Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)	<p>Considerado cerca de 25%, de acordo com a segmentação de clientes referida.</p>
Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício	<p>Período de implementação de 10 anos Período de análise de 50 anos Taxa de desconto de 7% Comunicação: 80% PLC, 20% GPRS Contadores de gás usam infraestrutura de comunicações de electricidade 7 milhões de contadores 2% dos consumidores recusam contador inteligente Reduções de consumo entre 3,2-6,4% para electricidade e 3,7-5,1% para gás 80% de facturação feita electronicamente Diversos itens de CAPEX e OPEX identificados no capítulo de pressupostos</p>
Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)	<p>No cenário de referência (com quase 100% de aceitação de contadores inteligentes por parte dos consumidores) o resultado é positivo em cerca de 770 milhões de Euro.</p> <p>Os principais itens de benefício são a poupança de energia, redução de custos de centros de atendimento, redução do custo de energia para o consumidor em resultado do aumento de concorrência (facilidade de mudança de comercializador) e poupanças no processo de leituras.</p> <p>A maior parte dos benefícios ocorrem para os consumidores, nomeadamente através de poupança de energia e redução de factura devido a maior concorrência</p> <p>As <i>metering companies</i> também obtêm benefícios relacionados com aumentos de eficiência nos processos</p> <p>Todos os outros intervenientes obtêm um resultado negativo</p>

Holanda (Electricidade e Gás)	
<p>Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)</p>	<p>Redução de colecta de taxas sobre energia resultante de menor venda de energia</p> <p>Comercializadores perdem por redução da energia vendida</p> <p>Os custos da implementação recaem sobre o ORD</p> <p>No caso de se considerar apenas contadores para electricidade o resultado é mais positivo.</p> <p>Uma solução baseada apenas em PLC é também mais favorável devido ao maior custo de GPRS.</p>
<p>Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações</p>	<p>O mercado de medição é liberalizado na Holanda pelo que os consumidores podem escolher a entidade de medição e de processamento dos dados de medida. Este modelo está no entanto em discussão no sentido de passar a ser uma actividade regulada. Propriedade é dos ORD. Fornecimento de energia é feita através de comercializadores.</p>
<p>Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)</p>	<p>Devido a questões relacionadas com aspectos de privacidade e protecção de dados, a legislação holandesa permite que os consumidores possam escolher entre as seguintes opções:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recusar a instalação de um contador inteligente e manter o contador tradicional • Ter um contador inteligente nas instalações mas solicitar o não envio de leituras automáticas • Ter um contador inteligente mas com funcionalidades de leitura limitadas, nomeadamente, leitura quando ocorre mudança de comercializador ou de instalações, leitura anual e leitura bimestral • Ter um contador inteligente com todas as funcionalidades. <p>Em cada caso o consumidor indicará que dados podem ser utilizados, quem pode aceder ao dados e para que fim podem ser utilizados.</p>
<p>Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado</p>	<p>Foram considerados dois conceitos para a informação proporcionada ao consumidor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Feedback indirecto, em que é enviado ao consumidor em forma electrónica informação sobre o seu consumo, custos incorridos, valores históricos, comparação com grupos de referência, sugestões de poupança, entre outra. Esta informação é enviada todos os dois meses. • Feedback directo, em que o consumidor dispõe de um dispositivo IHD.
<p>Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado</p>	<p>Serviços adicionais podem ser fornecidos através dos dados recolhidos dos contadores a partir da porta P-1 definida nas especificações holandesas.</p> <p>Caso o consumidor opte por medição detalhada, serviços com novas tarifas (<i>Time of Use</i> ou <i>Real Time Pricing</i>) ou com controlo sobre equipamentos / electrodomésticos (<i>Demand Side Management</i>) podem ser implementados por contrato.</p>

Holanda (Electricidade e Gás)	
Protecção de dados pessoais	No que diz respeito a privacidade dos dados, que esteve na origem da não aprovação inicial da legislação proposta, terá de ser assegurado que a informação de medidas de 15 minutos e 60 minutos só são usados em casos muito específicos e para os quais o consumidor der consentimento. Adicionalmente, o consumidor dará sempre antecipadamente autorização sobre a informação que pode ser utilizada por cada entidade e para cada fim, tanto para o caso de informação base " <i>standard</i> " bimestral como para informação detalhada semanal de kWh e m3).
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	O Ministério dos Assuntos Económicos decidiu proceder à introdução de contadores inteligentes em duas fases: uma fase piloto de dois anos e uma fase de implementação acelerada (estimada em 8 anos) após os resultados dos dois anos iniciais
Campanhas de informação dos consumidores	Devido à opção por um <i>roll-out</i> voluntário, o sucesso do caso holandês depende fortemente da aceitação dos contadores inteligentes por parte dos consumidores. Com base nos estudos efectuados verificou-se que é importante tomar em consideração os seguintes aspectos para que a informação disponibilizada aos consumidores seja eficaz no sentido de induzir comportamentos de poupança: <ul style="list-style-type: none"> • Providenciar informação sobre consumo imediato • Informação frequente e durante longo período de tempo • Oferta de sugestões de acção de poupança • Comparação com histórico e grupos de consumidores semelhantes • Proporcionar o estabelecimento de objectivos de redução de consumo por parte do consumidor • Se possível, especificar consumo por equipamento / electrodoméstico.

REINO UNIDO (Electricidade e Gás)

Tabela 43 – Quadro resumo do caso do Reino Unido (electricidade e gás)

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
<p>Funcionalidades dos contadores inteligentes</p>	<p>Disponibilidade de informação/leituras relativas a períodos de tempo definidos para os consumidores, comercializadores e outros actores.</p> <p>Comunicação bidirecional com o contador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comunicação entre o contador e o comercializador ou outros actores de mercado. • Transferência de dados através da WAN durante períodos de tempo definidos, configuração remota e diagnósticos, alterações no software e firmware. <p><i>Home Area Network</i> – HAN com base em protocolos e standards não proprietários de modo a garantir a interoperabilidade.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transferência de informação em tempo real dos contadores para um monitor ("<i>display</i>") residencial (IHD). • Permitir a ligação de outros dispositivos ao sistema de contagem. <p>Permite a utilização de múltiplas tarifas com diferenciação horária.</p> <p>Capacidade de controlo remoto do fornecimento de energia ("<i>Demand side Management</i>").</p> <p>Capacidade de corte do fornecimento de energia e de alterações no modo de pagamento.</p> <p>Medição da energia exportada.</p> <p>Capacidade de comunicar com aparelhos de medição existentes na microgeração (recepção, armazenamento e comunicação de dados de geração para facturação).</p>
<p>Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas</p>	<p>Nos <i>Impact Assessments</i> de 2008 e 2009, foram consideradas diversas opções híbridas para as tecnologias de comunicação mas não foi tomada nenhuma decisão definitiva. Para as análises custo benefício mais recentes foi assumido que a tecnologia de comunicação para a rede WAN seria GSM/GPRS dado que corresponde a uma infraestrutura de comunicação existente que assegura as funcionalidades adequadas. Esta abordagem simplifica a análise dado que evita a utilização de soluções híbridas diminuindo o risco associado.</p>
<p>Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)</p>	<p>Relativamente à redução do consumo, foram assumidos valores conservadores (relativamente a outros estudos internacionais) tendo em conta o elevado grau de incerteza relacionado com a adesão por parte dos consumidores. É esperado que estes valores sejam revistos após os primeiros pilotos e os resultados dos estudos a decorrer sobre estratégias para adesão dos consumidores.</p> <p>Electricidade (crédito e pré-pagamento): 2,8% por ano</p> <p>Análise de sensibilidade:</p>

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
	<ul style="list-style-type: none"> • Máximo: 4% • Mínimo: 1,5% <p>Gás (crédito): 2% /ano</p> <p>Análise de sensibilidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Máximo: 3% • Mínimo: 1% <p>Gás (pré-pagamento): 0,5% /ano</p> <p>Análise de sensibilidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Máximo: 1% • Mínimo: 0,3%
<p>Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)</p>	<p>Informação não disponível.</p>
<p>Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício</p>	<p>Custos dos contadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Electricidade: 43£ por contador • Gás: 56£ por contador <p>Módulo de comunicações (modem WAN, HAN, etc): 25,6£ p/unidade</p> <p>Monitor: 15£ p/unidade</p> <p>Custos de instalação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Electricidade: 29£/residência • Gás: 49£/residência • Electricidade e Gás: 68£ p/residência <p>Custos de operação e manutenção: 2,5% (%capital)</p> <p>Redução anual do consumo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Electricidade (crédito e pré-pagamento): 2,8% • Gás (crédito): 2% • Gás (pré-pagamento): 0,5%

Reino Unido (Electricidade e Gás)

Custos anuais evitados com mudança de comercializador

- Antes da entrada em operação da DCC: £0,8 /contador
- Minimum DCC: £1,58 /contador
- Minimum DCC +Registo: £2,22 /contador
- Minimum DCC +Registo + processamento/agregação/armazenamento de dados: £3,11 /contador

Custos anuais com deslocações ao cliente:

- Visitas regulares para leituras evitadas: £6,1 /contador (crédito)
- Visitas regulares para inspeções de segurança não evitadas: £3 em períodos de 5 anos (90% dos contadores) ; £17,5 em períodos de 2 anos (10% dos contadores).
- Visitas adicionais pedidas pelo cliente evitadas: £0,5 /contador (crédito)
- Visitas adicionais para inspeções de segurança evitadas: £0,875 /contador

Custos anuais evitados com serviços ao cliente (*call centre*): £2,20 /contador (é assumido que o volume de chamadas diminui 30%).

O resultado da análise custo-benefício foi positivo.

Custos totais (£m): 11 067

Benefícios totais (£m): 15 971

VAL (£m): 4 904

Custos principais (£m)

- Custos de capital com o sistema de contagem inteligente: 3958 (35,8% dos custos totais).
- Custos de instalação: 1596 (14,4% dos custos totais).
- Custos de comunicações iniciais: 1156 (10,4% dos custos totais)
- Custos de comunicações (operação e manutenção): 1314 (11,9 % dos custos totais)

Benefícios principais (£m)

- Redução do consumo: 4 598 (28,8% dos benefícios totais)
- Custos evitados com deslocações ao cliente: 3 179 (19,9% dos benefícios totais)
- Custos evitados com mudança de comercializador: 1 606 (10,1%)

Quando o *roll-out* estiver completo em 2020, são esperadas poupanças na factura de energia para a média dos consumidores de gás e electricidade no valor de £22 por ano. A curto prazo, os custos de transição do *roll-out* serão passados aos consumidores e apenas os consumidores que já tenham recebido um contador inteligente poderão beneficiar de informação adequada para reduzirem o seu consumo. É estimado que possa

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)

Reino Unido (Electricidade e Gás)	
<p>Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)</p>	<p>resultar em média num aumento de £6 na factura em 2015. A partir de 2017, os benefícios para os consumidores aumentam enquanto os custos de transição diminuem e portanto o impacto dos contadores inteligentes na média dos consumidores de electricidade e gás será uma redução nos valores das facturas. Em 2030 é estimado uma poupança na factura de electricidade igual a £42 por residência.</p> <p>Comercializador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição e instalação do sistema de contagem inteligente na residência (contador, monitor, HAN, modem WAN) <p>DCC (“Data Communications Company”):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantir a segurança das comunicações bidireccionais com os contadores inteligentes, leituras remotas, diagnósticos ao contador e comunicação de outros dados, conversão dos diferentes protocolos para garantir interoperabilidade e a gestão de todo o processo de recolha de dados para os comercializadores e operadores de rede. • Está previsto que a DCC poderá ter a responsabilidade de gerir a base de dados relativa ao registo de cada contador para os diversos comercializadores e de gerir o processo de mudança de comercializador. • Após uma análise futura, a DCC poderá ter também a responsabilidade de processamento e agregação dos dados para electricidade.
<p>Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações</p>	<p>O sistema de contagem inteligente deve ser capaz de armazenar no mínimo dados de consumo de 30 em 30 min correspondentes a 12 meses. Estes requisitos deverão promover a competição na comercialização a retalho e no mercado de serviços de energia e permitirá beneficiar os consumidores através da possibilidade de acesso aos seus dados de consumo.</p>
<p>Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.) Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado</p>	<p>A informação (energia, preço, CO₂) deverá ser disponibilizada em tempo real através de IHD de modo a que os consumidores possam tomar decisões informadas no sentido da redução do seu consumo de energia e das emissões de CO₂.</p> <p>Está previsto no catálogo de funcionalidades do contador a possibilidade de utilização de múltiplas tarifas com diferenciação horária.</p>
<p>Protecção de dados pessoais</p>	<p>Relativamente à protecção de dados dos consumidores ainda não foram tomadas decisões definitivas no entanto estão estabelecidas algumas linhas orientadoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O Governo têm seguido o princípio “<i>privacy by design</i>”, ou seja, o aspecto da segurança da informação está a ser considerado na especificação do sistema de contagem inteligente e não foi deixado para fases posteriores. • Está proposto no programa de implementação de contadores inteligentes que o consumidor terá poder de escolha relativamente à utilização e disponibilização da sua informação excepto no caso de informação necessária para cumprir aspectos regulatórios. Ainda não está definido o tipo de informação indispensável para cumprir aspectos regulatórios nem o seu nível de desagregação e será objecto de análises futuras.

Reino Unido (Electricidade e Gás)

Instalação e logística associada à substituição dos contadores

O modelo de implementação escolhido considera que o processo de *roll-out*, aquisição e instalação de contadores inteligentes é da responsabilidade do comercializador e a gestão de dados e comunicações está centralizada na entidade DCC. Este modelo permite uma fase de transição durante a qual certos comercializadores poderão instalar contadores para um determinado número de consumidores antes da implementação completa da DCC. Este modelo foi discutido com os diversos actores de mercado e após análises adicionais realizadas no período entre Julho de 2010 e Março de 2011.

Na análise custo benefício foram consideradas três taxas de instalação de contadores inteligentes diferentes correspondentes a três cenários de *roll-out*:

- Central: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 19%.
- Superior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 23%.
- Inferior: assume-se uma taxa anual de instalação máxima de 17%.

Relativamente ao cenário Central, os riscos associados ao cenário *Higher Bound* consistem no aumento do custo de instalação em 1% e o aumento do custo dos contadores e dos IHD em 1% e 0.25% respectivamente.

Campanhas de informação dos consumidores

Foram considerados custos no valor £166m. Estes custos estão associados a publicidade (TV, rádio, etc) e actividades coordenadas para facilitar a adesão dos consumidores à estratégia de *roll-out*.

IRLANDA (Electricidade)

Tabela 44 – Quadro resumo do caso da Irlanda (electricidade)

Irlanda (Electricidade)	
Funcionalidades dos contadores inteligentes	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • existência de informação de 30 em 30 minutos • permitir mínimo de 3 tipos de tarifas (de entrada, de saída, de rede) • mínimo de 12 registos de tarifas • medição de energia entrada e saída • registo de falhas de energia • registo de alertas de violação • eventos / erros no contador • registo de nível de tensão fora dos limites • monitorização de qualidade de tensão e potência • interruptor para operação remota para ligar/desligar • permitir controlo de carga (<i>trip settings</i>) • sensores para permitir <i>reclosing</i> • actualização de <i>firmware</i> • encriptação forte • armazenamento de dados no contador por período de tempo a definir • tempo de vida de 15-20 anos • módulo de comunicações incorporado no contador de electricidade • (funcionalidade para pré-pagos a ser potencialmente definida na fase de desenho)
Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas	<p>Não está definida qual a solução a usar. Regulador refere 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.</p> <p>Na análise custo-benefício foram consideradas diversas combinações com as 3 tecnologias PLC, GPRS e <i>Wireless LAN</i>.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que o contador de electricidade deverá funcionar como um <i>hub</i> para o contador de gás através da porta HAN específica para <i>multi-utility</i>, facilitando assim uma infraestrutura de comunicações comum para electricidade e gás</p>
Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)	<p>Nos pilotos para electricidade (<i>Customer Behaviour Trials - CBT</i>) constatou-se uma redução global de consumo de electricidade de 2,5% e de uma redução de consumo de pico de 8,8%, em resultado de estímulos com tarifas <i>Time of Use</i> (ToU).</p> <p>Informação bimestral resultava numa redução muito inferior a informação mensal.</p>

Irlanda (Electricidade)

Utilização de monitor resultou numa redução ainda mais substancial, mesmo com informação bimestral.

Como incentivo foram testados os seguintes mecanismos:

7. *Time of Use Pricing* (ToU)
8. Facturação detalhada bimestral (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
9. Facturação detalhada mensal (com informação detalhada sobre consumo, histórico e comparação com grupos semelhantes)
10. IHD
11. Incentivo financeiro para redução de consumo em determinado montante face ao ano anterior
12. Acesso internet à informação

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

Os mecanismos 1, 2 e 3 permitiram uma redução de 2,5% em média e 8,8% no pico. Os mecanismos 2 e 4 permitiram uma transferência de consumo de pico de 11,3%. Consumidores com maior consumo registam maior poupança. Constatou-se mudança para fora das horas de pico (horas após-pico) e para a noite.

82% dos participantes reportaram alterações de comportamento e 74% reportaram alterações significativas.

O IHD foi considerado importante para transferência da hora de pico por 91% dos consumidores.

O incentivo financeiro teve uma taxa de sucesso baixa (58%).

Residências associadas a consumidores com níveis de literacia mais elevados obtiveram maiores poupanças. No entanto tal foi considerado como devendo-se ao facto de corresponderem a habitações com mais elevado níveis de consumo e não ao nível de literacia.

Reacção dos consumidores focou-se na resposta aos sinais de preço e não a investimentos em melhorias de eficiência energética na residência.

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

Período de análise VAL: 2011-2032
Taxa de desconto de 4% (até 8% nas análises de sensibilidade)
Preço de contadores PLC: € 75-105
Preço de contadores rádio: € 85-115
Preço de contadores GPRS: € 100-110
Custo de instalação: € 48 (urbano), € 72 (rural)
Custo por concentrador PLC: € 880
Número médio de contadores por concentrador PLC: 44
Custo de centro de operações: € 5 milhões
Custo de IHD: € 37,5
Nível de roubo / fraude: 0,5%
Custo de sistemas IT do comercializador: € 9 milhões
Número de novas residências: entre 10 mil e 40 mil, entre 2011 e 2032
4% de revisitas durante o *roll-out*.
18% de consumidores em modo pré-pago
Valor associado ao tempo dos consumidores: €15,68 por hora

Irlanda (Electricidade)

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)

Um elevado número de pressupostos adicionais estão incluídos no corpo do texto.

O resultado é positivo no cenário central (+ €174 milhões) e na maioria dos 12 cenários.

Power line carrier (PLC) / Radio frequency (RF) mostram benefícios líquidos mais elevados do que as outras tecnologias examinadas, embora a diferença para o PLC / GPRS possa depender das assumpções de valores de parâmetros-chave.

Facturação bimestral, sem In-Home Display (IHD) exhibe de forma consistente o maior VAL total, mas a margem é de apenas € 4 milhões quando comparado com a próxima melhor opção (facturação bimestral com IHD).

Os méritos relativos dos diferentes estímulos informativos provaram ser bastante sensíveis ao intervalo da tarifa escolhida, com o IHD exibindo uma redução substancial do VAL e a facturação mensal mostrando um grande aumento.

A componente do ORD do VAL é geralmente negativa.

O componente VAL do comercializador tem menos diferenciação por opção, mas também é geralmente negativa ou neutra.

Os benefícios líquidos associados com a geração são consistentemente robustos e positivos.

Outra fonte de benefícios consistentemente robusta e positiva é a componente relacionada com os consumidores residenciais.

Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)

ESB Networks (ORD) será responsável pela aquisição (compra pública) dos contadores, sua instalação e manutenção, de acordo com as funcionalidades e módulo de comunicações definidas. O regulador aprovará as funcionalidades e o processo de aquisição.

ESBN também será a proprietária dos contratos para a rede de comunicações e os sistemas de informação (IT/IS) e será responsável pelo seu processo de aquisição (com aprovação do regulador).

Relativamente aos IHD a consulta pública em curso deixa em aberto que a aquisição, instalação e manutenção possa ser feita pelo ORD (caso em que será controlado pelo regulador) ou pelo comercializador do consumidor em causa.

Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a terceiros, por exemplo para serviços de gestão de energia.

Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações

Propriedade dos dados é dos consumidores e deve ser passível de ser acessível ao consumidor de forma gratuita (formato nacional harmonizado).

Disponibilização eventualmente no mesmo portal de dados para os comercializadores (a ser confirmado na fase de desenho).

Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a outros comercializadores para obtenção de propostas comerciais alternativas.

Consumidores deverão ter o direito de providenciar os seus dados históricos a terceiros, por exemplo para serviços de gestão de energia.

Irlanda (Electricidade)	
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que IHD devem ser obrigatórios com a instalação de contadores inteligentes (funcionalidade mínima ainda por definir) e que o IHD deverá ser mantido (falhas e substituição) durante 2 anos sem custo para o consumidor. Consumidores deverão obter os seus dados e informação de consumo via IHD e via documentação com a sua factura.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que facturação mensal não deverá ser obrigatória mas deixada ao critério do mercado.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que juntamente com facturação mensal deverá ser obrigatória o envio de documentação sobre consumo de energia.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere actualização diária do portal de dados. Adicionalmente sugere que informação deve ser disponibilizada numa óptica "pull and/or push".</p> <p>Disponibilização eventualmente no mesmo portal de dados para os comercializadores (a ser confirmado na fase de desenho).</p> <p>Porta HAN deverá permitir a comunicação com qualquer dispositivo (com capacidade de autenticação) e não apenas o IHD.</p>
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere a obrigatoriedade de tarifas <i>Time of Use</i> (ToU).</p>
Protecção de dados pessoais	<p>De acordo com os requisitos do <i>Data Protection Act</i>. Requisito explícito para segurança <i>end-to-end</i> e para protecção de dados.</p>
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	<p>Plano de instalação a ser definido pelo regulador e apresentado no primeiro trimestre de 2012. Em linhas gerais o calendário é actualmente o seguinte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fase 1: Descoberta, Exploração e desenvolvimento de plano de negócio: no primeiro trimestre de 2012 • Fase 2: Planeamento, definição de requisitos, processo de compra e selecção: 2012 e 2013 • Fase 3: Desenho detalhado, teste de Sistema e pré <i>roll-out</i>: 2013 e 2014 • Fase 4: Implementação (<i>roll-out</i>): 2015-2018
Campanhas de informação dos consumidores	<p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere que juntamente com facturação mensal deverá ser obrigatória o envio de documentação sobre consumo de energia.</p> <p>Consulta do regulador actualmente em curso sugere campanha de educação e divulgação na fase inicial para utilizadores mais vulneráveis.</p>

AUSTRALIA – Estado de Victoria (Electricidade)

Tabela 45 – Quadro resumo do caso da Austrália – Estado de Victoria (electricidade)

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)	
<p>Funcionalidades dos contadores inteligentes</p>	<p>Medição da energia nos quatro quadrantes</p> <p>Disponibilização de contagens relativas a períodos de tempo definidos remota e localmente. Será também possível obter local e remotamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Configurações • Hora • Data • Indicadores de estado • Eventos <p>Corte e reposição do serviço local e remota.</p> <p>Sincronização temporal</p> <p>Capacidade de controlo directo de cargas</p> <p>Capacidade de registar eventos relacionados com problemas de qualidade de energia (interrupções ou tensão não conforme).</p> <p>Prevenção de fraude – Detecção de violações do contador e envio de alarmes</p> <p>Controlo de potência contratada – Dois patamares de potência contratada: Normal e emergência</p> <p>Home Area Network - Rede Zigbee em que cada contador terá acoplada uma gateway (<i>Energy Service Portal</i>) capaz de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suportar até 16 tipos diferentes de aparelhos HAN (diferentes <i>Smart Energy Profiles</i>) • Gerir simultaneamente em média 3 aparelhos HAN <p>Actualização remota de firmware dos contadores inteligentes no software e firmware.</p> <p>Comunicação de dados com elevados níveis de segurança (garantia de privacidade)</p>
<p>Tecnologias de comunicação consideradas técnica e economicamente mais adequadas</p>	<p>Quatro dos cinco ORD do estado de Victoria basearam as suas redes locais de contadores inteligentes em tecnologia do tipo <i>wireless-mesh</i> (RF mesh). Apenas um dos cinco operadores baseou a as suas rede locais em tecnologia WiMax.</p>

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)

Alteração do comportamento dos consumidores motivada pelo acesso a informação disponibilizada pelos novos contadores (redução do consumo e alteração dos períodos de consumo)

Os valores assumidos para as reduções de consumo foram geralmente mais reduzidas que as publicadas nos estudos internacionais, dado que alguns projectos-piloto na Austrália revelaram reduções menos acentuadas no consumo de energia. Pelo contrário, considerou-se que as reduções incidem mais sobre a potência de ponta consumida, do que propriamente sobre a energia total.

Adesão a tarifas multi-horárias: 1,5% de redução na ponta de consumo por aderente (alteração de hábitos de consumo)

Adesão a compensações por redução de consumo em ponta: 15% de redução na ponta de consumo

Adesão a esquemas de carga directamente controlável: 15% de redução na ponta de consumo

Adesão a IHD (complementada por facturação detalhada): Redução inicial de 1% no consumo de energia chegando a 6% em 2020

Adesão a tarifas multi-horárias: 4% a partir de 2014, chegando a 17% em 2017

Adesão dos consumidores a ofertas de preços inovadoras e resposta às variações de preços (experiências na área de demand response)

Adesão a compensações por redução de consumo em ponta: 5% a partir de 2014, chegando a 33% em 2020

Adesão a esquemas de carga directamente controlável: 1% a partir de 2014, chegando a 25% em 2020

Adesão a IHD (complementada por facturação detalhada): 1% a partir de 2014, chegando a 25% em 2020

Pressupostos considerados nas análises de custo-benefício

Custos :

Os custos para o período de *roll-out* e até 2016 são confidenciais. Foram obtidos a partir de orçamentos fornecidos pelos ORD ao regulador australiano.

Os custos a partir de 2016 foram baseados nos valores anteriormente obtidos, tendo em conta uma projecção para a sua evolução baseada em dados obtidos internacionalmente. Assim, tomou-se:

- Evolução dos custos dos contadores: redução de 1,5% por ano nos custos de aquisição
- Período de depreciação dos contadores e comunicações: 15 anos
- Período de depreciação dos sistemas IT: 7 anos
- Ajuste de 21% abaixo em relação aos custos operacionais apresentados pelos ORD, tendo em conta o benchmarking internacional de 2\$ US por cliente com contador inteligente
- Custo de IHD: 125\$
- Custo de sistema de controlo directo de carga (ar condicionado): 75\$

Benefícios:

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)

Resultados das análises custo-benefício (resultados quantificáveis e resultados qualitativos) para os diferentes intervenientes, designadamente operadores de redes, comercializadores e consumidores (incluindo consumidores que também produzem electricidade)

Foram agrupados em quatro grandes categorias:

- Custos directamente evitados pelo programa de AMI
- Benefícios associados a maior eficiência operacional
- Benefícios associados a novas tarifas e gestão do consumo
- Outros benefícios (contemplando pequenos ganhos de eficiência nas operações técnicas e comerciais)

Entre os pressupostos contam-se (além de outros apresentados no corpo do relatório):

- Valor da energia não fornecida:
 - Consumidores domésticos: \$ 20 935/MWh
 - Consumidores comerciais: \$ 90 769/MWh
- Custos de leituras especiais e desligações: 32,3\$ por intervenção
- Custos de reposição do serviço: 18,73\$ por intervenção
- Custos de intervenções fora das horas de expediente: 76,6\$ por intervenção
- Redução de perdas não técnicas: 0,25% por ano
- Custo da capacidade ponta em geração e rede: \$200 000/MW/ano

O resultado da análise custo-benefício mais recente foi negativo para a totalidade do período de análise (2008-28).

Custos totais (\$m): 2349

Benefícios totais (\$m): 2030

Resultado (\$m): -319

Custos principais (\$m)

- Custos com contadores e comunicações (aquisição e instalação): 1135 (52% dos custos totais).
- Custos com sistemas IT: 261 (11% dos custos totais).
- Custos com gestão do programa: 250 (9% dos custos totais)
- Custos de operacionais: 456 (19 % dos custos totais)

Benefícios principais (\$m)

- Custos evitados com substituição de contadores convencionais e leituras locais (directamente pelo programa AMI): 802 (40% dos benefícios totais)
- Benefícios associados a maior eficiência operacional: 642 (32% dos benefícios totais)
- Benefícios associados a reduções do consumo e redução da ponta: 490 (24% dos benefícios totais)

Tendo em conta que os ORD já incorreram em custos foram considerados dois cenários adicionais de análise:

- Continuação obrigatória do *roll-out* de contadores
 - Resultado (\$m): 713 (devido a ter-se considerado que a maior parte dos custos já ocorreu e a maior parte dos benefícios ainda estão por concretizar)
- Continuação voluntária do *roll-out* de contadores

Austrália – Estado de Victoria (electricidade)	
	<ul style="list-style-type: none"> o Resultado (\$m): 343 (devido a ter-se considerado que a maior parte dos custos já ocorreu, mas o <i>roll-out</i> de contadores só termina em 2027 e os benefícios serão menos notórios, perdendo-se mesmo parte dos mesmos)
Arquitectura dos sistemas de medição e os papéis desempenhados pelos operadores de redes e pelos agentes de mercado, incluindo agentes não-tradicionais (ESCOs)	Os ORD serão os donos da infraestrutura de contagem inteligente e como tal suportarão a grande maioria dos custos associados à sua implementação. Os custos suportados pelos comercializadores limitam-se aos sistemas para melhoria de interface com os ORD. Estes custos serão passados para os comercializadores até 2016 directamente na factura de electricidade. A partir de 2016, os contadores serão integrados na base de activos remuneratória dos ORD.
Acesso e disponibilização aos dados de consumo das instalações	Os contadores inteligentes deverão ser capazes de armazenar no mínimo dados de consumo de 30 em 30 min correspondentes a 35 dias. Esses dados serão disponibilizados aos próprios consumidores, comercializadores e até operador de mercado caso haja aprovação do regulador para tal. Não existe informação acerca do tempo de permanência dos dados nos sistemas IT associados aos contadores.
Meios de disponibilização de informação aos consumidores (módulo HAN, internet, telemóveis, etc.)	A informação será disponibilizada através dos IHD.
Serviços base e disponibilização de serviços opcionais em regime de mercado	Estão previstas tarifas multi-horárias, compensações por entradas em esquemas de cargas directamente controláveis ou redução voluntária da potência de ponta.
Protecção de dados pessoais	Tanto a tecnologia Wimax como a RF mesh instaladas no estado de Victoria, garantem níveis mínimos de encriptação de dados que respeitam os requisitos da maioria das agências de protecção de dados. A tecnologia RF mesh disponibiliza adicionalmente uma firewall por cada equipamento em que seja instalada. Os fornecedores de ambas as tecnologias subscreveram o sistema de segurança do US Department of Energy.
Instalação e logística associada à substituição dos contadores	O modelo de implementação escolhido considera que o processo de <i>roll-out</i> , aquisição e instalação de contadores inteligentes é da responsabilidade dos ORD. Os ORD deverão cumprir um plano de <i>roll-out</i> . Os ORD que não respeitem o plano de implementação definido incorrem em risco de perda da concessão da rede. A instalação dos contadores teve início em 2009, mas em 2008 os ORD já incorreram em custos associados aos sistemas de informação de apoio à contagem inteligente. No final de 2010, 10% dos contadores já deveriam estar instalados. O <i>roll-out</i> intensificar-se-á a partir daí sendo que em meados de 2011 já 25% dos contadores deverão estar instalados e no ano seguinte 60%. No final do ano de 2013 o <i>roll-out</i> deve estar terminado.
Campanhas de informação dos consumidores	Apesar da necessidade de campanhas de divulgação e formação dos consumidores ser reconhecida, os seus custos não foram quantificados.

ANEXO 1: ERGEG: RECOMENDAÇÃO DE BOAS PRÁTICAS

No.	Area	Guideline	Impact
E1	Data Security and Integrity	Customer Control of Metering Data	Except for data required by regulation to support the national market model, the customer should choose how information is used. Where information is used by a service provider – for example voltage quality at the customer's terminals – the customer should know that it exists and be able to access it for a reasonable fee.
E2	Customer Services	Information on actual consumption and cost, on a monthly basis, free of charge	Customers and auto-producers should be informed - at least once a month - of actual electricity consumption and costs. This information should be free of charge. When communicating with the customer, the service provider should offer a choice of different channels to provide this information for free (e.g. sms, internet, call centre). Service providers need to take into account other means of communication such as paper which could be offered at a reasonable fee. Vulnerable customers need to be especially taken into account. The information must be presented in a customer-friendly way, bearing in mind that customers' understanding of the electricity market is key for their confidence and active participation.
E3		Access to information on consumption and cost data on customer demand	Customers and auto-producers should be able to access information on his/her up to date consumption and injection data and costs on demand. The service provider should offer a choice of different channels to provide this information free of charge (e.g. sms, internet, call centre). Service providers need to take into account other means of communication such as paper which could be offered at a reasonable fee. Vulnerable customers will need to be especially taken into account. Customers and auto-producers should have access to historical data at a frequency set nationally, free of charge.
E4		Easier to switch supplier, move or change contract	As a result of remote reading with smart meters, all service providers will have quick access to metering data. Where interval metering and separate registers are used, the metering data will be accurate. This will facilitate the supplier switching process, moving or change of contract. Other processes, such as complaint handling, also benefit from using remote reading.
E5		Bills based on actual consumption	Because of remote reading, customers should not have to accept estimated energy bills. Bills should reflect actual consumption. This recommendation does not prevent the offering of other payment schemes.
E6		Offers reflecting actual consumption patterns	Electricity undertakings should optimise the use of electricity, by developing innovative pricing formulae which reflect actual consumption. The supplier should make offers that reflect actual consumption/injection by time period. To enable this service, smart metering systems should be capable of recording consumption on a configurable time basis which should be at least hourly. A more frequent interval, possibly ten or fifteen minutes, may be needed to develop energy efficiency services and offer peak load management services. If Time of Use registers are applied, at minimum three registers, corresponding to time bands such as peak, middle level, and off-peak, during a period of 24 hours.

No.	Area	Guideline	Impact
E7	Customer Services	Remote power capacity reduction/increase	Where capacity limitation is used and a customer wishes to reduce or increase power capacity, this should be remotely performed by the relevant service provider. The time to perform such operations would be reduced by using a remote action rather than sending personnel on site. Remote management of power capacity would allow individually designed contracts that meet the customer's specific needs. This service can also be used to reduce power capacity to a minimum level instead of deactivating electricity supply in case of non-payment, leaving to the customer the possibility of using essential devices. This would be a particular benefit for vulnerable customers. In cases where this is initiated by someone other than the customer, the regulatory framework should describe in detail the procedures and timeframes to be applied when undertaking power capacity reduction. In any event, customer protection and public service rights and obligations should be respected to ensure this service is used correctly.
E8		Remote activation and de-activation of supply	When a customer wishes to activate or de-activate the electricity supply, this should be remotely performed, reducing the time to perform such operations. The regulatory framework should describe under which safety conditions this can be performed. In cases where this is initiated by someone other than the customer, the regulatory framework should describe in detail the procedures and timeframes to be applied. In any event, customer protection and public service rights and obligations should be respected to ensure this service is used correctly.
E9		All customers should be equipped with a metering device capable of measuring consumption and injection	To promote micro (or distributed) generation, all installed meters should be capable of measuring injected as well as consumed energy, avoiding the need to change the meter if a customer becomes an auto-producer.
E10		Alert in case of non-notified interruption	If wished, a customer should receive immediate information on non-notified energy interruptions at the connection point (e.g. by sms), and thus act upon it. This will help minimise the extent of the damage resulting from an outage when the customer is away from the home and help the customer when claiming for reimbursement because of outages. This information could be subject to a reasonable fee.
E11		Alert in case of exceptional energy consumption	If wished, a customer should be able to receive immediate information on exceptional energy consumption and act upon it. With an alarm in the smart metering system, immediate information on a malfunction or a sudden exceptional change in consumption could be transferred to the relevant service provider. The service provider can then communicate this to the customer, through the channel of choice. This information could be subject to a reasonable fee. The alarmed consumption level should be determined by the customer.
E12		Interface with the home	Meters should be equipped with or connected to an open gateway. The customer and service provider/s (suppliers, energy service companies, etc.) chosen by the customer should have access to this gateway. This approach would avoid the DSO having a privileged position. The gateway should have a standardised interface to enable energy management solutions, such as home automation, different demand response schemes and facilitate direct data. It would also allow the customer to adapt consumption in response to price signals.

No.	Area	Guideline	Impact
E13	Customer Services	Software to be upgraded remotely	The customer should benefit from future service development without the service provider making on-site adjustments. To future proof the smart metering system, it should be possible for the programme software to be upgraded remotely. During upgrade operations, the metering system must hold stored values and continue reading and measuring the electricity withdrawn or injected.
E14	Costs and Benefits	When making cost benefit analyses, an extensive value chain should be used	A CBA should take into account an extensive value chain, covering DSOs, suppliers, metering operators, generators, customers and society as a whole. A CBA should also take into account the costs associated with metering data security.
E15	Roll-out	All customers should benefit from smart metering	If assessed positively and a roll-out is decided, all customers should be eligible to obtain a smart meter. It is important for all customers to be able to benefit from the services developed through smart metering systems in order to enable customers to become active on the energy market.
E16		No discrimination when rolling out smart meters	Discriminatory behaviour must be avoided by the party responsible for the roll-out, for example, discrimination based on distinguishing between customers served by different suppliers or distinguishing between customers served under regulated prices and those served on the free market. Phasing the installation in different regions to avoid unnecessary costs for customers would not be discriminatory if the spread of customers between suppliers remains representative.

ANEXO 2: ANÁLISE CBA DE 2011 PARA GÁS NATURAL EM FRANÇA

Principais conclusões

A actualização de 2011, relativamente ao estudo efectuado em 2008, pretendeu:

- Incluir os benefícios relativos a reduções de consumo
- Actualizar com novos custos
- Rever funcionalidades.

As conclusões foram as seguintes:

- Relativamente à solução técnica:
 - As experiências entretanto efectuadas confirmaram que as soluções sem repetidor são as mais adaptadas
 - Os estudos da GDF confirmam que não é adequada a actuação à distância sobre a válvula de corte de serviço
 - A inserção da funcionalidade de bidireccionalidade parcial nos contadores é prudente de modo a reduzir o risco de obsolescência da infraestrutura a curto prazo
 - 80% dos contadores G4 são substituídos por contadores inteligentes; 20% dos contadores G4 são equipados com módulos externos de comunicações; 100% de contadores G6 e superiores são equipados com módulos externos de comunicações (sem solução integrada)
- Relativamente à análise económico-financeira:
 - Nas condições actuais de (frequência de) leitura, o balanço é negativo, com um VAL de cerca de -150 M€ (sem ganhos associados a alteração do comportamento do consumidor)
 - Admitindo uma redução de consumo conservadora de 0,2%, em consequência da disponibilização ao cliente de informação simples sobre o seu consumo, o resultado seria um aumento do VAL de cerca de 150 M€, tornando o balanço total nulo (VAL aproximadamente igual a zero); de acordo com a análise este valor é confortável face aos testes de pequena escala realizados com clientes pela GDF
 - O valor acrescentado de novos serviços (mediante pagamento), poderá atingir 300 M€ (resultante de 1% de redução de consumo), sendo que o estudo refere

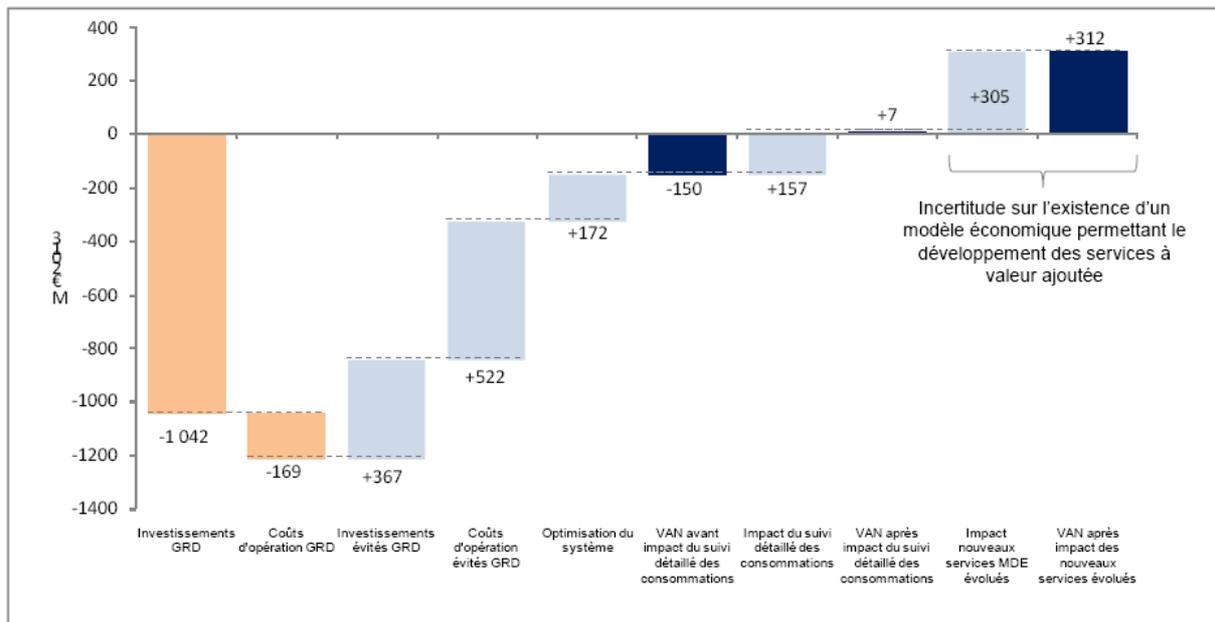
que se trata de um valor incerto uma vez que o mercado ainda está por desenvolver

- Outros aspectos referidos:
 - O projecto pode contribuir para fazer emergir novas oportunidades económicas
 - O projecto permite à França posicionar-se na lógica das orientações da Comissão Europeia e do ERGEG
 - O projecto contribui para a imagem de modernidade do gás, necessária à continuação do seu desenvolvimento.

As seguintes recomendações emergiram do estudo efectuado:

- É necessário efectuar estudos técnicos complementares e de se efectuar uma análise detalhada do valor da solução actual, no sentido de escolher o adequado nível de desempenho
- A revisão de certas hipóteses técnico-funcionais do projecto podem permitir melhorar a sensibilidade da análise
- O valor máximo dos investimentos permitidos deve ficar claro antes da decisão de avançar com a solução escolhida, prevista para 2013
- Definir um mecanismo de incentivos forte de redução de custos para os diversos agentes
- A infraestrutura de contagem inteligente por si só não será suficiente para se obter as alterações de consumo por parte dos consumidores, pelo que:
 - É necessária a comunicação sistemática e sem custos para o consumidor dos seus dados de consumo, pelo menos uma vez por mês
 - Os poderes públicos deverão garantir que a repartição de responsabilidades entre os diversos agentes (ORD, comercializadores e prestadores de serviços) permite tirar partido dos sistemas de contagem inteligente no sentido de reduzir o consumo de energia
- Efectuar pilotos em França para melhor estimar os efeitos de mudança de comportamento dos consumidores (redução e deslocação de consumos)
- Tarifa a partir de Julho de 2012 inclui os custos e benefícios associados aos investimentos relacionados com a contagem inteligente.

A figura seguinte apresenta o VAL do projecto, identificando os principais custos e benefícios considerados.



Funcionalidades

A análise toma em consideração as funcionalidades suplementares solicitadas pela CRE na deliberação de 2009, nomeadamente:

- Fiabilidade dos processos de alteração contratual (por exemplo, comercializador) e de alterações tarifárias
- Aumento da frequência de leituras, com informação do consumo preciso mensalmente
- Disponibilização de uma interface para telecomunicação (para dados de consumo, informação via portal internet, mensagens curtas)
- Sistema de detecção de anomalias / autodiagnóstico de rede (para melhorar gestão da rede).

Parâmetros e variáveis

Foram usados os novos valores seguintes:

- Custo dos módulos rádio: € 33 (em vez de € 38)
- Instalação de contadores: 16 por dia (em vez de 17 por dia)
- Custo horário de serviços de instalação: €50 (em vez de €58,8)
- Número de concentradores: 19 000 (em vez de 11 000)
- Custo de aluguer de espaço para concentradores: € 1 000 / concentrador mais € 200 / ano / concentrador (não considerado anteriormente)

- Manutenção dos concentradores: todos os 5 anos
- Redução de 0,2% de consumo
 - Experiências reais mostraram que 26% dos clientes (total de 374) implementaram acções de redução de energia após receberem informação sobre o seu consumo
- Custo dos contadores inteligentes integrados: € 50 (+ € 5 para bidireccionalidade)
- Custo dos contadores convencionais: € 29
- Custo de instalação dos contadores convencionais: € 36,4 (inclui revisita em 3% dos casos)
- Custos de logística: 5% dos custos de material
- Manutenção dos contadores: taxa de falha de 0,5% (1% no primeiro ano); € 9 por pilha; uma visita todos os 5 anos (cartão SIM)
- Investimento em sistemas de informação: € 74 milhões (em vez de € 54 milhões)
- Manutenção de sistemas de informação: € 37 milhões (não considerado anteriormente)
- Custo unitário de leitura anual: € 1,73
- Período de *roll-out*: 6 anos.

Em Julho de 2011 foi deliberado o lançamento da fase de construção do sistema de contagem inteligente da GDF⁵³.

⁵³ *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 juillet 2011 portant proposition d'approbation du lancement de la phase de construction du système de omptage évolué de GrDF*, 21 de Julho de 2011.

ANEXO 3: ELECTRICITY SMART METERING FUNCTIONALITY (RU)

Identifier	Requirement	Reason/Comment
IM 1	The smart metering equipment components shall be installable in current existing meter locations at consumer premises.	To minimise disruption for the majority of consumers, smart meters should be a like for like replacement in the majority of locations. There will be exceptions for meters in difficult to reach locations.
IM 2	The smart metering system shall enable remote firmware upgrades.	This avoids premises visits in the event that the software running on the meter needs changing. Does not include metrological firmware.
IM 3	The smart metering system shall support in situ exchange of WAN communication technology (without removal of meter).	Offsets risks associated with WAN life being less than 15 years. Encourages modular design to minimise costs associated with whole meter exchange.
IM 4	The smart metering system shall resume normal operation without technician intervention after a failure in the metering system power supply.	The system should "reboot" without the need for any physical intervention at the meter.
IM 5	The smart metering system components shall be uniquely identifiable electronically where applicable.	Meters, communications modules, etc. must have a unique electronic identifier for audit trail purposes.
IM 6	The smart metering system components shall be uniquely identifiable physically where applicable.	Meters, communications modules, etc. must have a label/engraving with a unique identifier.
IM 7	The smart metering system components' batteries shall only be exchangeable by authorised personnel.	Members of the public must not be able to exchange or remove the batteries. Effected by use of, for example, seals. Excludes in-home display.
IM 8	The smart metering system components shall support local access and configurability by authorised personnel.	For example to check/change the settings of the meter.
IM 9	The smart metering system shall allow in situ maintenance for non safety critical maintenance.	For example, changing any batteries without having to disconnect the gas supply or changing modules in the meter without supply interruption or meter exchange to reduce impact/time of consumer premise visits.
IM 10	The smart metering system shall support remote identification (by authorised parties) of devices attached to the HAN.	This will help with help desk calls. Subject to consumer consent.
IM 11	The smart metering system shall support a simple installation without the need for manual data entry to the system components.	To reduce duration of consumer premises visits. Implies that meters should be supplied pre-configured or are configured by, for example, an installer using a simple handheld unit.
IM 12	The smart metering system shall be installed and maintained in a manner that protects public safety.	All smart metering equipment must conform to all applicable safety legislation and standards. For example, The International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) guidelines on limiting human exposure.
OP 1	The smart metering equipment components shall not rely on systems or services that are owned or operated by third parties, including consumers, where there is no specific provision to ensure the availability of such systems or services.	Existing metering requirement. Billing cannot depend on any form of consumer interaction such as line rental or payment for energy to power the system components.
OP 2	The smart metering system shall use UTC for all timing functions/date & timestamps.	This avoids confusion over time changeovers during the year.
OP 3	The smart metering system shall support "last gasp" communications to notify loss of energy supply.	Last gasp is the ability, in the event of supply interruption greater than a few minutes, for the smart metering system to communicate this event before reverting to any back up supply (for example to keep the legal metrology function active).
OP 4	The smart metering system components at the consumer premises comprising single phase electricity meter, communications module, and a mandated IHD shall consume no more than 4.6W combined when averaged and under quiescent operating conditions.	Limits the amount of energy used to operate the system. Mandated equipment only. Assumes a current baseline of 2W as defined in EN standards plus 2.6W set out in the impact assessment. Meter variants shall meet this unless otherwise specified.
OP 5	The smart metering system time shall be accurate to within 0.5s within 24 hours.	For example, EN IEC 62054-21 sets time standard for electricity metering. Alternative standards may also be applicable.

Identifier	Requirement	Reason/Comment
OP 6	The smart metering system shall support a default mode of operation which is the minimum functionality.	In the event of a supplier switch/fault condition there should be a default mode of operation (as some suppliers may exceed minimum requirements).
OP 7	The smart metering system shall support firmware upgrades while maintaining normal metrology functionality.	Metrology software must be unaffected.
OP 8	The smart metering system shall be designed such that, if the enablement/disablement mechanism has interrupted the consumer's supply, the restoration of this supply cannot occur without reliable local intervention.	For safety reasons, a user should be in the premises when the supply is re-enabled in order to check that all appliances etc. have been switched off. Networks require remote disablement and enablement of electricity without local intervention which conflicts with this requirement. Further work will be required to resolve this.
DS 1	The smart metering system shall display any currency information using £ and pence (but be Euro compatible).	Possible future proofing in the event of currency change over 20 year operational life.
DS 2	The smart metering system shall be capable of storing 13 months of half hourly (kWh) consumption data.	Allows analysis of usage profile by the consumer or suppliers and 3rd parties (subject to consumer approval).
DS 3	The smart metering system shall support display of mode of operation (credit or prepayment).	Can be implemented on meter and IHD for consumer information.
DS 4	The smart metering system shall display energy supply status (enabled or disabled).	Can be implemented on meter and IHD. Could help in fault situations. May not be possible to rely on IHD alone.
DS 5	The smart metering system shall display local time unambiguously (where it is displayed).	To avoid consumer confusion between UTC/GMT and British Summer Time (BST). Does not apply to time stamps.
DS 6	The smart metering system shall support erasure of data stored locally.	For example when a consumer moves house. Must be done within the constraints of the MID.
DS 7	The smart metering system shall support the provision of information in a manner that takes account of the requirements of persons with disabilities.	Covers any service offered by suppliers such as IHD, websites, etc. Guidelines will be developed in the absence of suitable standards.
DS 8	The smart metering system shall support English and Welsh language for any human communication.	Ensures consumers are able to understand messages, commands and instructions.
DS 9	The smart metering system shall unambiguously identify all of its registers.	In the event of multiple registers it must be easy to distinguish them.
IN 1	The smart metering system shall be capable of supporting at least two suppliers (i.e. for gas and electricity) in the same premises as well as switching between any licensed suppliers.	Technical interoperability requirement. Similar to that in other smart meter functional specifications. Two suppliers will be the norm, in the future there may be more than two (eg additional suppliers for export).
IN 2	The smart metering system shall allow for change of supplier remotely without premises visit.	Technical interoperability requirement. Similar to that in other smart meter functional specifications.
IN 3	The smart metering system shall support non proprietary data formats for provision of data to consumers.	Where consumers receive data electronically it should be in a format that can be read by freely available software (eg .txt, .csv files)
PC 1	The smart metering system shall be remotely switchable between prepayment and credit mode of operation.	Allows payment options to be remotely configurable without the need for a visit to the consumer's premises.
PC 2	The smart metering system shall support prepayment mode of operation via remote top-ups.	A number of remote top up options (eg shop, phone, internet, cash machine etc.) are possible.
PC 3	The smart metering system operating in prepayment mode shall support remote configuration of emergency/friendly credit.	Replicates the functionality found in some current prepayment systems. Covers requirements around energy supply overnight, during weekends and public holidays.
PC 4	The smart metering system operating in prepayment mode shall support remote configuration of debt recovery.	Replicates the functionality found in some current prepayment systems.
PC 5	The smart metering system operating in prepayment mode shall be capable of maintaining supply to premises independent of WAN communications.	Mainly for use in exceptional situations (emergencies, unreliable WAN, etc.).

Identifier	Requirement	Reason/Comment
PC 6	The smart metering system shall store the history of the last 10 debt payments (of each type) from the meter balance/vend and synchronise this data with the head-end system. The payment history shall be retained in the smart metering system and be capable of being displayed locally and shall, as a minimum, include the last five top ups in prepayment/Pay-As-You-Go mode with amount, dates and times.	Replicates the functionality found in some current prepayment systems.
PC 7	The smart metering system shall store data used for billing and settlement purposes for at least 3 months.	This depends on the tariff the consumer is on (i.e. quarterly read would see only one reading stored). MID requirement (Annex MI-003) requires that "...the amount of electrical energy measured shall remain available for reading during a period of at least 4 months". This refers to the availability of the display, and not data storage.
PC 8	The smart metering system shall support real time (defined here as 30 minutes) remotely and locally configurable tariff structures (tiers and rates).	This covers current tariffs as well as future one such as: time-of-use (TOU), critical peak (electricity), real time, block (tiered) tariff structures. 30 minute recording is minimum requirement for electricity settlement in UK.
PC 10	The smart metering system operating in prepayment mode shall support local credit top up.	For example over the HAN, in the event of WAN difficulties or difficult to reach meters.
PC 11	The smart meter system shall support prompt and timely register of remote top ups.	For example, within 30 minutes of a consumer making a payment.
ES 1	The smart metering system shall support remote enablement and disablement of supply into the consumer premises.	For example, through use of a contactor within the smart metering system
ES 2	The smart metering system shall support at least one total register for cumulative import kWh.	For metering active energy flow into the premises. MID requirement.
ES 3	The smart metering system shall support at least one total register for cumulative export kWh.	For metering active energy flow out of the premises where the consumer has installed microgeneration capability. MID requirement.
ES 4	The smart metering system shall support at least one total register for cumulative import kVarh.	Reactive energy measurement capability in support of smart grid applications.
ES 5	The smart metering system shall support at least one total register for cumulative export kVarh.	Reactive energy measurement capability in support of smart grid applications
ES 6	The smart metering system shall support import kW measurement.	Expected to be stored for 3 months as kWh at half hourly intervals. (Dependent on DS.2 (13 months storage)).
ES 7	The smart metering system shall support export kW measurement.	Expected to be stored for 3 months at half hourly intervals.
ES 8	The smart metering system shall support import kVAr measurement.	Network requirement for smart grid applications. May have to be stored for 3 months at half hourly intervals.
ES 9	The smart metering system shall support export kVAr measurement.	Network requirement for smart grid applications. May have to be stored for 3 months at half hourly intervals.
ES 10	The smart metering system shall support measurement of other power quality data including: RMS voltage, over/under voltage, sag/swell.	Network requirement, RMS voltage may have to be stored for 3 months at half hourly intervals.
ES 11	The smart metering system shall support capture of consumption and demand data at 5 second intervals.	Supports the requirement for real time information on an IHD.
ES 12	The smart metering system shall allow the supply switch to be configurable to be open or closed for a range of events.	For example if agreed load is exceeded, if credit runs out, etc.
ES 13	The smart metering system shall support auxiliary switching and load control commands from remote authorised parties.	This will be achieved via the HAN. It is expected that switch time randomisation will be implemented at the local device level.

Identifier	Requirement	Reason/Comment
DI 1	The smart metering system shall support logging of meter events such as faults, tampers, thresholds associated with extreme levels etc. This will include but is not limited to the time and date stamping and recording of the originating device for the event.	Smart meter log / event items table will be developed as a part of technical specification.
DI 2	The smart metering system shall support remote configuration of logs, alarms and thresholds.	Suppliers and other authorised parties may wish to configure the logs in different ways. This should be possible without a home visit.
DI 3	The smart metering system shall support configuration of alarms associated with usage thresholds.	To ensure, for example, measurements outside limits are registered.
DI 4	The smart metering system shall store its configuration data in non volatile memory.	To ensure, for example, that necessary information/data/settings remain after loss of power.
DI 5	The smart metering system components shall be identifiable within any diagnostic log information.	To ensure clear and unambiguous recognition/understanding.
DI 6	The smart meter system shall communicate battery status for metrology related functionality.	The MID covering gas meters states warning has to be shown once 90% of lifetime reached (Annex MI-002, 5.2).
SP 1	The smart metering system shall support strong mechanisms for authentication, authorisation and access control.	This enables access rights to different aspects of the smart metering system.
SP 2	The smart metering system shall support secure data communication to ensure the confidentiality, integrity and availability of the data and commands.	This requirement ensures the data privacy and security of personal information system functionality by protecting the confidentiality, integrity and availability of the communications.
SP 3	The smart metering system shall be protected from physical tampering or interference, eg security seals, tamper switches, etc.	Existing requirement for conventional meters.
SP 4	The smart metering system components and modules shall protect metrological and other features and functions from interference or tamper. This protection shall persist even when a component or module is being maintained or changed.	Existing requirement for conventional meters.
SP 5	The smart metering system shall ensure that any keys and certificates used for access control and secure communications are securely stored.	To ensure the security of communications and access control the keys and certificates used by this functionality need to be protected to prevent unauthorised access and use.
SP 6	The smart metering system encryption keys and certificates (or any other authentication mechanism) shall be remotely manageable in a secure manner.	It may be necessary to be able to change any keys and certificates used in the system to ensure tight access control and secure communications. This needs to be done in a secure manner.
SP 7	The smart metering system shall be appropriately robust to prevent local or remote electronic attack or unauthorised use.	System hardening methods such as removal of unused services and blowing of security (JTAG) fuses increases security by reducing the potential attack points on a meter.
SP 8	The smart metering system shall ensure that firmware upgrade is secure.	Firmware needs to be updatable remotely to fix security vulnerabilities and provide functionality updates. This needs to be done securely to prevent unauthorised use.
SP 9	The communication interfaces of the smart meter shall be secure and robust.	Many communication interfaces (wired, radio and optical) have been proven to be insecure and vulnerable to attack.
SP 10	The smart metering system and associated WAN communications security shall be demonstrated to be fit for purpose through rigorous testing.	Many embedded devices undergo functionality testing - rigorous security testing is required to ensure that the smart metering system is secure and robust to attack.
SP 11	The smart metering system functionality that can affect the supply of energy (eg remote enable/disable or demand side management) shall be appropriately protected from unauthorised use by access control measures.	Control capability present in the meter needs to be appropriately protected to prevent wide scale remote misuse.
SP 12	The smart metering system shall ensure that only authorised devices may connect to the smart meter.	Consumers may require devices to be connected to the smart meter for collection of their own energy consumption information. Controls are needed to ensure that only authorised devices can connect.

Identifier	Requirement	Reason/Comment
SP 13	The smart metering system communications shall be designed and implemented to restrict the numbers of smart meters that are visible to each other to prevent one meter being able to attack other meters.	Network segmentation is needed to prevent meters being an attack point to other meters and to prevent possible worm infections.
SP 14	The smart metering system shall incorporate security logging for physical tampering and electronic security events.	Logging of physical and electronic security events will be an important element in ensuring the security of the smart metering system and in detecting security incidents.
SP 15	The smart metering system shall follow the principle of least privilege.	The principle of least privilege increases security by limiting the functionality available to a service if it is compromised.
SP 16	The smart metering system shall follow a secure development lifecycle for software.	Following a secure development lifecycle will minimise the number of vulnerabilities present in software.
HA 1	The HAN interface shall be based on open and non proprietary standards.	An example would be by using a protocol based on an EN standard.
HA 2	The HAN interface shall only support authorised devices (ie no unauthorised linking of devices).	For example, this can be achieved through local button presses on meter and devices or by phone call to supplier. Prevents unauthorised addition of devices which could present a security/privacy threat.
HA 3	The HAN interface shall support real-time (better than ten seconds, target of five seconds) two way communication from mains powered nodes.	This enables real-time updates to IHD. Expected to better than ten seconds.
HA 4	The HAN interface shall support network coordinator functionality for smart meter system components.	This allows the network to be configured as a star as well as mesh.
HA 5	The HAN interface shall be certified and tested for interoperability.	A reinforcement of the general requirement for technical interoperability.
HA 6	The HAN interface shall support operation over the radio frequency physical layer.	Minimum requirement as the gas meter cannot have wires running into it.
HA 7	The HAN interface shall support load and device control events.	This includes Economy 7 type control events. Further clarity (numbers of events etc. will be defined in the technical specification).
HA 9	The HAN interface shall support the use of repeaters, boosters and other devices of equivalent function to extend range.	All HAN solutions will have range issues in some instances and therefore the ability to extend range is essential.
HA 10	The HAN interface shall support acknowledgement of signals.	For occasions where delivery receipt is required, such as appliance control or remote top-up.
HA 11	The HAN interface shall support 30 minute update (wake up) frequency from battery powered nodes.	It is recognised that a 15 year battery life for a gas meter is not compatible with real-time communication, hence a relaxed requirement for battery powered nodes.
HA 12	The HAN interface firmware shall be remotely and locally upgradeable.	This recognises that HAN software changes over time and upgrades must not cause disruption for the consumer.
HA 13	The HAN interface shall support authorised gateway/bridging devices to access data made available on the HAN.	An important category of device that enables a consumer to download data locally or get real-time information via the internet if they wish to.
HA 14	The HAN shall support a defined application profile for devices that connect to the HAN. This profile shall support the smart metering services, meter requirements and IHD requirements defined in the Catalogue.	This helps with interoperability across different suppliers and manufacturers.
HA 15	The HAN shall support alphanumeric messaging.	For example, IHD messages, user interaction with touch screens, etc.
HA 16	The HAN shall support the security and privacy requirements.	
HA 17	The HAN shall be capable of supporting other utility meters where the data or physical (eg range) requirements do not exceed those of gas and electricity smart meters.	For example micro generation meters or water meters.
HA 18	The HAN shall be capable of being physically switched on and off by authorised personnel.	For instances where consumers have legitimate reasons for not having an operating HAN.
HA 19	The HAN shall support addition of new device classes.	Allows a degree of future proofing.
HA 20	The HAN shall be backwards compatible.	HAN has to be supported for at least 15 years to avoid technical obsolescence issues.

Identifier	Requirement	Reason/Comment
HA 21	The HAN applications profile shall be used by all smart metering system components in a consumer premises where possible.	Multiple HANs within a consumer premises are undesirable, but in some exceptions (eg blocks of flats etc.) instances may be required for technical reasons.
HA 22	The HAN shall not interfere with existing prevalent premises networks.	For example, a consumer's Wi-Fi network.
WA 1	The WAN interface shall be based on open and non proprietary standards.	An example would be by using a protocol based on an EN standard. Reflects the HAN requirement. Suppliers must have the ability to select equipment from a number of suppliers.
WA 2	The WAN interface shall support interrogation of WAN enabled devices in line with agreed DCC service levels.	No requirement for always on communications. It is recognised that the response rate is a function of other parameters; the figure presented is an average.
WA 3	The WAN interface shall support acknowledge signals.	To, for example, test the integrity of the WAN connection to the smart metering equipment within the premises.
WA 4	The WAN interface shall be certified and tested for interoperability.	A reinforcement of the general requirement for technical interoperability.
WA 5	The WAN shall support the security and privacy requirements.	
WA 6	The WAN interface shall be capable of being disabled and re-enabled by authorised personnel.	For example, for testing.
IH 1	The IHD shall support mains power operation.	Avoids issues with batteries.

ANEXO 4: MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA REDE DE CONTADORES INTELIGENTES (RU) (IA DEZ 2009)

	Total Costs £bn	Total Benefits £bn	Net Present Value £bn
Competitive Model	9.86	14.73	4.86
Centralised Communication Model	8.64	14.62	5.98
Fully Centralised Model	8.22	13.88	5.65
DNO deployment Model	8.19	13.98	5.79
Networks co- ordination Model	8.36	13.98	5.62
Regulated asset ownership Model	8.73	14.62	5.89

ANEXO 5: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AOS BENEFÍCIOS (RU) (IA AGO 2011)

	Low benefits	Central benefits	High benefits
Consumer benefits			
Energy savings electricity	1.5%	2.8%	4.0%
Energy savings gas	1%	2%	3.5%
Energy savings gas PPM	0.3%	0.5%	1.0%
Business benefits			
Supplier benefits			
Avoided site visit	underlying visit cost + 8%	underlying visit cost	underlying visit cost - 8%
Call centre savings	£1.9	£2.2	£2.5
Avoided PPM COS premium	30%	40%	50%
Reduced theft	5%	10%	15%
Network benefits			
Avoided investment from ToU (distribution/transmission)	10%	20%	40%
Reduction in customer minutes lost	2%	10%	15%
Operational savings from fault fixing	2.5%	10%	15%
Better informed enforcement investment decisions	3%	5%	10%
Avoided investigation of voltage complaints	£500	£1,000	£1,493
Reduced outage notification calls	5%	15%	20%
Generation benefits			
Short run marginal cost savings from ToU	10%	20%	40%
Avoided investment from ToU (generation)	10%	20%	40%

£m	Low benefits	Central benefits	High benefits
Consumer benefits			
Energy savings electricity	£1,538	£3,140	£4,618
Energy savings gas	£617	£1,458	£2,319
Business benefits			
Supplier benefits			
Avoided site visit	£2,914	£3,179	£3,443
Call centre savings	£1,087	£1,236	£1,391
Avoided PPM COS premium	£743	£991	£1,239
Reduced theft	£118	£237	£355
Network benefits			
Avoided investment from ToU (distribution/transmission)	£15	£29	£58
Reduction in customer minutes lost	£19	£93	£139
Operational savings from fault fixing	£43	£173	£259
Better informed enforcement investment decisions	£58	£115	£230
Avoided investigation of voltage complaints	£22	£43	£64
Reduced outage notification calls	£11	£32	£42
Generation benefits			
Short run marginal cost savings from ToU	£64	£121	£236
Avoided investment from ToU (generation)	£341	£653	£1,277

ANEXO 6: RESULTADOS DA ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO (RU) (IA AGO 2011)

Below are the detailed results from the model (in £million) for the central case scenario of the preferred option 3a: Separate communications Hub with fixed WAN transceiver..

Total costs		11,067	Total Benefits		15,971
Capital		3,958	Consumer benefits		4,638
Installation		1,596	Energy saving		4,598
O&M		686	Microgeneration		38
Comms upfront		1,156	Business benefits		8,567
Comms O&M		1,314	Supplier benefits		3,179
Energy		731	Avoided site visits		1,053
Disposal		15	Inbound enquiries		163
Pavement reading inefficiency		238	Customer service overheads		1,075
Supplier IT		510	Debt handling		991
Central IT		362	Avoided PPM COG premium		244
Industry IT		154	Remote (dis)connection		237
Industry Set Up		198	Reduced theft		1,608
Marketing		85	Customer switching		923
Integrate early meters into DCC		65	Network benefits		438
			Reduced losses		29
			Avoided investment from ToU (distribution/transmission)		93
			Reduction in customer minutes lost		173
			Operational savings from fault fixing		115
			Better informed enforcement investment decisions		43
			Avoided investigation of voltage complaints		32
			Reduced outage notification calls		774
			Generation benefits		121
			Short run marginal cost savings from ToU		653
			Avoided investment from ToU (generation)		1,072
			UK-wide benefits		654
			Global CO2 reduction		371
			EU ETS from energy reduction		47
			EU ETS from ToU		
NPV		4,904			
(Stranding costs)		(739)			

ANEXO 7: SUMÁRIO DO RESULTADO DAS ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – CASO IRLANDÊS

(valores VAL em milhões de Euro)

	Based on	Total NPV	Change	Description
Baseline A	Option 1	174		No change - DLC/RF with Bi-monthly billing and Tariff A
Test 1	Option 1	43	-131	8% discount rate rather than 4%
Test 2	Option 1	154	-20	10% increase in cost of smart meters
Test 3	Option 1	159	-15	10% increase in cost of meter installation
Test 4	Option 1	322	148	Tariff B peak/day/night price structure rather than Tariff A
Test 5	Option 1	165	-9	High system implementation cost - suppliers (€12.5m rather than €9m per supplier)
Test 6	Option 1	129	-45	High billing system opex - suppliers (€2m rather than €800k per supplier-year)
Test 7	Option 1	175	1	Headend cost low - network (€3.9m vs. €4.6m)
Test 8	Option 1	176	2	MDMS cost low - network (€9.4m vs. €11.4m)
Test 9	Option 1	173	-1	MDMS cost high - network (€12.4m vs €11.4m)
Test 10	Option 1	180	6	Programme mgmt cost low - network (€45m vs. €51.7m)
Test 11	Option 1	169	-5	Programme mgmt cost high - network (€58m vs €51.7m)
Baseline B	Option 2	170		No change - DLC/RF with Bi-monthly billing, IHD and Tariff A
Test 12	Option 2	203	32	IHD - low cost (€20.50 vs. €37.50)
Test 13	Option 2	138	-32	IHD - high cost (€55 vs. €37.50)
Test 14	Option 2	44	-126	Tariff B peak/day/night price structure rather than Tariff A
Test 15	Option 2	151	-20	IHD effect reverts to bimonthly billing effect after 2018 or four years after installation
Baseline C	Option 7	-33		No change - GPRS with Bi-monthly billing and Tariff A
Test 16	Option 7	-82	-49	LTE rather than GPRS - network (€120 res/€130 SME vs. €100 Res/110 SME)
Test 17	Option 7	113	146	Lower network charges on GPRS (€5 per meter-year vs. €10)
Baseline D	Option 3	26		No change - DLC/RF with Monthly billing and Tariff A
Test 18	Option 3	276	250	Tariff B peak/day/night price structure rather than Tariff A

ANEXO 8: SMART METERING STATUS IN EU MEMBER STATES⁵⁴

Member State	Regulatory and Legal Status	Implementation Status
Austria	According to the new Electricity Act (EiWOG 2010), the Minister of Economy may introduce smart metering by decree, following a cost-benefit-analysis. The regulator may define functionalities and data requirements of a smart metering system. A first draft of meter functionalities is available.	Some network operators are installing electronic meters although there is no legal framework yet. EnergieAG has installed 10,000 meters and has plans to install another 100,000 in the near future. LinzStrom has decided to roll-out for its 240,000 customers. Some other operators have pilot projects with some hundreds of installed meters, but there are no official plans for a full roll-out from these network operators.
Belgium	No legislation regarding the introduction of smart metering yet. However, smart metering is high on the agenda of all stakeholders mainly due to late or erroneous invoices. Regional regulators have conducted various studies such as functionalities and cost-benefit analyses for all regions.	The focus in Belgium is on technical tests of the meters and the communication technology. A number of pilot projects are in progress or in preparation - Sibelga with 200 electricity meters, Eandis with 4,000 meters in the cities of Leest and Hombeek, some 40,000 meters by 2012 and a plans of a complete roll-out of 2.5 million electricity and 1.5 million gas meters by 2019.
Bulgaria	There are no official plans for a nationwide roll-out of intelligent metering systems and no legislative or regulatory initiatives. A cost-benefit-analysis has not been carried out yet	A considerable number of electronic meters with remote reading have been installed since 2006 in order to reduce non-technical losses and the number of complaints about erroneous invoices.
Cyprus	There is no legal framework demanding a mandatory roll-out, but at the same time the current legislation does not hinder the evolution of smart metering markets. With transposition of Directive 2009/72/EC there is an amendment expected to the energy law by the end of March 2011.	The DSO of Cyprus started a pilot project in July 2010 with 3000 smart meters. The goal is to publish a cost and benefit analysis report by July 2012. The declared strategy underlines the objective of moving towards a full roll-out for smart meters for all electricity customers in Cyprus that will be based on the findings of the pilot project.
Czech Republic	There are no legal obligations concerning smart metering. However, a national roll-out plan is under discussion. A cost-benefit- analysis in 2006 led to a negative result (ERGEG, 2009, 25).	Some pilot projects are in progress: E.ON Ceska with 400 metering points, ČEZ Mereni with around 2,000 meters. ČEZ announced a multi-energy pilot including 40,000 meters, feedback to customers and data acquisition for a cost-benefit-analysis. ČEZ plans a roll-out with 1 million meters by 2015.
Denmark	There is no legal framework for the provision of smart meters for household customers. Mandatory metering of the electricity consumption of household customers has been suggested, but a cost/benefit analysis led to a negative result. Minimum functional requirement for electronic electricity meters are available (Energistyrelsen, 2009).	Several trials have been performed and a number of DSOs install electronic meters even without legal requirements. Of a total of 3 million metering points in Denmark, by 2011 approximately 50% will have remote reading (ESMA, 2010). Demand response is one of the main drivers.
Estonia	There are no legal obligations for a roll-out for smart metering yet. However, a large-scale roll-out is under discussion. Establishing requirements for smart meters is part of the Estonian NEEAP (2006/32/EC).	About 2% of all customers already have an electronic meter and minimum requirements for meters are defined (ERGEG, 2009). Distribution networks have plans to invest into smart metering infrastructure. The dominant DSO OÜ Jaotusvork is planning a major roll-out (680 000 meters) to be implemented in 2011 – 2017.

⁵⁴ Fonte: *Österreichische Energieagentur*, atualizado por KEMA.

Member State	Regulatory and Legal Status	Implementation Status
Finland	Electricity Market Act (66/2009) demands 80% smart meter penetration by 2014. The regulator defined minimum functional requirements for the metering system.	Well over 1 million electricity meters are installed (around 2 million are left to be installed). All network operators have started their roll-out. 50% of district heating meters can be remotely read.
France	Legislation is in preparation for a mandatory roll-out. The goal is from January 2012 to only install electronic meters and have 95% coverage by the end of 2016. This goal was enforced by a government decree in August 2010. The regulator defined some guidelines and minimum functional requirements for electricity meters. A cost-benefit-analysis with a positive result was presented in 2007. The roll-out of gas smart metering is under discussion.	In mid 2008 ERDF and Atos Origin announced a pilot test with 300,000 smart meters and 7,000 concentrators. The pilot will be conducted in the regions of Tours and Lyon. By the 20th of September 2010, over 47 000 AMM meters have been commissioned.
Germany	A mandatory roll-out is not planned. Germany follows a policy driven by customer demand. The metering service is liberalised. The national legislature (EnWG 2009) only demands the installation of smart meters in new buildings and buildings that undergo major refurbishing from the beginning of 2010. By 2011 electricity suppliers have to offer load variable or time-of-use tariffs. Minimum functional requirements are not yet available. A further cost-benefit analysis has yet to be carried out.	Some pilot projects are in progress, but, due to the unclear legal situation, the majority of the energy suppliers wait and see. The incentives for DSOs or metering service companies to invest are small. In early 2010 only 15 of about 800 utilities offered smart metering products. Smart meters trigger additional costs for customers, and therefore only customers with medium or high consumption may benefit from smart meters. Neither the market nor regulation is a major driver.
Greece	Greece is proceeding to a roll-out of electricity smart meters and has adopted a legal framework (Article 15 of law 3855/2010). Greece has defined some minimum functional requirements and has defined two-way communication as the minimum requirement for the communication system for smart meters in electricity. A final schedule for a full roll-out has not been announced yet	The dominant Public Power Corporation (PPC) has plans to install 60,000 smart meters in large end customers of low voltage connections, many of which are residential. This project will later be extended to all customers throughout Greece. Possibilities of extending the electricity metering system to include metering water and natural gas consumption are currently being explored with the Athens Water Supply and Sewerage Company (EYDAP SA) and the Athens Gas Supply Company (EPA SA).
Hungary	No legal framework for a mandatory roll-out. Yet a decision is expected in 2011 with transposition of Directive 2009/72/EC. Currently there is only an obligation to provide smart meters and variable tariffs where it is economically reasonable. A cost-benefit-analysis was carried out in 2010 with the recommendation to implement a system with legally separate but regulated meter operators and to start the roll-out for domestic customers in 2014. Minimum functional requirements are proposed.	Pilot projects are expected to start in 2011.
Ireland	A National Smart Metering Plan is in place, the regulator (CER) started consultation process on a roll-out strategy and functional requirements for electricity and gas (ongoing). A cost-benefit analysis was concluded in March 2011 with a positive result. This will inform the decision on a possible roll-out which has yet to be announced.	The regulator (CER) initiated a major pilot project with network operators to acquire technical experience and test around 6,000 customers (households, SMEs) on how they react to additional feedback (four test groups with frequent billing, displays, time of use tariffs, etc.). Technology trials were completed in September 2010. The results of the trials fed the cost/benefit analysis.

Member State	Regulatory and Legal Status	Implementation Status
Italy	The installation of remotely readable electronic meters is mandatory. Minimum functional requirements are available. Focus of metering system is on reduction of non-technical losses, not on energy savings.	Roll-out started in 2008 and by the end of 2011 95% of 36 million customers will have received electronic meters. No additional feedback to customers is currently available; the system was design for DSO requirements.
Latvia	No legal framework is in place, the installation of smart meters depends on the activity of DSO. No cost-benefit-analysis. The current monopoly situation is not encouraging.	Latvenergo (dominant DSO) is preparing a concept for roll-out. Conventional meters are step by step replaced by electronic meters (not necessarily AMM). 10,000 meters are already connected to AMR system (7,000 of them are industrial clients). However, monthly self reading still predominates.
Lithuania	No legal framework, cost-benefit-analysis in place and no national roll-out plans are available.	No known activities.
Luxembourg	No roll-out plans and no cost-benefit analysis available.	Some DSOs started with trials testing internet portals and displays.
Malta	A mandatory roll-out started in 2010 to reduce the costs of bi-monthly billing and non-technical losses. Functional requirements are available.	Mandatory roll-out was decided and started in 2009 with pilot phase. In 2010 Enemalta launched a roll-out plan to replace all electricity and water meters of 245,000 customers by the end of 2012. However, significant billing problems resulted in public protests and forced the government in November 2010 to start an investigation on the work of the revenue management service company.
Netherlands	The Dutch Parliament adopted legal framework for voluntary installation of smart metering in November 2010. Customers may choose between four alternatives (from keeping conventional meters to full AMM). Privacy concerns dominated public discussions. Smart meters need option for “administrative off” and port for decentralised metering services (real-time feedback with data remaining in the house, etc.). An updated cost-benefit-analysis and functional requirements are available.	A two-year pilot phase will be carried out in 2011–2012. Following an evaluation of the results, a 6-year roll-out phase could start in 2013. A multitude of pilot projects has been performed (Alliander, Oxxio, etc.).
Poland	No legal framework is currently available but legislation is in progress and is expected to be ready for decision in 2012. In 2008, the regulator presented a feasibility study and presented a timetable for a roll-out within 10 years.	National energy platform and smart grid consortium were founded in November 2010 to support the implementation. Energa, RWE Stoen, EnergiaPro, Enea are carrying out pilot projects. Decisions for a roll-out depend on clear legal and regulatory guidelines.
Portugal	No legal framework for a mandatory roll-out. In 2007, the regulator presented a meter substitution plan for the period 2010–2015 and a list of functional requirements. That plan is co-ordinated with Spain.	The national meter substitution plan started with a pilot phase in 2010. A consortium led by EDP Distribuição started the project InovGrid. Around 50,000 smart meters will be installed in several points of the country (no geographical concentration). EDP also presented in 2010 the project InovCity for the city of Évora with 30,000 meters. Customers receive near real-time consumption information.
Romania	A decision on a roll-out is expected in 2012. Currently there is no official plan for a roll-out and a cost-benefit-analysis has not been carried out yet. The electricity act does not specifically refer to smart metering.	Some DSOs started with pilot projects. The dominant domestic DSO Electrica S.A. started with 59,000 meters. The lack of standardisation and both legal and regulatory requirements obviates further investments.

Member State	Regulatory and Legal Status	Implementation Status
Slovakia	There is currently no official strategy, legal framework or cost-benefit-analysis available. A possible roll-out is in discussion.	DSOs are gradually installing smart meters on a voluntary basis giving preference to customers with large consumption.
Slovenia	No legal requirements for a mandatory roll-out. A cost-benefit-analysis was carried out in 2008 which assumed investment costs of EUR 266 per metering point and a payback period of 11 years for total investments. An update of the study was done in 2010 with positive macroeconomic results. There are no minimum functional requirements available.	So far only Elektro Gorenjska has decided to start a full scale roll out for all of its 80,000 customers in 2011. Other companies have not decided about a roll-out yet, but some of them are also running pilot projects. Since 2008 all industrial customers are equipped with AMR-systems.
Spain	The energy act of December 2007 includes a meter substitution plan for household electricity meters for the period until the end of 2018. A set of functional requirements is available. A cost-benefit-analysis has not yet been performed.	Endesa has installed 22,000 meters in Andalusia (within the framework of the “smart city” project) with a target to install 13 million meters by the end of 2015. Iberdrola has started with the installation of approximately 200 units in the city of Castellón with the goal of installing 100,000 meters.
Sweden	Sweden was the first country to (indirectly) mandate a full roll-out of smart meters. Since July 2009 monthly meter reading is required for smaller customers. DSOs are responsible for metering. A cost-benefit analysis resulted in net benefits of more frequent meter readings. Functional requirements are available. There are no mandatory requirements for remote meter reading of gas, heat and water.	By 2009 nearly all final customers had remotely readable electricity meters. However, only about 750,000 meters (mainly for larger customers) can perform hourly metering and data handling. Further 3.9 million meters require some investments to increase reading frequencies for demand response and load shifting projects.
UK	Mandatory roll-out for larger customers to be complete by 2014 (electricity & gas); mandate in place for domestic electricity & gas roll-out to be complete by 2020. The main energy suppliers, rather than distribution networks, are responsible for the roll-out. In December 2009, DECC published an impact assessment for the domestic sector and estimated costs of about £340 per household in the preferred central communications market model. Total costs for £8,6 bn are relative to £14,6 bn of savings in the operational costs of energy companies and lower bills for customers. In July 2010, the government published the smart metering prospectus outlining the roll-out strategy which was confirmed in March 2011. Minimum requirements for meters and displays are available.	The regulator (Ofgem) initiated the Energy Demand Research Project (EDRP) with around 58,000 households. Four suppliers (EDF, Scottish and Southern Energy, Scottish Power and E.ON) installed smart meters, in-home displays, financial incentives and other feedback mechanisms. A final report is expected in 2011. Some suppliers (British Gas, First Utility, nPower) have already begun installing smart meters including customer response trials.