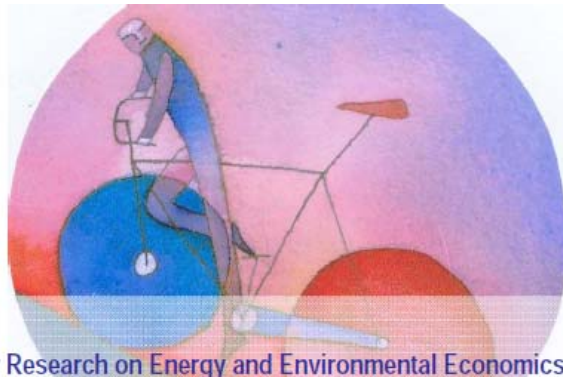


**Bocconi**

**IEFE**

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy



Research Report Series – ISSN 2036-1785

**Costi e benefici dell'introduzione di un sistema di  
"smart metering" nel settore italiano del gas**

*Guido Cervigni, Matteo Di Castelnuovo, Clara Poletti  
e Antonio Sileo*

**Research Report n. 8**  
Settembre 2011

Studio realizzato col contributo finanziario di Federutility, Assogas e Federestrattiva

***IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental  
Economics and Policy at Bocconi University  
via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan  
tel. +39.02.5836.3820 – fax +39.02.5836.3890  
www.iefe.unibocconi.it – iefe@unibocconi.it***

This report can be downloaded at: <http://www.iefe.unibocconi.it>

Guido Cervigni (IEFE-Bocconi)  
Matteo Di Castelnuovo (IEFE-Bocconi)  
Clara Poletti (IEFE-Bocconi)  
Antonio Sileo (IEFE-Bocconi)

## Indice

<b>ACRONIMI ED ABBREVIAZIONI.....</b>	<b>- 8 -</b>
<b>1 INTRODUZIONE E PRINCIPALI RISULTATI .....</b>	<b>- 9 -</b>
1.1 NATURA DEI BENEFICI E DEI COSTI DEL SISTEMA DI SMART GAS METERING.....	- 10 -
1.2 CONFRONTO TRA LE POLITICHE ITALIANE IN TEMA DI SMART METERING E QUELLE DI ALCUNI PAESI EUROPEI .....	- 13 -
1.3 L'ANALISI COSTI-BENEFICI DELL'INTRODUZIONE DEGLI SMART METER IN ITALIA.....	- 16 -
<b>2 L'INTRODUZIONE DELLO SMART METERING NEL MERCATO DEL GAS: EVOLUZIONI NORMATIVE IN EUROPA E IN ITALIA.....</b>	<b>- 20 -</b>
2.1 LA DISCIPLINA EUROPEA .....	- 21 -
2.1.1 <i>L'obbligo di installazione di smart gas meter</i> .....	- 21 -
2.1.2 <i>I gruppi di misura e gli standard di comunicazione</i> .....	- 25 -
2.2 LA DISCIPLINA ITALIANA.....	- 26 -
2.2.1 <i>Gli obblighi di installazione</i> .....	- 29 -
2.2.2 <i>I gruppi di misura e gli standard di comunicazione</i> .....	- 31 -
2.2.3 <i>Gli obiettivi</i> .....	- 31 -
2.2.4 <i>La remunerazione degli investimenti in SGM ed il sistema tariffario</i> .....	- 35 -
<b>3 LA VALUTAZIONE DEI COSTI E DEI BENEFICI DERIVANTI DALL'INTRODUZIONE DELLO SMART METERING.....</b>	<b>- 39 -</b>
3.1 INTRODUZIONE.....	- 39 -
3.2 INDIVIDUAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEI COSTI E BENEFICI DELL'INTRODUZIONE DEGLI SMART GAS METER.....	- 40 -
3.2.1 <i>I benefici degli smart gas meter</i> .....	- 40 -
3.2.2 <i>La valutazione dei costi dell'introduzione degli smart meter</i> .....	- 59 -
3.3 COSTI E BENEFICI DELLO SMART GAS METERING NELLE DECISIONI DELL'AEEG .....	- 61 -
3.3.1 <i>Obiettivi perseguiti dall'AEEG attraverso gli smart gas meter</i> .....	- 61 -
3.3.2 <i>L'analisi costi-benefici dell'AEEG sugli smart gas meter</i> .....	- 63 -
3.3.3 <i>L'analisi costi-benefici negli altri paesi</i> .....	- 67 -
<b>4 ESPERIENZE INTERNAZIONALI .....</b>	<b>- 72 -</b>
4.1 PROSPETTIVE EUROPEE .....	- 72 -
4.2 REGNO UNITO.....	- 74 -
4.2.1 <i>Il processo di introduzione degli smart meter</i> .....	- 74 -

---

4.2.2	<i>L'assetto organizzativo dell'attività di misura</i> .....	- 84 -
4.2.3	<i>Funzionalità degli smart meter</i> .....	- 87 -
4.2.4	<i>Analisi costi-benefici</i> .....	- 94 -
4.3	FRANCIA.....	- 106 -
4.3.1	<i>Il processo di introduzione degli smart meter</i> .....	- 106 -
4.3.2	<i>L'assetto organizzativo dell'attività di misura</i> .....	- 109 -
4.3.3	<i>Funzionalità degli smart meter</i> .....	- 110 -
4.3.4	<i>L'analisi costi-benefici</i> .....	- 116 -
4.4	IRLANDA .....	- 121 -
4.5	GERMANIA .....	- 122 -
4.6	AUSTRIA.....	- 124 -
<b>APPENDICE A</b> .....		<b>- 128 -</b>

---

## **Indice delle tabelle**

Tabella 1 Crono-programma per la messa in servizio dei gruppi di misura previsto dalla delibera 155/08 .....	- 30 -
Tabella 2 Criticità e soluzioni secondo il DCO 17/11 .....	- 36 -
Tabella 3 Lista dei benefici degli smart gas meter (analisi IEFÉ) .....	- 41 -
Tabella 4 Mappatura tra funzionalità degli SGM e servizi ai consumatori (ERGEG, 2011a).....	- 44 -
Tabella 5 Risultati principali della stima dei benefici netti per gli smart gas meter installati in Gran Bretagna nel periodo 2011-2030 (milioni di £).....	- 70 -
Tabella 6 Stato di avanzamento dei piani di introduzione dello smart metering gas in Europa .....	- 73 -
Tabella 7 Piano di implementazione degli SM nel mercato inglese .....	- 76 -
Tabella 8 Numero di abitazioni partecipanti all'EDRP .....	- 80 -
Tabella 9 Risultati principali dell'ERDP (Ofgem 2011) .....	- 81 -
Tabella 10 Funzionalità di alto livello degli smart meter in Gran Bretagna .....	- 89 -
Tabella 11 Mappatura delle funzionalità di alto livello ai benefici del settore gas domestico (analisi IEFÉ).....	- 90 -
Tabella 12 Principali conclusioni dell'analisi costi-benefici in Mott Macdonald (2007) .....	- 94 -
Tabella 13 Risultati principali dell'analisi costi-benefici (in milioni di £).....	- 96 -
Tabella 14 Costi per gli smart meter installati 2011-2030 (in milioni di £).....	- 97 -

---

Tabella 15 Costi unitari stimati delle componenti principali del sistema di smart metering.....	- 98 -
Tabella 16 Benefici per gli smart meter installati 2011-2030 (in milioni di £) ....	- 98 -
Tabella 17 Scenario di riferimento per la Francia.....	- 118 -
Tabella 18 Impatto di altri servizi sui benefici netti del caso francese .....	- 119 -
Tabella 19 Risultati complessivi della CBA sull'introduzione in Austria di smart meter sia nel settore elettrico che quello del gas.....	- 126 -
Tabella 20 Costi e benefici totali per distributori di energia elettrica e di gas naturale-	126 -
Tabella 21 Risultati principali dell'analisi costi-benefici inglese (in milioni di £)-	128 -
Tabella 22 Risultati principali dell'analisi costi-benefici inglese, senza benefici per consumatori, produttori e società (in milioni di £).....	- 129 -
Tabella 23 Ipotesi di risparmio energetico nell'analisi inglese.....	- 130 -
Tabella 24 Stima dei costi per gli smart gas meter installati nel periodo 2011-2030 (in milioni di £) .....	- 131 -
Tabella 25 Stima dei benefici inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030, senza considerare i benefici da risparmio energetico(in milioni di £) .....	- 134 -
Tabella 26 Risultati principali della stima dei benefici netti inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030 (in milioni di £) .....	- 136 -
Tabella 27 Risultati principali dell'analisi costi-benefici, senza il coinvolgimento dei consumatori (in milioni di €).....	- 139 -



---

Tabella 28 Stima dei costi per il roll-out nazionale degli smart gas meter (in milioni di €) ..... - 140 -

Tabella 29 Stima dei benefici per il roll-out francese degli smart gas meter (in milioni di €)..... - 142 -

---

## **Indice delle figure**

Figura 1 Cronologia delle iniziative governative per gli smart meter .....	- 75 -
Figura 2 Gruppi di lavoro sul programma di smart metering nel Regno Unito....	- 79 -
Figura 3 Schema del sistema inglese di SM.....	- 88 -
Figura 4 Numero totale di clienti disconnessi per debiti non pagati in Gran Bretagna - 105 -	
Figura 5 Cronoprogramma dell'introduzione di gruppi di misura elettronici in Francia (Pöyry and Sopra Consulting, 2010).....	- 106 -
Figura 6 Risultati della CBA francese per gli smart gas meter (in milioni di €) -	116 -
Figura 7 Ripartizione degli investimenti francesi .....	- 118 -
Figura 8 Nuova organizzazione del servizio di misura in Germania.....	- 123 -
Figura 9 Costi unitari stimati delle componenti principali del sistema di smart metering inglese .....	- 131 -
Figura 10 Risultati principali della stima benefici netti inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030.....	- 137 -
Figura 11 Risultati dell'analisi costi-benefici francese per gli smart gas meter (in milioni di €).....	- 138 -
Figura 12 Proiezione delle deviazioni dei flussi di cassa rispetto allo status quo per il periodo 2013-2032, valori calcolati al netto dell'inflazione (in milioni di €).....	- 143 -



## **ACRONIMI ED ABBREVIAZIONI**

<b>AEEG</b>	AUTORITÀ PER L'ENERGIA ED IL GAS
<b>CE</b>	COMMISSIONE EUROPEA
<b>DECC</b>	DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE
<b>IHD</b>	IN-HOME-DISPLAY
<b>SEM</b>	SMART ELECTRICITY METER
<b>SGM</b>	SMART GAS METER
<b>SM</b>	SMART METER
<b>SMC</b>	STANDARD METRI CUBI

---

## **1 INTRODUZIONE E PRINCIPALI RISULTATI**

L'introduzione di sistemi per la misura dei prelievi di energia elettrica e gas avanzati (gli "smart meter") è uno degli elementi delle politiche europee per la sostenibilità e per la creazione di mercati concorrenziali ed efficienti.

In questo contesto, negli ultimi anni sono stati emanati diversi atti di indirizzo da parte della Comunità Europea caratterizzati da un diverso approccio tra la misura dell'energia elettrica rispetto alla misura del gas, che riflette il diverso grado di maturazione di queste politiche nei due settori. Nel caso dell'elettricità, per esempio, viene fissato un termine temporale per l'installazione degli smart meter, qualora l'analisi costi-benefici abbia avuto esito positivo: almeno l'80% dei consumatori entro il 2020. Al contrario, per il settore del gas non è previsto un termine analogo.

Allo stato attuale il segno del saldo tra i costi e i benefici che derivano dall'introduzione su ampia scala di smart meter non è scontato. Vi è, infatti, un elevato grado di incertezza – nel settore del gas più che in quello dell'elettricità – circa, da un lato, la tecnologia degli strumenti di misura da adottare e, dall'altro, circa l'effettivo valore dei benefici ottenibili.

In questo studio vengono esaminate alcune problematiche dell'introduzione dello smart metering nel settore del gas. In particolare si analizza la proposta italiana, confrontandola con le nascenti iniziative europee e concentrando l'attenzione sull'analisi costi-benefici richiesta dalla direttiva Europea sul mercato unico del gas. In questa sezione sono sintetizzati i risultati della nostra analisi.

## **1.1 NATURA DEI BENEFICI E DEI COSTI DEL SISTEMA DI SMART GAS METERING**

Nel dibattito di politica economica sono state individuate diverse aree in cui gli smart gas meter (o SGM) potrebbero portare benefici. In primo luogo, gli smart meter (o SM) possono contribuire a modificare il comportamento dei consumatori, nella direzione di un più efficiente utilizzo dell'energia, attraverso due meccanismi. Da un lato, rendendo disponibili con continuità al consumatore informazioni circa il proprio prelievo ed il corrispondente costo, gli SM contribuiscono ad accrescere la consapevolezza del consumatore circa l'impatto economico e ambientale dei propri comportamenti e, per questa via, ne promuovono il cambiamento. Dall'altro lato, nella misura in cui consentono una più accurata determinazione dei costi causati dai prelievi di ciascun consumatore, gli SM rendono possibile un maggiore allineamento dei prezzi di fornitura ai costi. L'invio di corretti segnali di prezzo ai consumatori ne orienta le scelte di consumo in modo efficiente ed assicura anche un'allocazione equa dei costi tra i diversi consumatori. Quello del risparmio energetico è tra i benefici più rilevanti nelle analisi costi-benefici condotte in alcuni altri paesi Europei. Tra questi, in particolare, si segnala il caso della Gran Bretagna, dove il beneficio del solo risparmio energetico, diretto e indiretto, rappresenta il 42 % dei benefici totali attesi dal roll out simultaneo di SM nel settore del gas e dell'elettricità.

In secondo luogo gli SM possono contribuire a migliorare i processi industriali del settore. La rilevazione corretta e tempestiva dei prelievi di ciascun consumatore consente infatti la determinazione rapida dei saldi definitivi delle posizioni dei venditori e degli shipper e, quindi, delle partite economiche relative a trasporto, stoccaggio e bilanciamento. Dell'aumento di certezza che risulta dalla possibilità di disporre tempestivamente dei dati di misura beneficiano, analogamente, i processi di switching dei consumatori.

Il miglioramento dei processi industriali dovrebbe tradursi in miglioramenti nella qualità del servizio di vendita del gas. Il superamento del meccanismo di fattu-

razione basato su consumi stimati e conguagli da un lato, e le maggiori informazioni sul consumo corrente dall'altro, migliorano la prevedibilità degli esborsi per l'acquisto di gas e, perciò, semplificano la gestione finanziaria per i consumatori. Inoltre, la possibilità di interrompere e ripristinare l'erogazione del gas da remoto consentirebbe di ridurre il costo di gestione dei subentri non simultanei.

L'entità di questi benefici dipende in modo cruciale dall'efficacia dei meccanismi che, attualmente, suppliscono alla mancata disponibilità dei dati di misura. Tra questi meccanismi, in particolare, si ricordano: a) quelli di stima dei prelievi e b) quelli che allocano ai venditori e quindi ai grossisti i prelievi dei consumatori finali per i quali non sono disponibili misure giornaliere.

In terzo luogo, gli SGM potrebbero contribuire a rendere più efficace la gestione dei clienti morosi e a ridurre la portata di tale fenomeno. Da un lato tale miglioramento potrebbe derivare dalla possibilità di interrompere l'erogazione di gas ai clienti morosi rapidamente e a basso costo, chiudendo da remoto una valvola collocata sul misuratore. In caso di morosità, inoltre, il minore costo di interrompere la fornitura renderebbe più credibile la minaccia del ricorso a tale strumento e, per questa via, disincentiverebbe i comportamenti morosi. Dall'altro lato, la maggiore accuratezza nella fatturazione dei consumi ridurrebbe o eliminerebbe l'emissione di fatture di conguaglio il cui valore elevato, secondo alcuni, aumenterebbe il tasso di morosità da parte dei clienti finali.

Infine, viene talvolta suggerito che gli SGM genererebbero benefici in aree quali l'esercizio e sviluppo delle reti di distribuzione del gas, nonché della sicurezza. Nel dibattito questi benefici sono evocati in termini molto generali, senza però chiarire quali siano le condizioni necessarie affinché tali benefici possano essere ottenuti e quali siano i corrispondenti costi. Sulla base delle informazioni fornite da Federutility, si rileva come le decisioni operative e di sviluppo delle reti di distribuzione si basino su dati riguardanti i flussi appositamente rilevati, che attraversano le diverse

porzioni della rete. Non appare che tali rilevazioni possano essere utilmente sostituite o sensibilmente migliorate dalle misure fornite dagli SGM.

Per quanto concerne la sicurezza, la nostra analisi suggerisce che il conseguimento di benefici attraverso l'utilizzo degli smart meter presuppone la condivisione dell'accesso alle infrastrutture necessarie (es. sensori) tra il distributore e il cliente. Una tale condivisione comporta un cambiamento radicale del ruolo e delle attività del distributore, con conseguenze gestionali ed economiche potenzialmente rilevanti. Sarebbe inoltre necessario ridefinire il quadro dell'attribuzione delle responsabilità tra i vari soggetti in caso di incidenti. Notiamo incidentalmente che le analisi costi benefici condotte nei Paesi che abbiamo esaminato non includono tra i benefici attesi dagli SGM quelli relativi all'aumento della sicurezza nel settore del gas.

E' infine utile confrontare il sistema di smart metering del settore elettrico con quello del gas. La nostra analisi ha infatti individuato importanti differenze nei costi e nei benefici ottenibili attraverso l'introduzione degli SM nel gas rispetto a quelli riscontrabili nell'elettricità.

Riguardo ai benefici, innanzitutto si osserva che quelli in termini di riduzione e spostamento dei consumi nel tempo appaiono maggiori per l'energia elettrica rispetto al gas, come confermato dalle analisi svolte in altri paesi. Questa differenza dipende soprattutto dalla maggiore elasticità di prezzo nel consumo di energia elettrica. Inoltre va rilevato che il valore per il sistema dello spostamento del consumo nel tempo è minore nel caso del gas, a causa soprattutto delle maggiori possibilità di stoccaggio esistenti, le quali si traducono in prezzi del gas assai meno volatili di quelli dell'elettricità.

In secondo luogo, qualora non venisse adottato un sistema di telecontrollo nei misuratori del gas - in conseguenza delle specifiche problematiche poste dall'utilizzo di elettrovalvole - non si otterrebbero i benefici connessi a questa funzionalità, che invece sono ottenuti nel caso dell'elettricità.



Per altro, anche in caso di adozione dell'elettrovalvola negli SM del gas, i benefici in termini di riduzione della morosità sarebbero verosimilmente di entità minore rispetto al settore elettrico, a causa della possibilità per il consumatore finale di impedire l'azionamento dell'elettrovalvola da parte del distributore, attraverso la schermatura del ricevitore radio montato sul misuratore stesso. Tale rischio non sussiste nel caso degli SM elettrici, che ricevono i segnali inviati dal distributore attraverso i fili che trasportano l'elettricità.

Sul fronte dei costi le informazioni disponibili sono assai limitate. Vi è tuttavia un generale consenso sul fatto che gli SM del gas siano sensibilmente più costosi di quelli per l'elettricità a causa, soprattutto, dell'alimentazione a batteria e di un sistema di comunicazione che non può utilizzare direttamente la rete elettrica.

## **1.2 CONFRONTO TRA LE POLITICHE ITALIANE IN TEMA DI SMART METERING E QUELLE DI ALCUNI PAESI EUROPEI**

Dalla nostra analisi emergono due elementi principali in cui le politiche italiane si discostano da quelle degli altri paesi per cui sono disponibili informazioni (Francia, Gran Bretagna, Austria, ecc.): gli obiettivi perseguiti attraverso gli SM e la tempistica del programma di installazione.

Per quanto riguarda gli obiettivi perseguiti, nel nostro paese l'introduzione dello smart metering nel settore del gas appare finalizzata in gran parte al miglioramento dei processi industriali del settore. Nell'esperienza internazionale tale obiettivo assume invece un rilievo secondario rispetto a quelli collegati alla sostenibilità.

Di contro, alcuni elementi indicano che gli obiettivi di sostenibilità ed efficienza nel consumo di gas non occupano una posizione preminente nell'agenda italiana. Tra questi, in particolare, si osserva come l'analisi costi-benefici dell'AEEG sia basata su un sistema di smart metering che, al contrario di quanto contemplato in altri

paesi, non prevede un dispositivo di visualizzazione dei dati, collocato all'interno dell'abitazione del consumatore (il cosiddetto "In-Home-Display" o IHD). Inoltre, nonostante siano contemplate predisposizioni impiantistiche (es. emettitore di impulsi e porta aggiuntiva di comunicazione) da effettuarsi su richiesta di clienti finali di tipo industriale per la rilevazione a distanza della misura<sup>1</sup>, i misuratori considerati dall'AEEG nel calcolo di costi e benefici del programma non appaiono dotati di funzionalità di interfacciamento locale. Ciò limita significativamente anche la possibilità di realizzare soluzioni post-contatore che abbiano effetti analoghi a quelli ottenibili attraverso l'IHD.

Studi sul comportamento dei consumatori, – che hanno ad esempio informato i programmi di smart metering sviluppati in altri paesi europei – indicano che la possibilità di accedere in modo semplice e su base continuativa alle informazioni relative ai consumi e ai costi energetici è cruciale al fine di accrescere la consapevolezza del consumatore. Tale maggiore consapevolezza, condizione imprescindibile affinché le decisioni di consumo si modifichino, può essere ottenuta fornendo al consumatore un feedback in modo diretto (cioè attraverso un display facilmente accessibile), o indiretto (es. portale web con consumi attuali e storici). Il feed-back diretto appare produrre i migliori risultati in termini di risparmio energetico. Su questa base, il programma inglese di smart metering – a differenza di quello italiano - prevede, tra le funzionalità minime dei misuratori, la presenza di un IHD, vale a dire di un display situato all'interno dell'abitazione del consumatore che visualizzi su base continua almeno le rilevazioni del misuratore e del costo di fornitura.

In generale il risparmio energetico costituisce una delle sia tra i benefici più rilevanti nelle analisi costi-benefici condotte in altri paesi Europei. Per esempio secondo i calcoli inglesi, il beneficio derivante dal risparmio energetico rappresenta il 42 % dei benefici totali attesi dal roll-out di SM simultaneamente nel settore del gas e

---

<sup>1</sup> Vedi art. 8 dell'Allegato A della delibera AEEG 155/08.

dell'elettricità. Prescindendo dal risparmio energetico, l'introduzione degli SM nel Regno Unito avrebbe costi largamente superiori ai benefici. Anche nella recente analisi costi-benefici condotta in Francia il beneficio in termini di riduzione nella domanda di energia è necessario ad ottenere un valore netto positivo dell'investimento in SGM. Perciò, il mancato perseguimento dell'obiettivo di riduzione dei consumi attraverso l'introduzione degli SM nel mercato italiano del gas suggerisce quantomeno l'opportunità di eseguire una più articolata analisi costi-benefici.

Questi risultati pongono due questioni. La prima è quali siano le specificità del settore del gas italiano che rendono positivo il valore netto di un progetto che, date le sue caratteristiche tecniche, avrebbe valore netto negativo negli altri paesi, dal momento che non condurrebbe a significativi cambiamenti nel comportamento di consumo da parte degli utilizzatori finali di gas. La seconda questione è quali siano le ragioni per ritenere che in Italia, qualora fossero installati strumenti che consentano di aumentare la consapevolezza del consumatore, non si otterrebbero benefici in termini di riduzione dei consumi paragonabili a quelli previsti, ad esempio, in Gran Bretagna. In questo caso le funzionalità degli SGM previste dall'AEEG potrebbero non essere quelle che massimizzano il valore sociale netto dell'investimento.

Osserviamo infine che la misura in standard metri cubi, con rilevazione del dato di temperatura e pressione presso il misuratore, appare una specificità italiana, non essendo attualmente prevista né dal programma inglese né da quello francese.

Per quel che riguarda la tempistica del programma di installazione degli SGM, si osserva come quello italiano imponga scadenze molto più ambiziose rispetto a quelle previste nei programmi di altri paesi europei, quali Regno Unito e Francia. Come verrà spiegato in maggior dettaglio nel paragrafo successivo, allo stato attuale risulta difficile comprendere quale vantaggio economico potrebbe comportare per l'Italia il fatto di essere il "prime mover" nel panorama europeo, soprattutto considerando le incertezze sul tipo di tecnologia che verrà adottata e, conseguentemente, sui costi di investimento del programma italiano.



### **1.3 L'ANALISI COSTI-BENEFICI DELL'INTRODUZIONE DEGLI SMART METER IN ITALIA**

La nostra valutazione della metodologia e dei risultati dell'analisi costi-benefici sull'introduzione degli SM in Italia risente della limitatezza delle informazioni disponibili. Il regolatore italiano ha infatti pubblicato solo una sintesi di tale analisi all'interno della relazione tecnica contenuta in AEEG (2008).

Un primo elemento da sottolineare è che l'analisi svolta dall'AEEG si riferisce ai soli costi e benefici afferenti al distributore, in quanto responsabile dell'attività di misura. L'unico fenomeno catturato quantitativamente dall'AEEG è pertanto la variazione dei costi sostenuti dal distributore per le attività di misura.

Dall'analisi dell'AEEG emerge che i costi attesi sono maggiori dei benefici per i consumatori di dimensioni minori, che costituiscono numericamente circa il 95% del totale. Questo risultato, di per sé, giustificherebbe la decisione di non procedere all'installazione di SGM per tale categoria di consumatori. Il fatto che, nonostante questo risultato, si sia deciso di avviare il programma di installazione di un sistema di smart metering presso tutti gli utenti riflette quindi la convinzione dell'AEEG che il valore dei benefici ulteriori forniti dagli SGM siano sufficienti a rendere positivo il valore netto del progetto. L'AEEG tuttavia non quantifica tali ulteriori benefici.

Come indicato in precedenza, sulla base della nostra analisi, questi ulteriori benefici devono essere ricercati in una delle tre seguenti aree: i) riduzione o maggiore efficienza nei consumi in seguito al cambiamento del comportamento dei consumatori; ii) miglioramento dei processi industriali del settore; iii) gestione e deterrenza della morosità.

Quanto all'incremento di efficienza dei consumi, si è già osservato che i misuratori previsti dall'AEEG, nel calcolo di costi e benefici del programma, non dispon-

gono delle funzionalità (es. IHD) che in altri paesi vengono ritenute cruciali affinché tale effetto sia massimizzato. Non appare pertanto giustificata l'ipotesi che i benefici derivanti dal cambiamento delle modalità di consumo dei clienti siano tali da giustificare l'attuazione del programma nonostante l'indicazione opposta fornita dall'analisi costi-benefici dell'AEEG.

Quanto al valore netto dei miglioramenti dei processi industriali, si rileva che l'analisi costi-benefici dell'AEEG non prende in considerazione misure alternative all'introduzione degli SGM che hanno il potenziale di superare i limiti dei processi industriali attuali, a costi inferiori di quelli degli SGM stessi. Tra le misure di miglioramento dei processi industriali, potenzialmente alternative agli SGM, si ricordano ad esempio:

- Un più articolato ed efficace sistema di profilazione dei consumi e un diverso disegno dei rapporti tra soggetti operanti ai diversi livelli. Su questi temi sono peraltro in fase di consultazione proposte dell'AEEG che - se attuate - appaiono risolvere la maggior parte dei problemi che si sono presentati nel passato.
- Misure volte a promuovere, anche attraverso campagne di sensibilizzazione e meccanismi di incentivazione, la pratica dell'autolettura dei misuratori da parte dei consumatori.
- Il posizionamento dei contatori all'esterno della proprietà privata ai fini di facilitare le operazioni di lettura e la disattivazione degli utenti morosi.
- Una più efficace azione di "enforcing" delle disposizioni dell'AEEG in termini di frequenza minima di lettura dei misuratori.

Valutazioni analoghe - sviluppate in maggior dettaglio nel rapporto - si applicano ai benefici collegati alla gestione dei clienti morosi.

In generale si osserva che la valutazione dei benefici e dei costi del programma d'installazione di SM in Italia dovrebbe essere compiuta avendo come riferimento un

assetto organizzativo e regolatorio reso coerente alle esigenze poste dalla liberalizzazione del settore. L'ottimizzazione del sistema organizzativo e regolatorio può infatti ridurre significativamente il beneficio incrementale fornito dagli SM.

Sul fronte dei costi, non sono disponibili i dati utilizzati dall'AEEG nella sua valutazione e anche i riferimenti di mercato sono assai scarsi. Ci si limita a segnalare, sulla base delle informazioni fornite da Federutility, che i costi operativi degli SGM appaiono collocarsi ad un livello superiore di circa 10€ per punto di misura a quelli attualmente riconosciuti nelle tariffe. Pertanto, anche nell'ipotesi – senz'altro conservativa – che i costi degli apparati siano identici a quelli tradizionali, l'impatto della manovra sulle bollette dei consumatori di minore dimensione sarà assai rilevante.

Infine, l'analisi costi-benefici compiuta dall'AEEG non appare valutare la sensibilità dei risultati ottenuti rispetto a variazioni del timing dell'investimento. A questo riguardo diversi elementi conducono a ritenere che il timing dell'operazione possa invece avere un impatto considerevole sui costi del progetto e che, in particolare, una strategia di "prime mover" non sia nel migliore interesse dei consumatori Italiani. Ciò trova conferma nelle scadenze meno ambiziose dei piani di investimento di smart metering previsti in altri paesi europei.

In primo luogo, ci si aspetta che il trend "spontaneo" della ricerca tecnologica produca nel futuro prossimo una nuova generazione di strumenti di misura, con funzionalità superiori a costi inferiori.

In secondo luogo, ci si deve attendere un impatto sullo sviluppo tecnologico degli investimenti in SM effettuati in altri paesi. Le economie di apprendimento sono generalmente rilevanti nella fase iniziale di introduzione di una nuova tecnologia. Pertanto i progetti avviati più tardi beneficeranno dell'apprendimento guadagnato nei primi progetti da tutti i soggetti coinvolti nella filiera.

In terzo luogo, ove la tecnologia diventi più matura, è lecito attendersi che la concorrenza nell'attività di fornitura degli strumenti di misura debba aumentare, riducendo così il costo complessivo del progetto.

---

## **2 L'INTRODUZIONE DELLO SMART METERING NEL MERCATO DEL GAS: EVOLUZIONI NORMATIVE IN EUROPA E IN ITALIA**

In questo capitolo vengono analizzati i principali riferimenti normativi rilevanti ai fini dell'introduzione di smart gas meter in Italia. Nella prima parte viene presa in considerazione la situazione normativa a livello di Unione Europea. La seconda parte invece si focalizza sulla situazione italiana, andando ad analizzare con maggior dettaglio i documenti alla base dell'attuale Piano di Telegestione, vale a dire la deliberazione del 22 Ottobre 2008 ARG/gas 155/08 (di seguito delibera 155/08) e l'annessa relazione tecnica pubblicate dall'AEEG.

Dall'analisi delle più recenti iniziative della Commissione Europea (CE) in tema di energia si evince la volontà di assicurare l'avvio in tempi rapidi di un processo d'installazione degli SM su larga scala, sia per gas che per elettricità. Il cosiddetto Terzo Pacchetto Energia (EC, 2009a, EC, 2009b) si muove in questa direzione. Anche la recente proposta di Direttiva sull'efficienza energetica (EC, 2011c) pone un'enfasi maggiore sugli SM rispetto alla Direttiva del 2006, tanto da dedicare un'intera appendice ai requisiti minimi della misura e della frequenza nelle fatture.

Questa posizione della CE sembra derivare dal fatto che gli SM sono visti come una delle innovazioni tecnologiche necessarie al raggiungimento degli obiettivi del Pacchetto Energia-Clima (Pacchetto 20/20/20). Contemporaneamente, va rilevato che le iniziative della CE sullo smart metering manifestano l'intenzione di lasciare ancora ai singoli paesi la responsabilità dei modi e dei tempi per attuare il piano di investimenti.

In questo quadro generale l'opportunità di installare SM nel settore dell'energia elettrica sembra essere ormai accettata a livello internazionale, mentre sugli SM per

il settore gas il dibattito è ancora acceso e le scelte appaiono più acerbe. Nel contesto europeo l'Italia si sta muovendo in anticipo rispetto agli altri Stati membri, dovendo quindi fronteggiare situazioni ancora non assestate ed altamente incerte.

## **2.1 LA DISCIPLINA EUROPEA**

Numerosi atti della CE sottolineano, in maniera più o meno esplicita, la necessità di introdurre gli SM nel settore del gas naturale, al fine di poter raggiungere gli obiettivi europei in termini di sostenibilità ambientale (es. attraverso un miglioramento dell'efficienza energetica), di sicurezza degli approvvigionamenti (es. attraverso il risparmio energetico) e di competitività (es. attraverso procedure più veloci di switching). Tra questi atti:

- La Direttiva 2009/73/EC (Terzo Pacchetto Energia), disposizioni in tema di misura intelligente nel gas (articolo 3, Allegato);
- Il mandato di standardizzazione M/441 del 12 Marzo 2009 per lo sviluppo di un'architettura aperta nei contatori delle utility;
- La Direttiva 2004/22/EC sugli strumenti di misura;
- La Direttiva 2006/32/EC su efficienza energetica e servizi energetici.

A questi va aggiunta la proposta di Direttiva su efficienza energetica che, se approvata, dovrebbe abrogare le Direttive 2004/8/EC e 2006/32/EC (MEMO/11/440) (EC, 2011c).

### **2.1.1 L'obbligo di installazione di smart gas meter**

L'obbligo d'installazione di misuratori intelligenti sia nel settore elettrico che in quello del gas è stato introdotto a livello europeo con il cosiddetto Terzo Pacchetto Energia, approvato il 25 Giugno 2009 (EC, 2009a, EC, 2009b).

Il Terzo Pacchetto prevede, infatti, l'obbligo di installazione dei contatori intelligenti sia nel settore dell'elettricità che quello del gas di tutti gli Stati membri. In particolare la Direttiva sul mercato del gas richiede che le compagnie di settore ottimizzino l'uso del gas attraverso varie iniziative, tra cui l'introduzione di sistemi di misura intelligenti (EC, 2009b). Tuttavia, tale obbligo è condizionato all'esito di valutazioni effettuate da ciascuno Stato Membro.

In particolare, il programma di investimento in SM deve essere realizzato solo nel caso in cui l'analisi economica dei costi e benefici (o CBA="cost-benefit analysis") di lungo termine sia per il mercato che per il consumatore dia esito positivo. Tale analisi può altresì individuare quali tipi di contatori intelligenti siano economicamente ragionevoli e in quanto tempo sia realistico completare la distribuzione dei contatori medesimi. La Commissione ovviamente insiste sul fatto che i paesi membri tengano conto dei risultati dell'analisi durante la preparazione dei piani di installazione. Tra questi risultati, la Commissione insiste sul fatto che i paesi membri debbano tener conto della possibilità che l'introduzione degli SM gas sia economicamente ragionevole solo nel caso di consumatori di una certa taglia.

Infine la Direttiva prevede che tale analisi venga completata entro il 3 Settembre 2012. Viene altresì richiesto agli Stati membri di preparare un cronogramma per l'implementazione dei sistemi di misura intelligenti. Si noti che, per la sola energia elettrica, la Commissione Europea ha richiesto un tasso di copertura dei clienti finali al 2020 pari all'80%, in caso di esito positivo della CBA. Appare suggestivo che per lo SM gas non sia stato invece previsto nessun obiettivo quantitativo.

Il Terzo Pacchetto Energia prevede, inoltre, che i consumatori siano adeguatamente informati sul loro consumo reale di gas e sui costi con una frequenza tale da consentire loro di regolare il proprio consumo. Tale informazione deve essere fornita utilizzando un arco temporale che tenga debitamente conto delle potenzialità tecniche del contatore (es. durata della batteria) e dell'efficienza in termini di costi di tali



iniziative. Soprattutto, si richiede che nessun costo aggiuntivo venga applicato al consumatore per poter usufruire di tale servizio.

Ad oggi solo il 10% delle case in Europa, di cui la stragrande maggioranza installati in Italia (circa 32 milioni di contatori elettronici), ha un contatore intelligente (soprattutto per l'elettricità), nonostante il Terzo Pacchetto Energia avesse come obiettivo l'80% delle abitazioni al 2020, con riferimento alla misura dell'energia elettrica. Perciò il 12 Aprile 2011 la CE ha adottato una Comunicazione, in cui minaccia di introdurre una regolazione più stringente per le reti intelligenti entro il 2012, se gli Stati membri continuano a fare progressi insufficienti per l'implementazione dei contatori intelligenti (EC, 2011b). Rispetto a ciò che è previsto nel Terzo Pacchetto, la Commissione sembra prendere in considerazione la possibilità di imporre l'installazione degli SM attraverso un intervento regolatorio del tipo "top-down".

La volontà della CE di sostenere l'installazione generalizzata dei contatori intelligenti negli Stati membri era già emersa in documenti precedenti, sebbene non nella forma di obbligo. In particolare la Direttiva 2006/32/EC sull'efficienza energetica e servizi energetici<sup>2</sup> evidenzia, tra le misure per l'efficienza agli Stati membri, l'introduzione di contatori individuali, che riflettano con precisione il consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso, presso i clienti finali di energia elettrica, gas naturale, teleriscaldamento e/o raffreddamento e acqua calda per uso domestico. Un obiettivo primario del legislatore europeo sembra essere infatti quello di assicurarsi che la fatturazione venga realizzata sul consumo effettivo di energia, fornendo adeguate informazioni e con una frequenza tale da fornire al cliente finale resoconti utili ad ottimizzare consumi e servizi energetici. Più in generale, nella definizione delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica, la Direttiva richiede agli Stati membri di considerare i vantaggi, in termini di efficienza, otte-

---

<sup>2</sup> In Italia tale Direttiva è stata recepita con il Dlgs n. 115/08.



nuti tramite l'adozione diffusa di innovazioni tecnologiche efficienti sotto il profilo dei costi e dei benefici, quali gli SM.

Le priorità di miglioramento della concorrenza e dell'efficienza nel mercato degli usi finali anche attraverso la diffusione di contatori intelligenti sembrano essere ribadite nella proposta di revisione della Direttiva sull'efficienza energetica recentemente pubblicata dalla CE per superare le criticità e le resistenze all'efficientamento nel sistema energetico europeo. La Commissione ha infatti deciso di proporre una nuova Direttiva sull'efficienza energetica (EC, 2011c), in sostituzione della precedente 2006/32/EC.

Per quel che riguarda gli SM, la proposta di Direttiva insiste ancora una volta sull'importanza di aiutare i consumatori a risparmiare energia e propone di accelerare i tempi rispetto alle previsioni del Terzo Pacchetto Energia. In particolare nella bozza di Direttiva si richiede che gli Stati membri garantiscano ai consumatori, entro l'1 gennaio 2014, una fatturazione accurata (sia per gas che elettricità) e basata sul consumo effettivo, calcolato sulla base dei dati rilevati sul contatore. Le informazioni fornite dalla misura del consumo individuale dovrebbero inoltre essere fornite gratuitamente ai consumatori finali.

Per il consumo di gas, la fatturazione dovrebbe essere almeno bimestrale. Dove invece il gas venga utilizzato anche per il riscaldamento individuale, la fatturazione dovrebbe essere fornita su base mensile. Si richiede infine che gli Stati membri, durante il roll-out degli SM previsto dal Terzo Pacchetto, tengano pienamente conto degli obiettivi di efficienza energetica e dei benefici dei consumatori finali nel momento in cui definiscono le funzionalità minime dei contatori e gli obblighi imposti agli operatori di mercato.

### **2.1.2 I gruppi di misura e gli standard di comunicazione**

Uno dei principali problemi nei processi di innovazione, è la scelta del tipo di tecnologia in cui investire. Gli smart meter rappresentano un classico esempio industriale in cui l'accelerazione del processo di diffusione dell'innovazione tecnologica si associa al rischio di restare "locked-in" in soluzioni tecnologiche sbagliate (vedi Vasconcelos (2008)). Quali funzionalità deve avere lo SM? Quali informazioni deve offrire al distributore? E quali al consumatore? Ecc. A questo proposito, il 12 Marzo 2009 la Commissione Europea ha introdotto il Mandato di standardizzazione M/441 per creare standard Europei (es. "open architecture") che dovranno consentire l'interoperabilità dei contatori intelligenti di gas, elettricità, acqua e calore (EC, 2009c).

Lo scopo del Mandato non è quello di imporre soluzioni tecnologiche identiche in tutti i paesi membri ma, piuttosto, di assicurarsi che tutte le attività nel settore degli SM raggiungano standard accettabili (es. soluzioni modulari; architettura adattabile ai mezzi di comunicazioni futuri). Il Mandato perciò riconosce esplicitamente che gli Stati membri possano avere priorità diverse e che ci siano differenze nell'uso delle varie utility.

Il Mandato è stato formalmente accettato dalle "European Standards Organisations" o ESO (CEN/CENELEC/ETSI) a Luglio 2009. Secondo il Mandato tali organizzazioni sono chiamate a sviluppare uno standard europeo che comprenda un'architettura aperta per software e hardware dei misuratori. In particolare l'architettura deve consentire una comunicazione bidirezionale sicura e permettere sistemi avanzati di informazione, gestione e controllo per consumatori e fornitori di servizi. La prima azione degli ESO è stata quella di formare due gruppi di lavoro specializzati: uno per l'identificazione dei requisiti di comunicazione e uno per quelli di funzionalità aggiuntive (es. tariffe dinamiche).

Oltre al problema della definizione degli standard di comunicazione la Commissione Europea ha affrontato, con un'apposita Direttiva, anche la questione della

progettazione, costruzione e valutazione di conformità degli strumenti di misura. Si tratta dalla Direttiva 2004/22/EC (nota anche come MID), adottata nel 2004 dal Consiglio e dal Parlamento Europeo (EC, 2004). La Direttiva copre dieci categorie di strumenti di misura (tra cui quelli del gas), dei quali discute in termini di precisione, affidabilità e sicurezza. Tutti gli standard sviluppati in accordo con la MID vengono qualificati come standard "armonizzati", attraverso il marchio "CE", e citati sul Giornale Ufficiale dell'Unione Europea. Infatti, uno degli scopi della Direttiva è proprio quello di garantire, attraverso il marchio "CE", una maggiore fiducia grazie a delle specifiche essenziali che sono applicabili in tutti i paesi membri.

Questa Direttiva garantisce la libera circolazione per gli strumenti di misura nel mercato interno. In particolare gli Stati membri non possono ostacolare il collocamento sul mercato e l'utilizzo di qualunque contatore che abbia il marchio di conformità "CE". Allo stesso tempo, si richiede agli Stati membri di monitorare i rispettivi mercati e adottare tutte le misure appropriate al fine di prevenire il commercio o l'uso di contatori non conformi alla normativa europea. Come vedremo poi nella sezione dedicata alla tecnologia, quest'obbligo in particolare ha conseguenze dirette per il piano italiano di Telegestione (AEEG, 2008): es. l'impossibilità di adottare SGM che offrono le prestazioni previste dalla delibera 155/08 dell'AEEG perché non sono conformi alla normativa europea della MID. Nel corso del 2011 la Commissione dovrebbe produrre un rapporto sull'implementazione della Direttiva, per poi proporre dei cambiamenti se necessari.

## **2.2 LA DISCIPLINA ITALIANA**

L'Italia è l'unico paese europeo che ha definito già da tempo un programma di installazione degli SGM per tutti i consumatori. La decisione risale al 2008, ed è stata assunta con la delibera 155/08 (AEEG, 2008). Sono stati fissati dei dettagliati traguardi temporali riguardanti oltre 17,5 milioni di punti di riconsegna, di cui oltre 17

milioni sono gruppi di misura di piccola taglia. La scadenza per l'ultimazione del piano di installazione è infatti il 2016. Come verrà illustrato meglio nel capitolo successivo, sia le scadenze annuali che il ridotto orizzonte temporale, previsti dal piano italiano, non trovano riscontro in Europa, dal momento che negli altri paesi infatti viene fissato solo target finale.

D'altra parte, dopo la delibera 155/08 dell'AEEG sono state introdotte importanti novità legislative sulla misura, in particolare in materia di gradualità nell'applicazione della prescrizione sui nuovi limiti di validità temporale dei bolli metrici (commi 21-25 dell'art. 30 della legge 99/09).

Il disposto della legge 99 prevede l'emanazione di nuove regole di validità e verifica, demandando all'AEEG modalità e tempi per la sostituzione dei contatori volumetrici con contatori elettronici, senza però che i costi vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente.

A questo proposito si osserva come vi sia una sostanziale differenza fra le motivazioni alla base dei due provvedimenti (cioè la delibera 155/08 e la legge 99), in merito al programma di sostituzione dei misuratori. Da una parte, infatti, il Regolatore individua, fra gli obiettivi da raggiungere, la definizione di bilanci commerciali attendibili, lo sviluppo del mercato regolamentato della capacità e del gas, la promozione della concorrenza, la fatturazione su prelievi effettivi, la riduzione dei costi operativi e il miglioramento della qualità del servizio; dall'altra, invece, il Legislatore identifica, come obiettivo del piano di rimpiazzo, la graduale applicazione delle nuove prescrizioni in campo metrologico.

Perciò, prima di avviare un programma di investimento così impegnativo, è auspicabile che vengano meglio definiti gli aspetti della disciplina dei misuratori, sia per evitare interpretazioni contrastanti tra regole e norme di legge, sia per limitare il rischio di avere stranded cost, vale a dire che nuovi misuratori debbano essere successivamente sostituiti perché incompatibili con la nuova disciplina metrologica o, al

contrario, perché innovativi ma non conformi per la mancanza di specifiche norme metrologiche.

Riguardo alla convergenza tra regolazione e normativa primaria, si rileva l'avvio di un procedimento da parte dell'AEEG - delibera ARG/gas 36/11 - finalizzato all'introduzione di modifiche in relazione agli obblighi previsti dalla delibera 155/08.

Da ultimo, si osserva come, in tema di metrologia legale – argomento non trattato in questo studio – siano comunque indispensabili specifici interventi, tra l'altro già previsti<sup>3</sup>, per evitare che molti aspetti della nuova misura siano lasciati alla libera interpretazione da parte degli operatori della metrologia legale.

Di seguito vengono indicate le principali fonti normative e regolatorie per l'installazione degli SGM in Italia

- Deliberazione AEEG del 22 ottobre 2008 – ARG/gas 155/08 per la telelettura e la telegestione dei gruppi di misura gas;
- Relazione tecnica AEEG della deliberazione 155/08;
- Documento di consultazione AEEG del 19 Maggio 2011 – DCO 17/11 per la valutazione di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas;
- Documento di consultazione AEEG del 16 Giugno 2011 – DCO 22/11 sul servizio di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (settlement);

---

<sup>3</sup> In particolare, l'art. 19, comma 2 del D.Lgs 22/07 prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico stabilisca, con uno o più decreti, i criteri per l'esecuzione dei controlli metrologici sugli strumenti di misura disciplinati dal suddetto decreto legislativo; ad oggi, tali decreti di attuazione non sono ancora stati emanati.

- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"- Art. 30 "Misure per l'efficienza del settore energetico".

### **2.2.1 Gli obblighi di installazione**

La delibera 155/08 prevede l'introduzione delle seguenti novità nella misura del gas:

- La correzione della misura (Standard metri cubi o Smc)
  - In temperatura e pressione per contatori di classe superiore o uguale a G10;
  - In sola temperatura per contatori di classe inferiore a G10;
- La registrazione dei prelievi di gas su base
  - Al minimo oraria per contatori di classe superiore o uguale a G10;
  - Al minimo giornaliera per contatori di classe inferiore a G10;
- La telelettura massiva dei contatori;
- La telegestione attraverso un'elettrovalvola per contatori di classe inferiore o uguale a G10 (chiusura valvola da remoto e apertura manuale in loco).

Riguardo ai **tempi di implementazione** del Piano di Telegestione, la delibera prevede l'impiego di un cronogramma per la messa in servizio dei nuovi gruppi di misura basato sulla dimensione annua dei consumi. Lo stesso documento introduce delle forme di penalizzazioni (previste dalla delibera ARG/gas 159/08) in caso di

mancato raggiungimento degli obiettivi del cronogramma. Quest'ultimo prevede tre macro-fasi:

- Entro il 31/12/2010 si richiede di aver installato un contatore a norma MID (o CEE), un correttore di volume (PTZ) e un modem di trasmissione dati (punto punto) sulla totalità dei punti di riconsegna (PdR) dotati di un contatore di classe superiore a G40;
- Entro il 31/12/2012 si richiede di aver installato un PTZ e un modem di trasmissione dati (telefonico) su tutti i PdR dotati di un contatore di classe superiore a G6;
- Entro il 31/12/2016 si richiede di aver installato sui PdR dotati di un contatore di classe G6 o G4 di contatori di nuova concezione teleggibili e telegestibili e di aver attivato un apposito sistema di telecomunicazione bidirezionale (punto punto e/o punto multipunto -radiofrequenza).

**Tabella 1 Crono-programma per la messa in servizio dei gruppi di misura previsto dalla delibera 155/08**

	Termine per la messa in servizio	Percentuale	Penalità unitaria [€ per gruppo di misura non messo in servizio]
> G40	31 dicembre 2010	100%	54
> G16 a < G40	31 dicembre 2011	100%	21
> G6 e < G16	31 dicembre 2011	30%	12
	31 dicembre 2012	100%	
G4 - G6	31 dicembre 2012	5%	4
	31 dicembre 2013	20%	
	31 dicembre 2014	40%	
	31 dicembre 2015	60%	
	31 dicembre 2016	80%	

### **2.2.2 I gruppi di misura e gli standard di comunicazione**

Richiamandosi al Dlgs n. 22/07 (che ha recepito la Direttiva 2006/32), la delibera 155/08 elenca i requisiti essenziali dei gruppi di misura. Fra questi viene citata anche **la protezione dall'alterazione** del misuratore (es. se un cliente cerca di schermare il contatore per impedirne la chiusura da remoto). In aggiunta la delibera sostiene che "... i dati di misurazione possano essere trasmessi a distanza, purché adeguatamente protetti da alterazioni accidentali o intenzionali".

La deliberazione 155/08 prevede inoltre che le attività di normazione necessarie alla diffusione di telelettura e telegestione siano svolte in collaborazione con Comitato Italiano Gas (o CIG). La stessa decisione rimanda a **successivi provvedimenti** il compito di affrontare alcune criticità quali:

- La regolazione dell'accesso alla rete elettrica in bassa tensione per la comunicazione tra il distributore gas ed i contatori.
- L'introduzione di indicatori e requisiti di prestazione degli SGM.
- Gli obblighi di completamento per il roll-out degli SGM di classe inferiore o uguale a G6 (cioè il settore domestico).
- I tempi e le condizioni per "l'upgrading" di quei clienti finali che non sono rientrati nel piano di roll-out.

### **2.2.3 Gli obiettivi**

Il Regolatore italiano nel predisporre la riforma sistemica della misura ha individuato numerose e, spesso, tra loro interrelate finalità<sup>4</sup>, di seguito sintetizzate.

---

<sup>4</sup> Si veda la Relazione tecnica allegata alla delibera 155/08.



**Definizione tempestiva di bilanci commerciali giornalieri attendibili di ciascun utente della rete di trasporto.** Infatti, nonostante il sistema di trasporto e stoccaggio sia tarato sull'unità temporale giorno-gas, attualmente, come previsto dai codici di rete, il bilancio definitivo viene predisposto con dettaglio giornaliero e con cadenza mensile entro il giorno 15 del mese successivo a quello a cui si riferisce e, comunque, comprende una percentuale rilevante di dati stimati.

**Sviluppo del mercato regolamentato delle capacità e del gas.** Secondo l'AEEG la formulazione del bilancio commerciale della rete di trasporto è propedeutica allo sviluppo e all'implementazione di meccanismi di mercato che consentano la corretta attribuzione della titolarità del gas tra i diversi utenti delle infrastrutture.

**L'implementazione di un bilanciamento commerciale attendibile e disponibile tempestivamente.** L'AEEG rileva che questo consentirebbe di attribuire i costi delle inefficienze del sistema agli operatori che le generano, così da promuovere la concorrenza a vantaggio degli operatori più efficienti<sup>5</sup>.

**Emissione di fatture basate su prelievi effettivi.** Oggi il consumo dei clienti finali, se rapportato all'unità temporale giorno-gas, viene rilevato con frequenze minime molto ampie, anche perché fissate avendo a riferimento la necessità che la fatturazione dei consumi al cliente finale possa essere ricondotta ai valori rilevati al punto di riconsegna senza gravare eccessivamente sul prezzo di fornitura.

**Riduzione dei costi operativi conseguenti all'eliminazione delle letture manuali e degli algoritmi di stima dei consumi.** Il perseguimento dell'obiettivo dipende dalla definizione delle nuove frequenze di lettura.

**La promozione di opportunità di servizi o iniziative per il miglioramento della qualità del servizio.** La telelettura potrebbe favorire l'individuazione tempe-

---

<sup>5</sup> Questo particolare obiettivo sembra essere una peculiarità della situazione italiana. Nella maggior parte dei paesi europei quello del bilanciamento non è esplicitamente indicato nell'elenco dei benefici che l'introduzione dei contatori intelligenti potrebbe produrre.

stiva di un errato funzionamento del gruppo di misura o di un possibile danneggiamento dello stesso grazie al monitoraggio continuo dei consumi effettivi, anche attraverso la comparazione automatizzata con i dati storici registrati.

**Infine, maggiore consapevolezza degli usi del gas da parte dei consumatori.** La disponibilità di gruppi di misura che registrano i consumi effettivi (riportati quindi a condizioni standard) dei clienti finali potrebbe facilitarne una maggiore consapevolezza dei consumi, a beneficio peraltro di una crescente capacità decisionale rispetto alle offerte presentate da possibili nuovi fornitori.

Si rileva come alcuni degli obiettivi di cui sopra sono stati affrontati recentemente dal regolatore attraverso nuove iniziative regolatorie. In particolare gli orientamenti indicati nel recente documento di consultazione 22/11 dell'AEEG sono ritenuti dall'Autorità stessa e dalla generalità degli operatori del settore adeguati al superamento dei limiti degli attuali meccanismi organizzativi e processi industriali collegati all'allocazione tra gli utenti del bilanciamento dei prelievi di gas dei clienti finali (AEEG, 2011a).

Pertanto l'attribuzione di tale beneficio all'introduzione dei misuratori intelligenti – al fine della valutazione dell'opportunità di tale misura – è errata. Ciò vale, in special modo, se si considera che una revisione dei processi industriali, sulle linee ipotizzate dal documento di consultazione 22/11, non potrebbe comunque essere evitata dall'introduzione dei misuratori intelligenti, e pertanto tale introduzione non comporterebbe alcun risparmio dei costi di aggiornamento dei sistemi e dei processi necessari all'applicazione delle misure prefigurate nel documento di consultazione 22/11.

In particolare, le misure previste nel documento di consultazione 22/11 comporteranno il superamento delle criticità presenti nelle seguenti aree:

**Bilancio della rete di trasporto.** L'attuale disciplina prevede la chiusura definitiva del bilancio del servizio di trasporto e bilanciamento a soli tre mesi di distanza

dal mese di competenza, un termine entro il quale numerosi dati di misura non sono ancora disponibili. Ciò può rendere impossibile per venditori ed utenti del bilanciamento pareggiare il proprio bilancio energetico come somma algebrica del gas immesso e del gas prelevato a loro attribuito (sulla rete di trasposto o di distribuzione) con riferimento al periodo rilevante (il giorno gas o il mese). Può accadere, in particolare, che l'allocazione delle partite fisiche ai fini dei servizi di trasporto e bilanciamento al momento della chiusura del bilancio della trasmissione sia basata su valori stimati, che non vengono aggiornati sulla base dei dati di misura che si rendono disponibili solo quando il bilancio della rete di trasporto è chiuso. Tale eventualità si presenta, soprattutto, con riferimento alle misure dei prelievi dei clienti di dimensioni minori e media, la cui frequenza minima per la lettura del misuratore è pari rispettivamente ad un anno e a sei mesi.

**Profilazione dei prelievi.** I soggetti responsabili per l'individuazione del profilo da associare a ciascun punto di riconsegna (i venditori) non appaiono essere adeguatamente incentivati a svolgere questa attività con adeguata accuratezza. Ciò rende più difficoltosa del necessario l'attività di previsione del gas allocato ai clienti profilati.

**Gas non contabilizzato.** Ogni rete di distribuzione locale è caratterizzata da una differenza fisiologica tra gas immesso e gas contabilizzato come prelevato. Tale scostamento è originato da errori di misura e da perdite fisiche. Il criterio di allocazione attuale del gas non contabilizzato, che viene ripartito tra i punti di prelievo del gas le cui letture sono stimate, può determinare esiti paradossali e iniqui tra i venditori.

**Disomogeneità delle metodologie adottate dai diversi distributori ai fini della trasmissione dei dati corrispondenti a misure che si rendano disponibili dopo la comunicazione relativa al bilancio provvisorio ma prima del termine oltre il quale l'impresa di trasporto considera come definitivi i bilanci della rete di trasporto.** I criteri di attribuzione dei volumi, sia in termini quantitativi che di

competenza, non sono ad oggi definite unicamente, ma affidate alle imprese di distribuzione.

**Mappatura dei rapporti commerciali: gli attuali processi risultano in una non sempre accurata mappatura dei rapporti commerciali.** Ciò si traduce in erronee allocazioni tra gli utenti del bilanciamento del gas prelevato dai consumatori.

#### **2.2.4 La remunerazione degli investimenti in SGM ed il sistema tariffario**

A fronte dell'obbligo di installazione dei nuovi misuratori l'AEEG ha previsto una **modifica delle tariffe**, a copertura dei costi. In particolare la delibera 155/08 prevede che il sistema tariffario debba riconoscere gli investimenti effettuati nel Piano di Telegestione, sebbene tale copertura sia riconosciuta "esclusivamente ai soggetti responsabili del servizio di misura che hanno effettivamente realizzato tali investimenti". La delibera richiede inoltre che i costi del piano di roll-out non comportino addebiti a carico del cliente finale. La remunerazione degli investimenti a carico dei distributori per l'attuazione del piano di installazione presenta tuttavia ancora degli elementi di criticità ed è infatti attualmente in fase di valutazione.

Nel 2008, prima della decisione di avviare il Piano di Telegestione, l'AEEG aveva approvato il sistema tariffario dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2009-2012. In seguito alla pubblicazione della deliberazione 155/08 i distributori avevano rilevato come il vigente sistema tariffario non fornisse garanzie in merito ad almeno tre questioni finanziarie:

- Costi sostenuti per i sistemi di telelettura, trasmissione e telegestione (SAC)
- Costi operativi per la gestione degli apparati, per le verifiche metrologiche e per la telecomunicazione
- Valore residuo dei misuratori da sostituire per tutte le classi di contatori

L'AEEG ha riconosciuto la necessità di effettuare ulteriori valutazioni ed ha pubblicato recentemente un documento di consultazione, noto come DCO 17/11, nel quale affronta queste ed altre criticità (AEEG, 2011b). Il documento, in generale, si ripropone di valutare alcune modifiche del suddetto sistema tariffario allo scopo di migliorare 1) l'aderenza delle tariffe ai costi (efficienti) e 2) il differenziale nel livello dei ricavi ammessi per i distributori in funzione del grado di assolvimento degli obblighi di installazione previsti dalla 155/08. In particolare le proposte del DCO possono essere così schematizzate:

**Tabella 2 Criticità e soluzioni secondo il DCO 17/11**

<b>Tipo di criticità</b>	<b>Situazione attuale</b>	<b>Proposte dell'AEEG</b>
<b>Copertura CAPEX per gruppi di misura</b>	La componente tariffaria è calcolata sulla base degli investimenti effettivamente sostenuti	Mantenimento del sistema tariffario attuale: componente calcolata sulla base dei costi effettivi sostenuti; sulla base dei costi standard introdotti dopo fissazione degli standard stessi
<b>Copertura OPEX per installazione e manutenzione</b>	La componente tariffaria è calcolata sulla base dei costi medi 2006. Tuttavia l'obbligo di lettura in Smc e quelli di verifica dei misuratori potrebbero far aumentare gli OPEX	Dal 2013 prevedere due corrispettivi unitari differenziati per classi di gruppi di misura che tengano conto dei costi aggiuntivi derivanti dall'obbligo di verifica
<b>Copertura CAPEX per sistemi di telegestione</b>	La remunerazione del CAPEX prescinde dall'effettivo investimento e tende a premiare imprese che investono meno della media nazionale	Dal 2012 viene introdotta una nuova componente CAPEX per le immobilizzazioni materiali e immateriali relative alla telegestione
<b>Copertura OPEX per operazioni di misura</b>	L'introduzione della telelettura dovrebbe ridurre gli OPEX per le operazioni di misura. Il mantenimento dei costi unitari del 2006	Viene mantenuto l'attuale criterio di aggiornamento della componente OPEX fino a fine 2016. Tuttavia questa componente viene differen-

	potrebbe portare extra-profitti per i distributori	ziata tra imprese in regola e in ritardo sul cronogramma
<b>Copertura CAPEX per sostituzione misuratori tradizionali</b>	Ai misuratori tradizionali sostituiti prima della scadenza del bollo metrico non vengono riconosciuti gli ammortamenti residui	AEEG determina il costo residuo da riconoscere sulla base di alcuni parametri, quali la distribuzione dell'età del parco misuratori per anno di installazione
<b>Copertura costi capitalizzati vs. outsourcing</b>	Le imprese che scelgono l'outsourcing per la telegestione sostengono OPEX più elevati che non sono riconosciuti dal sistema attuale	AEEG propone modifiche al sistema tariffario che rispettino il principio di neutralità rispetto alle scelte tecnologiche e organizzative (fare internamente vs. outsourcing) delle imprese
<b>Copertura costi di alimentazione dei misuratori</b>	Bisogna stabilire il tipo di alimentazione prima di poter decidere quali costi riconoscere in tariffa	I costi vengono inseriti nelle componenti già esistenti: es. i costi di connessione dei concentratori rientrano nei CAPEX centralizzati

Nel dibattito sulle modalità di copertura dei costi connessi con l'attività di misura si inserisce un ulteriore elemento, quello relativo ai "bolli metrici" e alla vita utile dei gruppi di misura.

L'art. 30 della legge 23 luglio 2009, n. 99 stabilisce che la validità temporale dei bolli metrici e del marchio CE applicati sui contatori del gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h debba essere di quindici anni, a partire dall'anno della loro applicazione, in sede di verifica o accertamento della conformità prima della loro immissione in commercio. Ai fini di una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, il comma 25 dell'art.30 prevede che l'AEEG definisca le modalità e i tempi per procedere alla sostituzione dei misuratori di gas "tradizionali" (=misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili) soggetti a rimozione,

assicurando che i costi dei misuratori da sostituire non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente.

Nello stesso comma si afferma inoltre che “Al fine di consentire l'innovazione tecnologica del parco contatori gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas potrà prevedere la sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili mediante contatori elettronici che adottino soluzioni tecnologicamente avanzate quali la telelettura e la telegestione, che assicurino vantaggi ai consumatori finali quali una maggiore informazione al cliente circa l'andamento reale dei propri consumi nonché riduzioni tariffarie conseguenti ai minori costi sostenuti dalle imprese”. La legge quindi sottolinea come la scadenza dei bolli metrici debba rappresentare un'opportunità per stimolare l'ammodernamento del parco dei misuratori gas, già previsto dalla 155/08.

---

### **3 LA VALUTAZIONE DEI COSTI E DEI BENEFICI DERIVANTI DALL'INTRODUZIONE DELLO SMART METERING**

Questo capitolo illustra gli elementi metodologici generali dell'analisi costi-benefici dell'introduzione degli SM e discute l'analisi costi-benefici effettuata per l'Italia, i cui risultati sono stati pubblicati nella delibera dell'AEEG n. 155/08.

Il capitolo è diviso in due sezioni. Nella prima vengono individuate le tipologie di benefici che potrebbero derivare dall'introduzione degli SM e vengono illustrati i meccanismi economici attraverso cui tali benefici dovrebbero prodursi; vengono inoltre discusse le problematiche relative alla stima dei costi del programma di installazione degli SM. Nella seconda parte viene discussa l'analisi condotta dall'AEEG, i cui risultati sono pubblicati nella relazione tecnica allegata alla delibera n. 155/08.

#### **3.1 INTRODUZIONE**

L'analisi di costi-benefici (o CBA) è un importante strumento analitico utilizzato dai decisori pubblici per valutare l'impatto economico delle decisioni di politica economica sul sistema nel suo complesso. La caratteristica fondamentale di tale strumento è la quantificazione in termini monetari di tutti i costi e benefici prodotti dal progetto in esame.

La CBA è un processo altamente strutturato, la cui logica può essere descritta nei termini seguenti (Boardman *et al.*, 2006):

1. Specificazione dell'insieme dei progetti alternativi da analizzare
2. Individuazione della popolazione che subisce i costi e i benefici del progetto
3. Selezione delle tipologie di costi e benefici da prendere in considerazione



4. Stima degli effetti quantitativi futuri derivanti dalla realizzazione del progetto
5. Assegnazione di un valore monetario a tutti gli effetti
6. Sconto dei costi e benefici per ottenere il valore presente
7. Calcolo del valore presente netto (NPV)
8. Analisi delle sensitività dei risultati ottenuti al variare dei parametri principali.

Sulla base del loro NPV progetti alternativi possono essere ordinati ai fini della selezione di quello che fornisce il massimo valore netto.

Le analisi costi-benefici standard effettuano due confronti tra costi e benefici. Il primo è un confronto tra i costi e benefici "sociali" del progetto. Sono considerati in tale confronto i costi e i benefici (netti) afferenti a tutti gli stakeholder. Il secondo è un confronto tra i costi e i benefici afferenti al solo soggetto che realizza il progetto; si tratta di analisi di sostenibilità (economica e finanziaria) standard finalizzata a determinare l'eventuale fabbisogno di sostegno pubblico all'investimento.

In questo lavoro ci poniamo nella prospettiva del regolatore e pertanto sviluppiamo la nostra analisi avendo a riferimento l'obiettivo di stimare l'effetto di benessere complessivo dell'introduzione di SGM.

## **3.2 INDIVIDUAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEI COSTI E BENEFICI DELL'INTRODUZIONE DEGLI SMART GAS METER**

### **3.2.1 I benefici degli smart gas meter**

Appare diffusa la convinzione presso governi e regolatori europei che la sostituzione dei contatori tradizionali per il gas o l'elettricità con altri di tipo intelligente conduca al realizzarsi di una serie di rilevanti benefici per i consumatori, per le aziende e per la società in genere (ERGEG, 2011a). Tuttavia sino ad ora sono state

effettuate poche analisi finalizzate a quantificare tali benefici. Nel capitolo successivo daremo conto di quanto avvenuto in alcuni paesi europei.

Nella tabella seguente si riportano i benefici che potrebbero prodursi grazie all'introduzione degli SGM presso i consumatori di gas. Gli stessi benefici verranno approfonditi più avanti in questo capitolo.

*Tabella 3 Lista dei benefici degli smart gas meter (analisi IEFE)*

Macro area	Beneficio	Note
<b>Processi industriali nel settore gas</b>	Migliore gestione dei clienti da parte di fornitori e distributori	Riduzione del ruolo di conguagli/acconti Migliore prevedibilità della spesa per i consumatori
	Migliori rapporti tra soggetti operanti a diversi livelli della filiera	Allocazione volumi effettivi di gas ai fornitori Switching agevolato
	Minore costo dell'attività di misura	Risparmio sul costo dei lettori Risparmio tempo per i consumatori
<b>Sviluppo, manutenzione e controllo (furti) della rete</b>	Migliori informazioni per i distributori	Migliore conoscenza dei profili di consumo per decidere piani di sviluppo e manutenzione della rete Individuazione da remoto dei furti di gas sulla rete
<b>Sicurezza</b>	Riduzione di probabilità di un incidente	Sensori di dispersione gas o incendio nei misuratori
<b>Riduzione dei consumi e appiattimento della domanda</b>	Maggiore consapevolezza del consumatore riguardo al proprio consumo	Il consumatore riceve informazioni sui propri prelievi in tempo reale Questa consapevolezza porta ad una riduzione nei consumi
	Maggiore flessibilità	La possibilità del misurato-

	nei consumi	re di comunicare con il sistema esterno consente di introdurre servizi innovativi per il cliente (es. domotica)
<b>Morosità</b>	Possibilità di disconnessione tramite telegestione	La possibilità di interrompere da remoto la fornitura ha una funzione deterrente nei confronti dei clienti
	Maggiore accuratezza nella fatturazione	Essendo basate su consumi effettivi, le bollette non costituiscono più fonti di gran sorpresa per i consumatori, che quindi sono meno tentati di diventare morosi

In alcuni casi ai fini della valutazione dei costi e dei benefici dell'introduzione di SGM, sono evocate analogie tra il settore del gas e il settore elettrico. Appaiono tuttavia rilevanti le differenze tra i due settori per quanto riguarda in particolare:

- Il problema della sicurezza del gas, in quanto soggetto a fenomeni di infiammabilità e alta esplosività in determinate concentrazioni, è superiore a quello dell'elettricità. Di conseguenza risulta difficile ipotizzare un totale abbandono delle ispezioni fisiche agli SGM<sup>6</sup>.
- SEM e SGM sono differenti anche dal punto di vista delle prestazioni. Essendo alimentato direttamente dalla corrente in bassa tensione, lo smart meter elettrico può teoricamente trasmettere letture reali in qualsiasi momento e con qualsiasi frequenza. Lo smart gas meter, viceversa, è limitato nelle prestazioni dalla durata della sua batteria.

---

<sup>6</sup> A questo proposito si nota come certa giurisprudenza faccia rientrare l'attività di distribuzione del gas nel regime di responsabilità per l'esercizio di "attività pericolose" ex art. 2050 del Codice Civile, come indicato nella relazione tecnica allegata alla delibera 155/08.

- Diversamente da quello del gas, il settore dell'elettricità, a causa delle caratteristiche fisiche di quest'ultima, necessita di informazioni orarie, oltretutto giornaliere, sui consumi.
- Il bilanciamento del gas è giornaliero e quindi lo SGM non produce un beneficio in termini di spostamento del carico da giorno a notte, al contrario dello SEM; anche l'eventuale "shifting" da un giorno all'altro non risolve i problemi del sistema. Inoltre, al contrario dell'elettricità, il prezzo del gas non varia nell'arco della giornata, eliminando quindi l'incentivo per il consumatore domestico a modificare il proprio carico nelle ventiquattrore.
- La domanda di gas è presumibilmente molto più rigida (almeno quella dei clienti residenziali) rispetto a quella di elettricità: es. il riscaldamento a gas viene acceso per determinate ore e in determinati periodi dell'anno in base alla temperatura esterna (nonché sulla scorta di prescrizioni normative che ne determina il periodo e l'intensità- vedi DPR n. 412 del 26 agosto 1993 - art. 9), con limitata flessibilità rispetto all'utilizzo di altre apparecchiature domestiche alimentate ad elettricità.
- L'eventualità che un cliente possa consumare quantità superiori a quelle precedentemente pattuite nel contratto è uno dei problemi fondamentali nel mercato del gas e dell'elettricità. Da questo punto di vista, la possibilità di poter interrompere la fornitura da remoto si traduce in un risparmio di costo notevole per gli operatori del settore elettrico. Al contrario, nel caso del gas il risparmio potenziale risulta largamente inferiore poiché la regolazione può imporre delle barriere alla connettività da remoto per ragioni di sicurezza.
- La possibilità di accedere a servizi innovativi (es. domotica) tramite l'utilizzo di smart meter appare come un beneficio dal potenziale superiore nel settore elettrico rispetto a quello del gas. Infatti, la maggior

parte di questi servizi innovativi coinvolge apparecchiature alimentate ad elettricità.

Da ultimo, occorre ricordare come ogni beneficio dipenda direttamente dalla presenza di una o più particolari funzionalità presenti nello SM. Tali funzionalità aggiuntive sono state "mappate" da ERGEG ai servizi per i consumatori (ERGEG, 2011a).

Per altro, molte di queste funzionalità rappresentano condizioni necessarie ma non sufficienti affinché determinati benefici si possano realizzare. Altri interventi, soprattutto di tipo regolatorio, sono necessari affinché ciò possa accadere: es. in un recente studio sul mercato austriaco in Olmos et al. (2011) si dimostra come gli SM possano produrre dei benefici a condizione che si esercitino alcune azioni sui consumatori (es. l'obbligo dei distributori di fornire ai consumatori consigli personalizzati sul risparmio energetico).

**Tabella 4 Mappatura tra funzionalità degli SGM e servizi ai consumatori (ERGEG, 2011a)**

GAS	Additional functionalities according to Mandate M/441					
	Remote reading, meter reading of injected and consumed energy, F1	Two-way communication, F2	Interval metering/ registers, F3	Remote management, F4	Interface with the home/ home automation, F5	Information through webportal/ gateway, F6
G 2. Information on actual consumption, on a monthly basis, free of charge						
G 3. Access to information on consumption 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						
G 13. Software to be upgraded remotely						

Di seguito vengono analizzati in maggior dettaglio i benefici ottenibili attraverso l'introduzione di SGM. Per ciascun tipo di beneficio si identificano il meccanismo economico attraverso cui esso dovrebbe realizzarsi, possibili metodologie per la quantificazione del suo valore economico ai fini della CBA e potenziali soluzioni alternative all'installazione degli SGM che ne consentono il perseguimento.

### ***3.2.1.1 Benefici nell'area "processi industriali nel settore gas"***

Per processi industriali si intende l'insieme delle procedure che governano il funzionamento giorno per giorno del settore. Parte di queste procedure attiene a rapporti tra operatori attivi ai diversi livelli della filiera produttiva, quali ad esempio il meccanismo di allocazione del gas ai diversi venditori che servono clienti sottesi al medesimo punto di regolazione e misura (REMI) e quindi agli shipper responsabili per il prelievo attribuito ai venditori. Altre procedure coinvolgono i consumatori, quali ad esempio la fatturazione e la gestione dei clienti morosi. Di seguito si analizzano i benefici che l'introduzione degli SGM potrebbe produrre in questa area delle attività del settore.

#### **Migliore gestione dei clienti**

Il contatore intelligente rende drasticamente meno costoso aumentare la frequenza delle rilevazioni dei prelievi. Nei sistemi di smart metering la lettura avviene attraverso un sistema automatico a costi variabili assai ridotti e non vi è ostacolo (eccetto la durata della batteria) alla memorizzazione all'interno del misuratore di dati relativi ai prelievi – anche orari – per un lungo periodo di tempo. Pertanto, una volta che il sistema sia stato realizzato, è possibile disporre a costi ragionevoli di informazioni circa il prelievo dei consumatori in ciascun intervallo temporale che, ai fini pratici, possa essere rilevante per la fatturazione (e l'attribuzione del prelievo al venditore).

Ciò consente al fornitore di emettere bollette che riflettono i consumi effettivi anziché quelli stimati, con benefici in termini di controllo del capitale circolante e di costi per la gestione del contenzioso, che nel sistema attuale si genera per effetto del meccanismo di fatturazione basato sui prelievi stimati, con conguagli periodici potenzialmente assai rilevanti. Essendo quantificabili entrambe queste voci di costo, ne segue che è possibile stimare il beneficio derivante dalla disponibilità con maggior frequenza dei dati di prelievo effettivo di gas.

Anche il consumatore beneficia di una più corretta fatturazione, nella misura in cui ciò comporta una maggiore prevedibilità della propria spesa per il gas e semplicità della gestione finanziaria. La valutazione di questo beneficio è materia complessa. Dal punto di vista finanziario nel sistema attuale il consumatore riceve un credito da parte del distributore (in caso di conguaglio positivo) o fornisce credito (al distributore) ad un tasso di interesse diverso da quello ottenibile impiegando in modo alternativo il denaro. La valutazione del costo (o beneficio) che ne risulta per il consumatore è di difficile determinazione. La stessa difficoltà è presente nella stima del costo per il consumatore legato all'incertezza dei flussi finanziari causata dal sistema di acconti e conguagli.

Rispetto al perseguimento dell'obiettivo di migliorare i processi di gestione dei clienti attraverso una migliore informazione circa l'entità dei prelievi di gas in ciascun intervallo temporale esistono alternative – meno efficaci ma potenzialmente meno costose – agli SGM.

La prima consiste nell'aumentare il numero di letture annue nel regime attuale, ad esempio portandone il valore minimo a due rispetto all'attuale regime di singola lettura annuale. Il costo di tale soluzione e la sua efficacia sarebbero ulteriormente ridotti se fossero messe in atto azioni volte a spostare i misuratori fuori dalle case ove ciò sia possibile, poiché ciò comporterebbe un notevole risparmio in termini di costi (e tempi) per effettuare le letture manuali.

La seconda soluzione alternativa è la promozione dell'autolettura dei misuratori da parte dei clienti finali, potenziando e rendendo più flessibili i meccanismi di comunicazione dei dati e fornendo incentivi ai consumatori a fornire le letture dei propri misuratori. Sono concepibili varie forme di incentivo tra cui:

- Un bonus economico per i consumatori che forniscano regolarmente l'autolettura; un approccio simile è già applicato nella fatturazione. Ai consumatori che optano per l'invio della bolletta in formato elettronico tipicamente non viene addebitato il costo di invio della fattura cartacea.
- Un meccanismo che consenta (solo) ai consumatori che abbiano fornito regolarmente autoletture il diritto di non pagare prima bollette di conguaglio contestate – fino a quando l'esito della contestazione non sia stato determinato secondo i meccanismi di verifica e conciliazione esistenti.

Si nota inoltre che una quota rilevante delle distorsioni causate dagli attuali meccanismi di stima dei prelievi dei consumatori ha natura redistributiva. Ad esempio, una volta che le misure del prelievo complessivo in un periodo siano disponibili e che quindi il totale delle quantità fatturate sia quello corretto, un'erronea attribuzione dei prelievi dei consumatori tra i mesi dell'anno comporta solo una redistribuzione di reddito tra i diversi consumatori. L'eliminazione di tale redistribuzione non comporta alcun effetto netto di benessere e pertanto non costituisce un beneficio, nei termini dell'analisi costi-benefici. Per altro, l'entità di tale redistribuzione del reddito è proporzionale al differenziale dei prezzi nei diversi periodi dell'anno, che nel caso del gas è assai inferiore che nel caso dell'elettricità, dove pure procedure di attribuzione convenzionale di attribuzione dei prelievi sono assai diffuse e non appaiono generare gravi distorsioni. Inoltre, tale differenziale di prezzi esibisce, in particolare in Italia, un trend decrescente.

Infine, si rileva come l'entità di questi benefici nel settore gas dipenda dall'efficacia dei meccanismi che, attualmente, suppliscono alla mancata tempestivi-



tà nella disponibilità dei dati di misura. Tra questi meccanismi, in particolare, si ricordano: a) quelli di stima dei prelievi che sarebbero adottati in assenza degli SGM e b) quelli che determinano la responsabilità di costo di ciascun soggetto operante nelle attività a monte della filiera, in funzione dei prelievi dei consumatori finali. Perciò i benefici dovuti alle maggiori letture devono essere valutati con riferimento ad una situazione in cui le altre aree del sistema regolatorio e organizzativo del settore sono ottimizzate. In caso contrario si rischia di sovrastimare il beneficio ottenibile dagli SGM, in quanto si trascura che una parte di esso potrebbe essere ottenuto attraverso modifiche del sistema regolatorio che dovrebbero comunque avvenire o che comunque comportano costi inferiori rispetto all'installazione estensiva di SGM.

### **Migliori processi che coinvolgono soggetti operanti a diversi livelli della filiera**

Gli SGM possano condurre ad un miglioramento dei processi che coinvolgono i soggetti operanti nelle diverse attività della filiera. In particolare, in Italia i meccanismi attuali di attribuzione dei prelievi dei consumatori finali ai venditori, in prima istanza, e agli shipper, in seconda istanza, sono ritenuti altamente inefficaci. Si veda su questo punto il documento di consultazione dell'AEEG n. 46/10.

Il sistema di SGM consentirebbe di eliminare la principale fonte di questi problemi, vale a dire la ripartizione attraverso criteri convenzionali dei prelievi misurati ai punti di accesso alle reti di distribuzione (i cosiddetti REMI) tra i venditori che servono clienti, per i quali non sono disponibili misure quotidiane dei prelievi.

Una migliore accuratezza dell'allocazione del gas prelevato contribuirebbe grandemente a migliorare il funzionamento del settore, potenzialmente anche riducendo le barriere all'entrata. Tuttavia la valutazione del contributo degli SGM al conseguimento di questo obiettivo, avendo a riferimento l'assetto organizzativo e regolatorio attuale, comporta una sovrastima del beneficio portato dagli SGM, in quanto prescinde dai benefici che potrebbero derivare da una revisione dei meccanismi di allocazione convenzionale, per altro già in fase avanzata di elaborazione da parte

dell'AEEG. Si veda su questo proposito quanto già discusso nel paragrafo 2.2.3 in merito al documento di consultazione n. 22/11 dell'AEEG. Poiché tale revisione dell'organizzazione e della regolazione del settore avrà luogo indipendentemente dall'attuazione del piano SGM, il suo costo, ai fini dell'analisi costi-benefici, deve essere considerato nullo. In altri termini il beneficio degli SGM deve essere valutato nello scenario in cui il quadro regolatorio e organizzativo del settore sia ottimizzato. In questo scenario il beneficio degli SGM in termini di efficacia ed efficienza dei meccanismi di funzionamento del settore potrebbe risultare drasticamente ridimensionato.

Una seconda serie di processi impattata dagli SGM è quella relativa al cambio di fornitore o switching. Grazie al sistema di SGM è possibile disporre tempestivamente della misura dei consumi del cliente al momento del cambio di fornitore. Ciò comporta una riduzione dei costi – di misura e per la gestione del contenzioso – di tutti i soggetti coinvolti nello switch: il fornitore entrante, quello uscente, il consumatore e il distributore.

Riguardo alla quantificazione del beneficio degli SGM in tema di switching, valgono considerazioni analoghe a quelle sviluppate sopra e nella sezione precedente. Si rileva per altro che la presenza di un sistema di SGM non è condizione necessaria a garantire l'efficacia e l'efficienza dei meccanismi di switching. Il mercato inglese, ad esempio, è caratterizzato da un tasso di switching fra i più elevati in Europa, pur senza aver ancora installato i contatori intelligenti, né nel gas che nell'elettricità. Ciò sembra suggerire che l'impatto sullo switching degli SGM potrebbe essere sopravvalutato.

### **Minore costo dell'attività di misura**

I sistemi di misura tradizionali richiedono la rilevazione manuale presso il contatore dei valori misurati e un certo numero di controlli di sicurezza presso i siti dei consumatori.

L'introduzione dei contatori intelligenti consente al distributore di effettuare il prelievo dei dati misurati da remoto. Ciò si traduce in una riduzione di costo, in particolare di personale. Un beneficio simmetrico si determina in capo al consumatore, per effetto della riduzione del tempo in cui deve essere in attesa delle visite al contatore, nel caso in cui questo non sia situato all'esterno dell'abitazione e in posizione accessibile da parte dell'incaricato dell'azienda di distribuzione.

La quantificazione del beneficio in termini di riduzione dei costi dell'attività di misura non presenta specifiche criticità metodologiche. Nel caso italiano non risulta che esistano ancora lettoristi interni alle aziende di distribuzione poiché, nella stragrande maggioranza dei casi, tali compiti sono stati da tempo esternalizzati a società specializzate. Perciò, anche sulla base dell'esperienza acquisita nel caso dell'introduzione degli smart meter nel settore elettrico in Italia, si osserva che i benefici collegati alla riduzione dei costi per l'attività di misura dei distributori dipendono soprattutto dalla durata dei contratti esistenti con queste società specializzate.

Le soluzioni alternative per il conseguimento di una riduzione nei costi della misura sono analoghe a quelle già discusse sopra.

### ***3.2.1.2 Benefici nell'area "sviluppo, manutenzione e controllo (furti) della rete"***

#### **Migliori informazioni per i distributori**

Gli SGM forniscono al distributore una conoscenza più dettagliata dei flussi di gas sulla rete di distribuzione in ciascun intervallo temporale. Questa migliore informazione può teoricamente consentire al distributore di preparare piani di manutenzione e di investimento sulla rete più efficienti. Ad esempio, il distributore può limitare gli incrementi della capacità della rete di distribuzione alle aree in cui osserva un aumento del prelievo di punta. Allo stesso tempo, la migliore conoscenza dei flussi e prelievi di gas offre al distributore uno strumento più efficace per l'individuazione

dei furti di gas dalla rete: ad esempio, confrontando su base giornaliera la misura al REMI con il totale della misura di tutti i punti di riconsegna si possono evidenziare anomalie indicatrici di perdite tecniche o di prelievi non misurati (furti).

Tuttavia, sulla base delle informazioni disponibili, in Italia non risulta attualmente diffuso l'uso delle informazioni sui consumi degli utenti ai fini della valutazione del funzionamento della rete e delle necessità di sviluppo. Infatti, generalmente i progetti di miglioramento della rete partono dalla posa di sensori di pressione che registrano in continuo gli andamenti di questo parametro in un determinato periodo di tempo, in punti particolari della rete di distribuzione – i più lontani o i più alti. Si tratta di apparecchiature mobili non tele-lette da cui si scaricano i dati in campo che poi vengono utilizzati in simulazioni con modelli di calcolo. Inoltre, il distributore, anziché partire dalle variazioni reali dei consumi dei clienti finali per verificare il corretto funzionamento di un sistema a rete, provvede a simulare situazioni di stress, assumendo i volumi di prelievo degli utenti come simultanei a carico di punta.

Per quanto riguarda, invece, la possibilità di utilizzare le informazioni fornite dagli SGM per identificare dei furti di gas, alcuni operatori italiani hanno evidenziato che si tratta di un beneficio puramente teorico: infatti, ad eccezione delle grandi utenze, allo stato attuale non è ipotizzabile che gli SGM abbiano una sensibilità tale da valutare come furti le oscillazioni di misura tra gas entrato e uscito. Tali oscillazioni possono essere frutto di diverse condizioni di stato - temperature e pressione - del gas.

Per queste ragioni, si presume che i benefici che ci si possono attendere nell'area "sviluppo, manutenzione e controllo (furti) della rete" siano di entità assai modesta e sicuramente inferiore rispetto ai corrispondenti del settore elettrico.

### ***3.2.1.3 Benefici nell'area "sicurezza"***

#### **Interruzione dell'erogazione in caso di fughe di gas**

Anche in ERGEG (2011a) si sostiene che uno dei benefici del SM è proprio la sicurezza di sistema. In particolare si afferma che la disponibilità di funzionalità per l'interruzione da remoto, in combinazione con un efficiente sistema di comunicazione, può contribuire a migliorare la sicurezza della rete gas.

Ai fini della valutazione del beneficio derivante dagli SGM vanno distinti due tipi di eventi. Il primo è quello in cui la fuga di gas avviene all'interno o in prossimità del contatore. In questo caso le condizioni necessarie affinché lo SGM contribuisca alla sicurezza sono che esso sia dotato di sensori che rivelino la fuga di gas ma anche di un meccanismo che consenta la chiusura della valvola di erogazione del gas da remoto.

Il secondo tipo di evento è quello in cui la fuga di gas si verifica a valle del misuratore, cioè all'interno dell'abitazione del cliente. L'ottenimento di questo beneficio richiede un'ulteriore funzionalità del misuratore. Esso deve essere interfacciabile con un rilevatore di fughe di gas remoto, da collocarsi all'interno dell'abitazione del consumatore.

Notiamo che nel dibattito sulla sicurezza questi benefici sono evocati in termini molto generali, senza però chiarire quali debbano essere le condizioni necessarie affinché tali benefici possano essere ottenuti. A questo proposito, la nostra analisi suggerisce che questi benefici sono di attuazione assai complessa, in quanto presuppongono la condivisione dell'accesso alle infrastrutture necessarie (es. sensori) al miglioramento della sicurezza, che sono condivise fra il distributore e il cliente. Una tale condivisione comporta, innanzitutto, un problema di assegnazione e accertamento delle responsabilità in caso di incidenti e, secondo, un cambiamento radicale del ruolo e delle attività del distributore, con conseguenze rilevanti sulla gestione di quest'ultimo.

L'introduzione di un rilevatore di fughe gas associato al distacco del contatore sarebbe difficilmente praticabile anche sul piano prettamente tecnico. Per esempio, si presuppone che, un soggetto terzo, quali l'installatore del sensore e il produttore del-

lo stesso, sia a conoscenza dei codici del segnale che consente l'attivazione della valvola del distributore; è evidente che una tale soluzione potrebbe creare problemi in termini di:

- intrusioni nella gestione della rete rendendo di fatto vulnerabile il sistema;
- ulteriori interventi da effettuare per i falsi allarmi;
- riattivazioni manuali, con alti costi di personale.

Per altro, risultati analoghi possono essere ottenuti attraverso soluzioni "a valle" dello SGM. Infatti, è possibile assicurarsi benefici simili con una valvola di blocco automatica facente parte dell'impianto interno posto a valle del contatore (es. le apparecchiature di blocco comunemente installate per legge su tutti i fornelli da cucina).

Si rileva come anche la stessa analisi costi-benefici inglese degli SM per gas ed elettricità se da un lato prende in considerazione alcuni benefici che riguardano il miglioramento della sicurezza, dall'altro fa riferimento esclusivamente ad esempi nel settore elettrico (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b). Perciò, anche in questo caso, si presume che i benefici che ci si possono aspettare nell'area "sicurezza" siano di entità assai modesta, anche in relazione agli inevitabili costi che una ridefinizione delle attività e delle responsabilità dei distributori per la sicurezza "post-contatore" comporterebbe.

#### ***3.2.1.4 Benefici nell'area "riduzione dei consumi e appiattimento della domanda"***

##### **Maggiore consapevolezza del consumatore**

Gli SGM consentono di fornire ai consumatori informazioni in tempo reale circa l'entità del proprio consumo e – nel caso le necessarie funzionalità siano presenti – anche circa il corrispondente costo.

Come conseguenza della maggiore consapevolezza circa le implicazioni del proprio comportamento di consumo, ci si attende:

- Una riduzione dei consumi complessivi;
- Uno spostamento dei consumi nei periodi in cui i prezzi sono inferiori.

Studi sugli SM, recentemente condotti nel Regno Unito, hanno ipotizzato una riduzione dei consumi domestici nell'ordine del 2% e dello 0.5% con un contatore a credito e pre-pagato rispettivamente (DECC and Ofgem, 2011a). Una simile stima è stata assunta anche nell'analisi costi-benefici su SGM effettuata in Francia (Pöyry and Sopra Consulting, 2011).

Non sono disponibili valutazioni empiriche circa la portata dello spostamento dei consumi di gas nel tempo che potrebbe essere indotto dall'attribuzione ai consumatori dei costi effettivamente causati, in funzione del momento (o meglio del giorno, nel caso del gas) in cui il prelievo avviene. L'entità del beneficio che può prodursi dipende da:

- L'elasticità incrociata della domanda di gas nei diversi periodi, che determina quali quantità di consumi si sposteranno nel tempo, in risposta ad un cambiamento del prezzo relativo del gas in giorni diversi
- La varianza dei prezzi di mercato del gas nei diversi intervalli temporali; tanto più i prezzi di mercato sono simili nei diversi periodi tanto meno vi è un incentivo per i consumatori a riallocare il proprio consumo nel tempo
- Il grado di utilizzazione della capacità disponibile di trasporto e stoccaggio, che determina il valore economico del trasferimento del consumo

nel tempo, in termini di costo evitato di espansione delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

La quantificazione di tale effetto è possibile. Appare per altro ragionevole la presunzione che la portata di questo beneficio sia limitata rispetto al settore elettrico, poiché:

- La natura degli usi di gas da parte dei consumatori minori (riscaldamento e cucina) rende poco plausibile che l'elasticità incrociata della domanda nei diversi periodi sia elevata;
- La variabilità dei prezzi del gas nel tempo, almeno rispetto all'energia elettrica, è assai modesta.

Sulla base delle ricerche svolte in altri paesi (Faruqui *et al.*, 2010), il requisito funzionale minimo affinché i benefici collegati al cambiamento del comportamento del consumatore si realizzino è che quest'ultimo abbia accesso continuo alle informazioni relative al proprio prelievo. Questo richiede in particolare che un display sia installato all'interno dell'abitazione (il cosiddetto "In-House-Display", o IHD).

Si nota infine che, anche rispetto all'obiettivo di indurre modifiche del cambiamento dei consumatori, sono concepibili misure alternative all'installazione degli SGM (con IHD), tra cui in particolare campagne di sensibilizzazione e di educazione circa l'impatto dei consumi di gas e le opzioni disponibili per la loro riduzione.

### **Maggiore flessibilità nei consumi**

In un contesto di sviluppo futuro dell'attuale mercato energetico, grazie agli SGM i consumatori potrebbero ricevere offerte con tariffe dinamiche e, in generale, basate su metodologie di prezzo innovative. Inoltre, il consumatore potrebbe accedere a nuovi servizi energetici che gli consentono di gestire meglio il proprio consumo (es. domotica). Allo stesso tempo, sia il distributore che il venditore possono usare gli SGM per offrire prodotti e servizi innovativi al consumatore.



In teoria l'accesso a questi prodotti e servizi innovativi potrebbe condurre ad un appiattimento della domanda di gas, similmente a quanto avviene nel caso del settore elettrico. Tale spostamento nel tempo della domanda di gas, a parità di consumo, potrebbe consentire risparmi di costi per il dimensionamento di alcune infrastrutture di rete e di stoccaggio. La stessa Commissione Europea ha recentemente sottolineato come la presenza su larga scala degli SM sia condizione essenziale per lo sviluppo delle smart grid anche nel settore del gas (EC, 2011a).

Tuttavia, nel dibattito non è indicato come questa maggiore flessibilità nei consumi di gas debba realizzarsi. Innanzitutto è necessario fare una distinzione tra la tipologia di consumo civile/termico e quello industriale. La prima non ha la possibilità di variare i consumi a fronte di un'offerta di prezzo vantaggiosa: es. non si può decidere di scaldarsi o di cucinare in funzione di tariffe "dinamiche"; anche l'ipotesi di optare per il riscaldamento/fornello elettrico in caso di prezzo del gas alto è considerata improbabile allo stato attuale. Riguardo all'uso industriale di gas, può aver senso parlare di flessibilità laddove esiste la possibilità di programmare e variare i consumi in funzione dei cicli produttivi (es. clienti interrompibili).

Secondo, si osserva come, grazie alla possibilità di stoccare il gas, spostamenti del consumo di poche ore non abbiano un valore rilevante per il sistema. In particolare ciò si riflette nel fatto che il bilanciamento del gas avviene su base quotidiana nella totalità dei paesi europei. Inoltre, le differenze di prezzo del gas tra periodi temporali adiacenti sono generalmente ridotte; questo suggerisce che, quand'anche ci fosse una certa elasticità della domanda di gas (es. tra giorni), il suo valore sarebbe modesto. Va sottolineato però che tale tipo di flessibilità presumibilmente riguarderebbe solo i grandi utenti, che sono già misurati su base quotidiana e che, comunque, rappresentano una percentuale dei volumi distribuiti largamente inferiore rispetto a quelli per uso civile/termico.

Si nota infine come l'AEEG non abbia considerato direttamente il beneficio di ottenere consumi di gas più flessibili ma, forse influenzata da quanto spesso avviene

negli SM del settore elettrico, abbia comunque inserito l'introduzione di tariffe orarie fra le funzionalità previste per lo SGM. A questo proposito si sottolinea come l'analisi costi-benefici recentemente condotta nel Regno Unito (DECC and Ofgem, 2011a) consideri solo i benefici delle tariffe multiorarie nel settore elettrico; infatti, dal momento che il gas può essere stoccato, il governo inglese ritiene probabile che l'applicabilità di tariffe con variazioni giornaliere nel settore gas sia molto più limitata e di scarsa rilevanza.

In conclusione, allo stato attuale non vi sono indicazioni (neanche guardando le esperienze internazionali) che i benefici in termini di spostamento intertemporale dei consumi possano essere rilevanti.

### ***3.2.1.5 Benefici nell'area "morosità"***

#### **Possibilità di disconnessione tramite telegestione**

La disconnessione dei consumatori morosi, nel caso dei misuratori tradizionali, richiede l'intervento sul misuratore da parte di un rappresentante dell'azienda di distribuzione.

La possibilità, fornita dagli SGM dotati di valvola telecomandabile, di interrompere la fornitura a seguito di un comando impartito da remoto, consente di:

- Ridurre i costi di interrompere la fornitura, ancorché le normative di sicurezza attuali richiedano un successivo intervento diretto sul misuratore per la riattivazione della fornitura
- Rendere possibile la disconnessione di clienti che non consentano l'accesso alla loro proprietà da parte del personale del distributore
- Rendere credibile, per questa via, la minaccia di disconnessione e quindi aumentarne l'effetto di deterrenza alla morosità.

Si osserva che la possibilità per il consumatore moroso di interrompere la comunicazione tra il misuratore e il sistema centrale schermando l'apparato di misura può ridurre l'efficacia della telegestione quale strumento di gestione e deterrenza della morosità.

La valutazione del beneficio che gli SGM forniscono in termini di gestione della morosità è possibile. In particolare è possibile stimare la quantità di gas che, nel sistema attuale, continua ad essere somministrata a clienti morosi. E' inoltre possibile stimare la relazione statistica tra il numero di casi di morosità e la frequenza delle interruzioni delle forniture a clienti morosi, ad esempio confrontando aree geografiche in cui sono correttamente applicate politiche di disconnessione differenti.

La corretta valutazione del beneficio che gli SGM forniscono in termini di gestione della morosità richiede di incorporare nell'analisi anche gli effetti di tutti i vincoli di natura giuridica, istituzionale e politica che possono rendere impossibile l'interruzione della fornitura ai clienti morosi – indipendentemente dalla modalità con cui essa è attuata.

Le seguenti misure alternative all'utilizzo degli SGM per effettuare la disconnessione in caso di morosità sono disponibili e dovrebbero essere considerate nell'analisi costi-benefici. In primo luogo, l'ostacolo all'interruzione della fornitura costituito dalla mancanza di accesso al misuratore può essere rimosso promuovendo lo spostamento dei misuratori all'esterno delle abitazioni, dove ciò sia possibile. Una seconda possibilità è prevedere l'attivazione di forniture a pagamento anticipato (che richiedono appositi misuratori) per gli utenti morosi, i cui prezzi siano tarati in modo da consentire anche il graduale pagamento dei debiti pregressi. In terzo luogo potrebbero essere potenziati gli incentivi economici per i distributori ad operare tempestivamente la disconnessione dei clienti morosi. In questa direzione va ad esempio la previsione, introdotta dall'AEEG, che il distributore sostenga il costo del gas consumato dal cliente moroso dopo un termine prefissato dal momento in cui il fornitore ha richiesto al distributore di interrompere la fornitura per morosità.

### **Maggiore accuratezza nella fatturazione**

Viene talvolta indicato come la ricezione di fatture di conguaglio elevate possa far scattare comportamenti morosi da parte di alcuni consumatori.

Rispetto a questo fenomeno, gli SGM possono contribuire alla riduzione della morosità eliminando o riducendo la necessità di stimare il prelievo dei consumatori ai fini della fatturazione e mettendo a disposizione dei consumatori informazioni circa le quantità prelevate a partire dall'ultima fatturazione.

Il valore di questo beneficio può essere stimato, analizzando la relazione esistente tra il manifestarsi della morosità e il ricevimento di fatture di conguaglio elevate, ad esempio rispetto all'ammontare medio delle fatture in acconto.

L'analisi costi-benefici dovrebbe in questo caso considerare la soluzione alternativa di estendere la pratica della rateizzazione dei pagamenti delle fatture di conguaglio qualora queste siano sensibilmente superiori alla media delle fatture di acconto.

#### **3.2.2 La valutazione dei costi dell'introduzione degli smart meter**

Lo strumento della CBA è inteso misurare tutti costi generati dal progetto di investimento in esame, sia quelli monetari sostenuti nella realizzazione dell'investimento sia quelli ulteriori, monetari o non, che si producono sulle diverse categorie di soggetti interessati per effetto dell'investimento.

Nel caso del piano di installazione di SGM, il dibattito di politica economica non ha portato ad identificare specifiche esternalità negative. Limiteremo pertanto la nostra analisi ai costi direttamente sostenuti per l'installazione degli smart meter.

A questo riguardo osserviamo che il settore dei misuratori di gas appare caratterizzato, al presente da un'elevata dinamica tecnologica che promette da un lato lo

sviluppo di strumenti di misura più accurati e affidabili. Ad esempio, i misuratori (statici) di portata volumetrica ad ultrasuoni da un lato e i misuratori massici termici dall'altro, pur essendo basati su tecnologie diverse, offrirebbero risultati simili per i clienti finali domestici (G4-G6); in particolare questa nuova generazione di misuratori integra in un unico apparato il modulo elettronico di gestione della misura (compensazione T e registrazione dati), il modem, il display digitale e l'elettrovalvola telegestibile da remoto.

Queste caratteristiche tecniche, peraltro, permettono indubbi vantaggi in materia di certificazione europea. Per offrire le stesse funzionalità, infatti, i misuratori esistenti di tipo volumetrico a membrana (o a parete deformabile) e volumetrico a pistoncini rotanti (o a rotoidi), hanno bisogno di applicazioni di retrofitting.

Tale situazione di incertezza circa la soluzione tecnologica da adottare caratterizza i risultati di tutte le analisi costi-benefici realizzate negli altri paesi europei: in Francia, ad esempio, si sono sperimentate nel 2010 quattro tecnologie diverse di comunicazione con apparati di quattro diversi fornitori.

In tutti i casi la stima del costo dell'apparato di misura è accompagnata da precisi caveat circa la possibilità che il valore effettivo si possa discostare significativamente da quello assunto per effetto della dinamica tecnologica. Nel caso italiano, addirittura, non è stato possibile reperire alcuna informazione pubblica circa il costo di strumenti che forniscano le funzionalità richieste nel piano dell'AEEG.

In materia di selezione delle opzioni tecnologiche va rilevata inoltre l'estrema eterogeneità tra gli orientamenti dei diversi paesi (si veda il Capitolo 3 sulle esperienze estere). In particolare nella maggior parte dei casi sono prese in considerazione soluzioni integrate di smart metering per elettricità e gas. Tale orientamento trova una precisa giustificazione di costo, oltre che riflettere diversità nelle funzionalità richieste. Da un lato, infatti, un sistema integrato consente l'utilizzo di un solo In-House-Display, con conseguenti risparmi nel costo di investimento e di gestione. Dall'altro, in un sistema integrato la trasmissione dei dati del misuratore di gas può

avvenire non direttamente verso un concentratore, bensì verso il misuratore elettrico più vicino (o verso l'In-House-Display), che può quindi ritrasmetterli verso un concentratore. Tale soluzione può ridurre significativamente il consumo della batteria dei misuratori a gas e quindi anche il costo di gestione.

Nel caso italiano, com'è noto, i misuratori elettrici consentono già la telelettura e la telegestione dei clienti. L'integrazione tra i due sistemi di misura non potrebbe quindi che essere graduale. E' cruciale tuttavia che il disegno del sistema di misura del gas sia progettato avendo in mente un sentiero di integrazione, al fine di evitare che esso possa costituire, nel futuro, un elemento di ostacolo.

### **3.3 COSTI E BENEFICI DELLO SMART GAS METERING NELLE DECISIONI DELL'AEEG**

Nel seguito verranno discussi due aspetti dell'iniziativa dell'AEEG in materia di SGM: gli obiettivi perseguiti attraverso l'introduzione di SGM, in particolare in relazione a quelli alla base della politica dell'Unione Europea e l'analisi costi-benefici.

#### **3.3.1 Obiettivi perseguiti dall'AEEG attraverso gli smart gas meter**

Per quanto concerne il primo aspetto si rileva che nel nostro paese, più che negli altri, l'introduzione degli SGM è finalizzata al miglioramento dei processi industriali del settore. Al riguardo l'AEEG enfatizza il contributo degli SGM in termini di:

- Definizione tempestiva di bilanci commerciali giornalieri attendibili da ciascun utente della rete di trasporto
- Sviluppo del mercato regolamentato della capacità e del gas

- Emissione di fatture basate su prelievi effettivi.

Al miglioramento dei processi industriali l'AEEG associa anche un effetto positivo dell'introduzione degli SGM in termini di sviluppo della concorrenza. Al riguardo l'AEEG cita:

- Lo sviluppo del mercato regolamentato della capacità e del gas
- La promozione della concorrenza a vantaggio degli operatori più efficienti.

Nell'esperienza internazionale tali obiettivi hanno un rilievo marginale nella valutazione del progetto di introduzione di SGM. Nei casi esaminati nell'ambito del presente studio, le criticità nelle aree del sistema regolatorio e organizzativo che l'AEEG indica non sono incluse tra i benefici degli SGM.

D'altra parte il disegno dell'intervento dell'AEEG non appare efficace rispetto agli obiettivi di sostenibilità ed efficienza nel consumo di gas che assumono un rilievo preminente nella politica dell'Unione Europea e di alcuni altri paesi in tema di SGM. L'AEEG indica infatti che:

- L'adozione degli SGM consente l'introduzione di tariffe multi-orarie, e che da ciò possa derivare una riduzione dei picchi di domanda, con effetti benefici in termini di dimensionamento delle infrastrutture.
- La possibilità per i consumatori di ottenere dal display del misuratore informazioni relative al consumo effettivo e al tempo d'uso fornisce una spinta al risparmio energetico.

Rispetto al primo effetto (sviluppo delle tariffe multi-orarie), tuttavia, si nota che l'AEEG non ha segnalato alcuna intenzione di introdurre un bilanciamento orario (o per fasce orarie) nel settore del gas. In un sistema di bilanciamento giornaliero l'offerta di una tariffa multi-oraria non trova pertanto alcuna giustificazione economica, indipendentemente dalla disponibilità del dato di prelievo orario.

Rispetto al secondo effetto (vale a dire la riduzione dei consumi grazie alla maggiore consapevolezza dei consumatori), si osserva che l'orientamento dell'AEEG appare fuori linea rispetto ai risultati delle analisi circa il comportamento dei consumatori, su cui sono basati i progetti di SGM negli altri paesi europei. L'analisi costi-benefici dell'AEEG è infatti basata su un misuratore dotato di display ma situato o all'esterno delle abitazioni o in locali di servizio non utilizzati su base continua. Al contrario gli studi sul comportamento dei consumatori – che hanno ad esempio informato le decisioni del regolatore della Gran Bretagna – indicano che la disponibilità continua dell'informazione circa entità e valore del proprio prelievo è un elemento cruciale ai fini dell'accrescimento della consapevolezza del consumatore. Coerentemente il piano di installazione degli SGM in Gran Bretagna prevede, tra le funzionalità minime, la presenza di un "In-Home-Display" (IHD), situato all'interno dell'abitazione del consumatore. Al contrario tra le funzionalità previste dall'AEEG per i nuovi misuratori, non compare la possibilità di interfacciarsi e trasmettere informazioni su base continuativa ad un dispositivo che possa essere collocato all'interno dell'abitazione del consumatore. Analogamente i misuratori presi in considerazione nell'analisi costi-benefici dell'AEEG non sembrano essere dotati di un dispositivo di interfacciamento locale con equipaggiamenti domotici.

### **3.3.2 L'analisi costi-benefici dell'AEEG sugli smart gas meter**

Con riferimento a questo secondo aspetto, si evidenzia preliminarmente che l'analisi svolta dall'AEEG si riferisce ai soli costi e benefici afferenti al distributore, in quanto responsabile dell'attività di misura. L'unico fenomeno catturato quantitativamente dall'AEEG è pertanto la variazione dei costi sostenuti dal distributore per le attività di misura. Dalla sintesi dell'analisi svolta dall'AEEG, si evince che i costi attesi sono maggiori dei benefici per i consumatori di dimensioni minori, che costituiscono numericamente circa il 95% del totale. Questo risultato, di per sé, potrebbe giustificare la decisione di non procedere all'installazione degli SGM per tale categoria di consumatori.



Il fatto che, nonostante questo risultato, l'AEEG abbia deciso di avviare il programma di installazione di SGM presso tutti i consumatori segnala la convinzione che il valore dei benefici ulteriori forniti dagli SGM siano sufficienti a rendere positivo il valore netto del progetto. Tuttavia tali benefici non sono quantificati dall'AEEG, e questo rende impossibile qualsiasi valutazione.

In aggiunta, si osserva che le informazioni disponibili indicano che l'introduzione dei misuratori intelligenti si tradurrà in un significativo aumento dei costi operativi dell'attività di misura. Sulla base delle informazioni forniteci da Federutility, i soli costi di gestione del sistema di misura – ad esclusione quindi dei costi di acquisto e installazione dei nuovi misuratori – sarebbero dell'ordine di grandezza dei 12 euro/punto\_di\_misura\_anno, meno 2 Euro di risparmio medio per minore attività di lettura (Anigas *et al.*, 2011); viceversa, i costi operativi riconosciuti in tariffa nel regime attuale sono intorno a 2 €/punto\_di\_misura\_anno per i clienti di dimensioni minori (si veda Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012).

Si sottolinea come l'AEEG, nella sua analisi quantitativa dei costi e dei benefici dell'introduzione degli SGM, consideri come beneficio la sola riduzione dei costi dell'attività di misura per i distributori. Tale beneficio verrebbe "appropriato" dai consumatori nella forma di minori tariffe. Perciò, sulla base delle informazioni disponibili, è possibile confermare che il confronto tra i benefici e i costi considerati nell'analisi quantitativa dell'Autorità è negativo per i consumatori di dimensione minore.

È possibile, inoltre, fornirne una stima (minima) del valore assoluto. Nell'ipotesi, per altro assai conservativa, che i costi di capitale del programma di installazione degli SGM siano uguali a quelli riconosciuti per la fornitura del servizio con la tecnologia attuale, ciascun consumatore di minori dimensioni subirà un danno netto di 8 euro/anno per effetto dell'introduzione del programma di smart metering.

Tale danno netto deve essere confrontato con i benefici, che l'Autorità valuta in termini qualitativi e che sono stati discussi nelle sezioni precedenti.

Va anche aggiunto che nell'analisi costi-benefici dell'AEEG non sembrano essere prese in considerazione misure potenzialmente alternative che hanno il potenziale di superare alcuni limiti della situazione attuale nelle aree predette, a costi potenzialmente inferiori di quelli del programma di SGM. Tra le misure potenzialmente sostitutive, si ricordano ad esempio:

- Un più articolato ed efficace sistema di profilazione dei consumi e di regolazione del servizio di bilanciamento. Su questi temi l'AEEG è peraltro intervenuta recentemente con diversi documenti di consultazione<sup>7</sup>.
- Misure volte a promuovere, anche attraverso campagne di sensibilizzazione e meccanismi di incentivazione, la pratica dell'autolettura dei misuratori.
- Una più efficace azione di "enforcing" delle disposizioni dell'AEEG in termini di frequenza minima di lettura dei misuratori
- La costruzione del consenso – a tutti i livelli del sistema istituzionale – nei confronti dell'interruzione del servizio in caso di morosità.

Il valore aggiunto del programma per gli SGM andrebbe valutato a valle della riforma del sistema di profilazione, oltre che dell'attuazione delle altre misure a minor costo.

Infine l'analisi costi-benefici dell'AEEG non appare valutare la sensibilità dei risultati ottenuti rispetto a variazioni del timing dell'investimento. A causa dell'intensa dinamica tecnologica nel comparto degli strumenti di misura del gas, diversi elementi conducono a ritenere che il timing dell'operazione possa invece ave-

---

<sup>7</sup> Si vedano per esempio il DCO 22/11 (già discusso nel capitolo precedente) ed il DCO 46/10.

re un impatto considerevole sui costi del progetto e che in particolare una strategia di “prime mover” non sia nel migliore interesse dei consumatori Italiani.

In primo luogo ci si aspetta che il trend “spontaneo” della ricerca tecnologica – come si è detto – produca nel futuro prossimo una nuova generazione di strumenti di misura, con funzionalità coerenti con gli obiettivi perseguiti attraverso il piano di installazione e con caratteristiche tecniche superiori.

In secondo luogo, ci si deve attendere un impatto sullo sviluppo tecnologico degli investimenti in SGM effettuati in altri paesi. Le economie di apprendimento sono generalmente rilevanti nella fase iniziale di introduzione di una nuova tecnologia. Pertanto i progetti avviati più tardi beneficeranno dell’apprendimento guadagnato nei primi progetti da tutti i soggetti coinvolti nella filiera.

In terzo luogo, ove la tecnologia diventi più matura, la concorrenza nell’attività di fornitura degli strumenti di misura deve attendersi aumentare, riducendo il costo complessivo del progetto.

A questo riguardo, secondo un recente studio americano il costo medio di uno SGM scenderà da 137\$ nel 2010 a 117\$ nel 2016 (Pike Research, 2010). Lo stesso studio stima anche che nello stesso periodo saranno venduti 28,4 milioni di SGM in tutto il mondo. Dal momento che il cronogramma della 155/08 prevede l’installazione di circa 17,5 milioni di SGM entro il 31/12/2016, è facile comprendere come il piano di investimenti italiano risulti quello dominante a livello di domanda mondiale e quindi maggiormente sensibile alla dinamica dei prezzi. In questa prospettiva la “velocità” del programma italiano costerà molto ai consumatori e genererà significativi benefici per i quelli dei paesi esteri, in cui i programmi di installazione saranno avviati successivamente.

### **3.3.3 L'analisi costi-benefici negli altri paesi**

Anche l'esperienza internazionale, che verrà discussa in maggior dettaglio nel capitolo successivo, fornisce elementi informativi che rendono opportuna una più articolata analisi costi-benefici dell'introduzione degli SGM in Italia e forse un ripensamento dei suoi obiettivi. In particolare nelle analisi dei paesi esteri l'esito favorevole del confronto tra benefici e costi è dipendente in maniera cruciale dalle ipotesi relative alla modifica dei consumi indotta dall'introduzione degli SM. Qualora tale effetto non fosse presente, l'opportunità di avviare il programma – in tali paesi – verrebbe meno.

Ad esempio, nel caso del Regno Unito, la recente analisi costi-benefici<sup>8</sup> indica come quello degli SM per elettricità e gas rappresenti un "business case" molto convincente (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b). In particolare, il governo inglese stima che nell'arco dei prossimi venti anni il piano di roll-out di circa 53 milioni di SM per gas ed elettricità produrrà un beneficio netto per consumatori domestici e piccoli non-domestici pari a oltre 7,3 miliardi di sterline.

Al contrario dell'analisi inglese, la relazione tecnica dell'AEEG considera i costi dei soggetti responsabili dell'investimento, vale a dire i distributori, ma include solo i benefici dei distributori e dei venditori, trascurando quelli dei consumatori e del sistema paese. Ciò comporta l'esclusione dell'impatto economico, fra gli altri, del risparmio energetico, che, invece, appare come uno dei benefici principali considerati nei piani stranieri per gli SM. Se si applicasse quest'approccio ai calcoli inglesi, l'analisi costi-benefici produrrebbe dei risultati molto differenti: i benefici totali scenderebbero da 18,6 a 9,9 miliardi, producendo perciò un valore attuale netto negativo pari a circa 1,4 miliardi per il piano di roll-out. Inoltre il beneficio netto nel settore non-domestico continuerebbe a rimanere positivo, anche se solo marginalmente. Ciò rappresenta un'ulteriore conferma che la sfida più impegnativa, dal punto di vista

---

<sup>8</sup> Si vedano maggiori dettagli in Appendice.

economico, rimane il roll-out nel settore domestico. In particolare, la convenienza economica del programma per gli SM dipende in gran parte dalla possibilità di riuscire a convincere i consumatori domestici a ridurre in maniera rilevante e duratura il proprio consumo energetico: nell'analisi inglese i benefici da risparmio energetico, diretti o indiretti, rappresentano circa il 36% dei benefici del settore domestico e il 42% dei benefici totali.

Indubbiamente la CBA inglese, al contrario di quella italiana, non produce risultati specifici per il solo mercato del gas dal momento che aggrega costi e benefici sia per gas che per elettricità. Tuttavia appare ragionevole attendersi risultati altrettanto negativi per il solo settore gas. Infatti il roll-out degli SM per il gas presenta costi di investimento superiori rispetto a quelli degli SM per l'elettricità: es. secondo NAO (2011), i costi di acquisto e di installazione di uno SM per il gas sono approssimativamente del 30% e del 70% più alti rispetto alle corrispondenti voci nel settore elettrico.

Ne deriva un costo stimato di oltre 6 miliardi di sterline per il roll-out degli SGM, pari circa il 54% del costo totale, comprendente sia il settore elettrico che quello del gas, a conferma dei maggiori costi implicati da quest'ultimo. Inoltre, dividendo il costo totale per i 23 milioni circa di SGM previsti dal piano inglese, si ottiene un costo unitario di 232£ per ogni nuovo misuratore installato.

Si osserva che il piano italiano di roll-out per gli SGM potrebbe produrre costi più elevati di quelli appena illustrati a causa di particolari requisiti funzionali, quale la misura in situ del consumo di gas in standard metri cubi. Tra l'altro questa funzionalità non è attualmente prevista né dal programma inglese né da quello francese, come già spiegato in precedenza.

Inoltre il piano di investimento italiano, al contrario di quello inglese, non può usufruire delle economie di scala che possono derivare dal roll-out "integrato" di SM



per l'elettricità e per il gas.<sup>9</sup> Va detto che DECC aveva deciso fin dall'inizio che vi sarebbero state delle sinergie grazie all'installazione degli SM sia per il gas che per l'elettricità.

Di contro, oltre a costi nettamente superiori, si stima che gli SM per il gas producano minori benefici rispetto ai quelli attesi nel settore elettrico, anche senza considerare il beneficio derivante dal risparmio energetico<sup>10</sup>. Infatti, molti dei benefici presenti nell'analisi inglese sono specifici del settore elettrico e non sono applicabili a quello del gas (es. minori lamentele per problemi di voltaggio).

Anche per ciò che riguarda i benefici, il caso italiano sembra ulteriormente svantaggiato. Innanzitutto poiché uno dei maggiori risparmi attesi nel piano inglese riguarda il costo di mantenimento dei contatori gas prepagati: con l'arrivo degli SM tale costo dovrebbe passare dagli attuali 40£, per un contatore tradizionale, ai 24£ previsti per un contatore di tipo smart. Tuttavia si tratta di un risparmio non applicabile all'Italia, dal momento che qui non esistono i contatori prepagati.

Inoltre il beneficio derivante dal livellamento dei prelievi grazie all'introduzione di tariffe multiorarie nel settore del gas appare meno rilevante di quanto ipotizzato in AEEG (2008). Da un lato, infatti, secondo DECC and Ofgem (2011d), l'adozione di tariffe multiorarie innovative – per ridurre picchi di domanda, risparmiare energia e rimandare investimenti nella rete – è una componente significativa della CBA, pari circa al 6% dei benefici totali. Dall'altro, l'analisi contenuta in DECC and Ofgem (2011a, 2011b) considera solo i benefici delle tariffe multiorarie nel settore elettrico; infatti, dal momento che il gas può essere stoccato, il governo inglese ritiene probabile che l'applicabilità di tariffe con variazioni giornaliere nel settore gas sia molto più limitata e di scarsa rilevanza.

---

<sup>9</sup> Per esempio DECC stima che l'installazione simultanea (o dual fuel) di SM per gas ed elettricità comporti un costo unitario di 68£, contro i 78£ previsti per l'installazione separata dei due tipi di SM.

<sup>10</sup> A questo proposito, la CBA inglese ipotizza un tasso di risparmio energetico nel settore elettrico domestico che è del 40% superiore a quello del gas.

Perciò, se si sottraggono anche questi due benefici, che non sono applicabili alla situazione italiana, si ottiene un beneficio totale per gli SGM pari a circa 4,4 miliardi di sterline. Tuttavia, anche omettendo di sottrarre i benefici specifici della situazione italiana, si ottiene un valore presente netto largamente negativo del piano di roll-out per gli SGM, come illustrato nella tabella successiva.

*Tabella 5 Risultati principali della stima dei benefici netti per gli smart gas meter installati in Gran Bretagna nel periodo 2011-2030 (milioni di £)*

	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
<b>Benefici</b>	<b>4.651</b>	<b>300</b>	<b>4.951</b>
<b>Costi</b>	<b>5.823</b>	<b>315</b>	<b>6.139</b>
<b>Benefici netti</b>	<b>-1.172</b>	<b>-15</b>	<b>-1.188</b>

Si rileva come i risultati della tabella non possano essere considerati particolarmente accurati in quanto frutto di alcune importanti semplificazioni, dovute alla mancanza di informazioni più dettagliate. Tuttavia, si osserva la netta divergenza tra questi stessi risultati, per quanto approssimativi, e alcuni di quelli fondamentali presentati in AEEG (2008), quale il beneficio netto sempre largamente positivo nel caso del settore non-domestico. In particolare, allo stato delle informazioni attuali, non è chiaro come l'analisi italiana, pur mantenendo gli stessi costi ma considerando i benefici dei soli distributori, possa ottenere risultati largamente più positivi di quelli raggiunti dall'analisi inglese.

Quanto scritto per il Regno Unito, in special modo in relazione ad un uso più razionale ed efficiente della risorsa gas, vale anche per la Francia, dove è proprio il risparmio energetico a consentire di ottenere un "business case" positivo. Infatti, vie-



ne sottolineato come senza i guadagni ottenuti tramite risparmio e l'efficienza, conseguiti in grandissima parte grazie ad un comportamento (più) accorto del consumatore finale, il progetto faticherebbe a trovare giustificazione. Tale tesi viene confermata anche nell'ipotesi di base, con un approccio senz'altro prudentiale, che prevede una riduzione dei consumi stimata di ben 10 volte inferiore a quella britannica: 0,2% contro 2% annuo. Qualora siano implementati nuovi servizi evoluti, il cui tasso di penetrazione presso i clienti finali dipenderà dal prezzo al quale saranno offerti dai fornitori, il guadagno in termini di risparmio, efficienza e uso razionale arriverebbe al 1% con un impatto doppio sul valore attuale netto doppio: 300 milioni di euro in luogo dei 150 ottenuti ipotizzando uno 0,2% di risparmio energetico.



---

## **4 ESPERIENZE INTERNAZIONALI**

In questo capitolo vengono analizzate le esperienze di alcuni fra quei paesi europei che hanno intrapreso delle iniziative concrete ai fini di un possibile roll-out degli smart meter per il settore gas. In particolare sono stati presi in considerazione i casi di Gran Bretagna, Francia, Irlanda, Germania e Austria.

Va rilevato che, a causa della mancanza di vincoli legislativi dettagliati e di linee guida spesso vaghe da parte delle istituzioni comunitarie, l'esperienza europea in ambito SGM è caratterizzata da una grande eterogeneità in termini di progressi compiuti finora, obiettivi del piano di sostituzione, disponibilità e dettaglio delle informazioni. Ciò si riflette nel diverso peso dato ai vari casi nazionali analizzati in questo capitolo.

### **4.1 PROSPETTIVE EUROPEE**

Le linee guida europee sulla materia dello smart metering del gas sono sostanzialmente contenute nel recente documento di ERGEG (= European Regulators Group for Electricity and Gas), che prende le mosse ed elabora le Direttive 2009/72/EC e 2009/73/EC, rispettivamente orientate verso le regole comuni dei mercati dell'elettricità e del gas, ma soprattutto si colloca nell'alveo della Direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (ERGEG, 2011a).

E' indubbio che vi sia ancora poca esperienza e disponibilità di informazioni riguardo all'utilizzo di SM sia in Italia che all'estero, soprattutto per il settore gas. Ecco perché risulta ancora più determinante poter analizzare come (e se!!) altri paesi si stanno preparando all'introduzione su scala nazionale degli SGM, per esempio attraverso consultazioni, progetti pilota e analisi costi-benefici (o CBA).

Ad oggi solo Italia e Regno Unito hanno pianificato il roll out degli smart meter gas, mentre 4 altri paesi (Francia, Irlanda, Olanda e Slovenia) stanno discutendo la possibilità di farlo. Altri ancora, come la Germania, non hanno ancora avviato una analisi dei costi e dei benefici per verificare se si tratti di opzione economicamente conveniente anche per il settore gas.

Lo stato di avanzamento dei piani di implementazione e della loro programmazione può essere riassunto nella tabella che segue:

*Tabella 6 Stato di avanzamento dei piani di introduzione dello smart metering gas in Europa*

Piano di sostituzione già deciso	Piano di sostituzione in discussione	Nessun Piano di sostituzione
<b>Italia</b>	Austria	Belgio
Gran Bretagna	Francia*	Danimarca
	Irlanda	Estonia
	Olanda	Finlandia
	Polonia	Germania
	Slovenia	Lettonia
		Lussemburgo
		Portogallo
		Repubblica Ceca
		Repubblica Slovacca
		Romania
		Spagna
		Svezia

*Fonte: ERGEG e regolatori nazionali*

\* Già realizzata una prima sperimentazione con progetti pilota.

Più in generale la nostra analisi si propone di investigare se negli altri paesi il dibattito stia affrontando tutti gli aspetti di maggior rilievo: a) il tipo di misuratori da adottare; b) i requisiti minimi in termini di regolazione; c) il tipo di organizzazione per l'attività di misura nel nuovo contesto degli SGM.

La scelta dei paesi da considerare è avvenuta in base alla rilevanza del mercato e all'aver completato o meno la CBA per il gas, secondo ERGEG (2011b). In particolare la CBA recentemente condotta dal Regno Unito sembra essere la più interessante, per la quantità e la qualità delle informazioni disponibili: es. la distinzione fra i costi di una visita per lettura o per ispezione (DECC and Ofgem, 2011a). Quello del Regno Unito è un caso interessante anche perché rappresenta un esempio di parziale centralizzazione dell'attività di misura, in particolare per ciò che riguarda i flussi informativi.

Una prima veloce analisi suggerisce che, rispetto all'Italia, gli altri paesi si stanno muovendo con maggior prudenza riguardo ai tempi e ai modi in cui completare il piano di installazione degli SGM: es. in Olanda, dopo un iniziale entusiasmo, il governo ha dovuto rallentare il piano per gli SM a causa dell'opposizione da parte delle associazioni di consumatori per motivi di privacy (KEMA, 2010). In effetti quello italiano sembrerebbe essere l'unico cronogramma così dettagliato e ambizioso nelle scadenze.

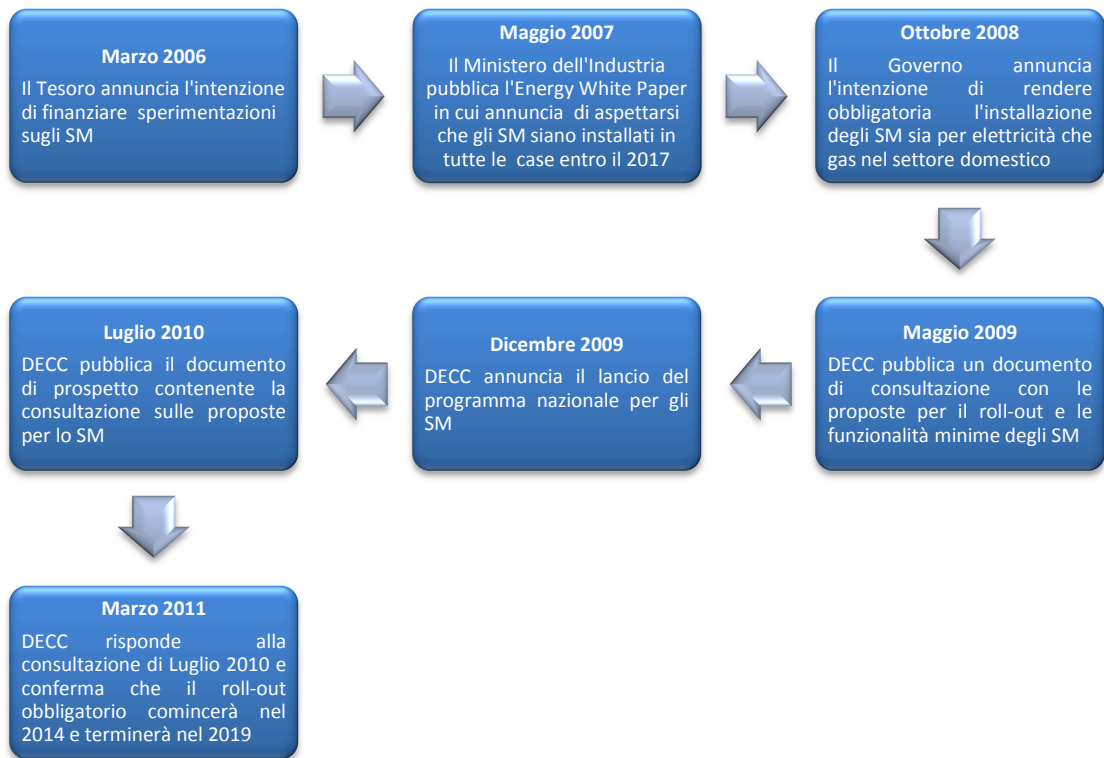
## **4.2 REGNO UNITO**

### **4.2.1 Il processo di introduzione degli smart meter**

#### **Tempi e fasi del processo decisionale**

Il piano inglese per l'adozione degli SM, sia per gas che elettricità, è il risultato di una serie di iniziative governative che si sono succedute a partire dal 2006, come illustrato nella figura sottostante.

*Figura 1 Cronologia delle iniziative governative per gli smart meter*



In particolare, lo smart metering entra ufficialmente sulla scena inglese con la pubblicazione dell'Energy White Paper del 2007, nel quale il governo delinea la propria strategia futura in campo energetico (DTI, 2007). Nel documento, il governo enuncia una serie di obiettivi legati all'area degli SM e delle bollette "informative", seguendo, in questo senso, le indicazioni della Direttiva europea del 2006 sull'efficienza energetica.

Al White Paper del 2007 fanno seguito altre iniziative governative fino a quando, il 27 Luglio 2010, viene pubblicato un prospetto contenente le proposte per l'installazione degli SM, sia per gas che elettricità, in tutta la Gran Bretagna (DECC and Ofgem, 2010). Il prospetto riguarda sia il settore domestico che quello non-

domestico di piccola e media grandezza (vale a dire esclusi i grandi consumatori)<sup>11</sup>. In particolare il prospetto contiene le proposte congiunte di DECC e Ofgem e la relativa consultazione in tema di SM. Inoltre vengono definiti i punti chiave del programma per gli SM, tra i quali:

- La strategia generale
- I benefici che gli SM dovrebbero portare ai consumatori e all'industria energetica
- Le politiche di protezione dei consumatori nel nuovo mondo "smart"
- La strategia per stabilire le comunicazioni necessarie ad assistere il piano di roll-out.

Il 30 Marzo 2011 il governo, insieme al regolatore, pubblica un documento (DECC and Ofgem, 2011d) con le proprie risposte alle domande poste nel prospetto del 2010. In particolare in esso viene presentata la versione finale del programma inglese per l'adozione degli SM su scala nazionale, che si compone di tre fasi, come da tabella sottostante.

*Tabella 7 Piano di implementazione degli SM nel mercato inglese*

Fasi successive	Descrizione
<b>I) Definizione della policy 2009 Q4 – 2011 Q1</b>	Lo scopo di questa fase è quello di definire la policy e di sviluppare il piano di implementazione. Vengono commissionati studi su tematiche specifiche (es. gestione dei dati) a differenti consulenti esterni. Ofgem ha gestito questa prima fase per conto del Ministero dell'Energia (o DECC).
<b>II) Fondazione</b>	Lo scopo è di creare la struttura di regolazione e mercato affinché

<sup>11</sup> Si tratta del settore gas non-domestico con consumi inferiori a 732 MWh all'anno (DECC & Ofgem, 2011e).

<b>2011 Q2 – 2014 Q1</b>	il roll-out possa cominciare.  Vengono definite le specifiche tecniche della misura. I fornitori si procurano, testano e iniziano ad installare gli smart meter, prima del roll-out di massa. Viene definito il sistema delle comunicazioni da e verso gli smart meter.  DECC ha recentemente assunto la responsabilità diretta per l'implementazione del piano. Il ruolo di Ofgem, rimane soprattutto quello di protezione dei consumatori attraverso la regolazione.
<b>III) Roll-out di massa 2014 Q2 – in avanti</b>	L'obiettivo è di ottenere il roll-out a livello nazionale in base al cronogramma

In DECC and Ofgem (2011d) viene anche presentata una strategia di implementazione di alto livello, comprese le conclusioni del governo sul disegno della policy, cioè la fase uno del piano per l'implementazione dello SM, che riguardano i seguenti temi:

- Nuovi obblighi sui fornitori per implementare il roll-out
  - Es. Tutti i fornitori di energia dovranno installare entro il 2019 sistemi di SM che rispettano le specifiche tecniche definite dal governo.
- Specifiche tecniche per gli SM
  - Es. Tutti gli SM dovranno prevedere la possibilità di attivare e interrompere la fornitura da remoto.
- Gestione dei dati prodotti dagli SM
  - Es. I dati e le comunicazioni prodotti dagli SM nel settore domestico saranno gestiti centralmente da una nuova società, la Data and Communications Company (o DCC).
- Coinvolgimento e protezione dei consumatori

- Es. I consumatori avranno la possibilità di scegliere come e da chi saranno usati i loro dati di consumo, eccetto ove i dati siano necessari per adempiere doveri regolatori.

Nel 2011 verranno proposte le modifiche al sistema regolatorio ritenute funzionali al programma di implementazione degli SM. Fra le modifiche che il governo intende proporre si ricordano le restrizioni (al momento dell'installazione degli SM) su attività di vendita "non richieste" e su oneri una-tantum per le apparecchiature di smart metering. Da ultimo, il governo intende far entrare in vigore le modifiche al sistema regolatorio nella prima metà del 2012.

### **Coinvolgimento degli stakeholder**

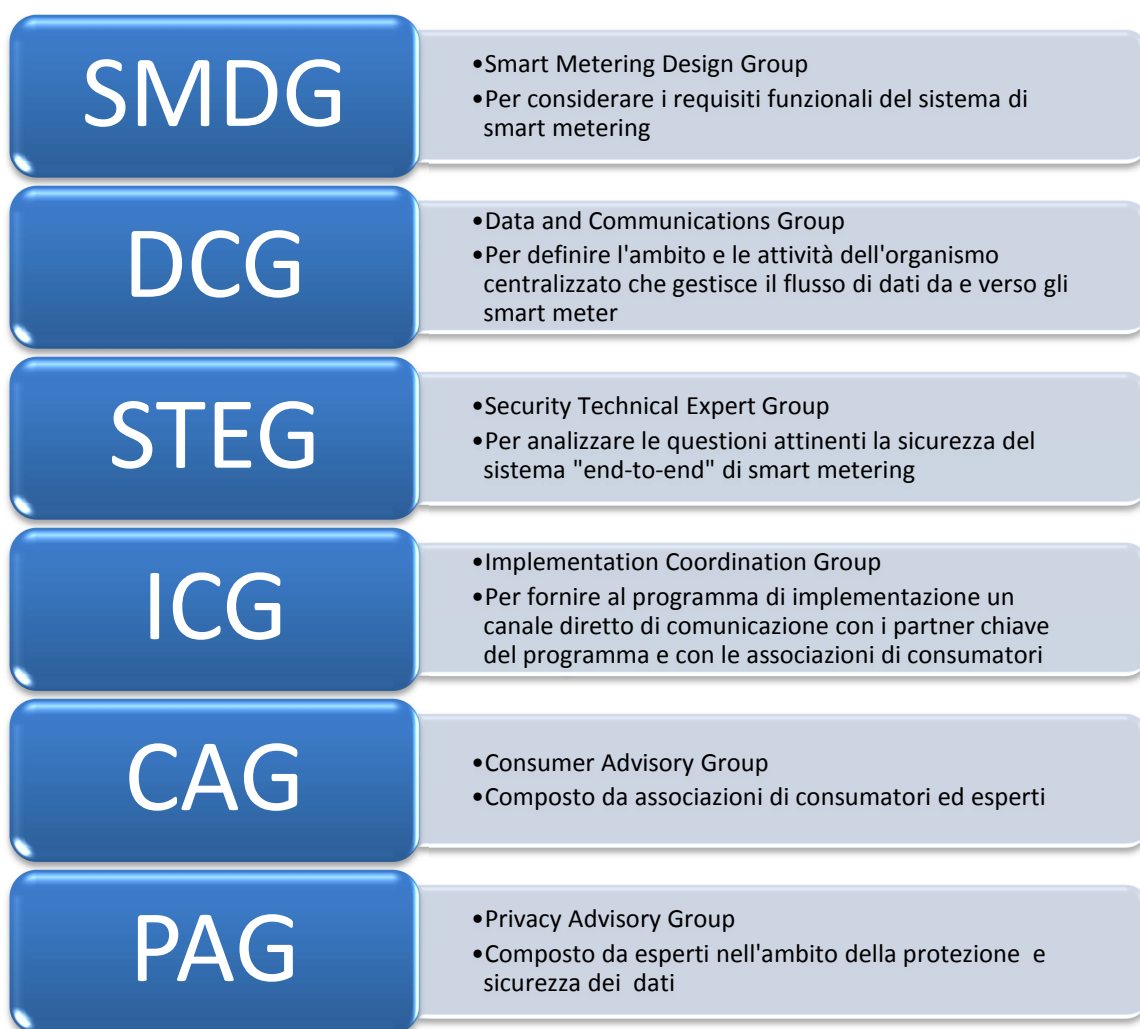
Il supporto di un ampio gruppo di stakeholder risulta critico per il successo di un programma della portata quale quello oggetto del presente studio. Da questo punto di vista, l'approccio del governo inglese è stato quello di rivolgersi ad un vasto gruppo di esperti sia dal lato dell'industria che dei consumatori.

Secondo DECC and Ofgem (2011d), il programma di implementazione dello smart metering si basa infatti su una stretta collaborazione con un ampio gruppo di stakeholder, per assicurarsi che l'introduzione degli SM conduca alla produzione di notevoli benefici per i consumatori. Durante la prima fase del programma, vale a dire quella per la definizione della policy, gli stakeholder hanno contribuito allo sviluppo di quest'ultima attraverso una serie di gruppi ad hoc, illustrati nella figura sottostante.

Il funzionamento di tutti questi gruppi prevede una serie di incontri regolari nel tempo, organizzati da Ofgem. Durante gli incontri, in cui partecipano sia esponenti dell'industria che rappresentanti dei consumatori, vengono analizzate in dettaglio proposte ed opzioni sia tecniche (es. l'architettura della home-area-network o HAN) che economiche (es. l'impatto degli SM sulle fasce sociali meno abbienti). Oltre a

questi gruppi, Ofgem organizza una serie di workshop con gli stakeholder su argomenti specifici (es. disconnessione da remoto dei consumatori vulnerabili). I risultati di tutte queste iniziative di coinvolgimento degli stakeholder danno origine ad una serie di brevi documenti che hanno lo scopo di influenzare e, soprattutto, di informare il processo decisionale dei policymaker del Regno Unito.

*Figura 2 Gruppi di lavoro sul programma di smart metering nel Regno Unito*





Si osserva come una delle peculiarità del caso inglese sia il continuo coinvolgimento dei consumatori nelle fasi di preparazione e implementazione del piano di roll-out. Tale coinvolgimento avviene principalmente attraverso tre strumenti. Il primo è il già citato Consumer Advisory Group ad hoc, cioè un organismo di consultazione creato da Ofgem per interagire direttamente con rappresentanti del lato domanda. Il secondo è la pubblicazione frequente da parte di Ofgem di documenti e schede con informazioni che si rivolgono direttamente ai consumatori anche domestici (es. "factsheets" e "FAQ" su smart meter).

Il terzo e più importante strumento di coinvolgimento della domanda è l'Energy Demand Research Project, o EDRP (AECOM, 2011). Quest'ultimo, recentemente completato, si riproponeva di analizzare le reazioni dei consumatori a differenti tipi di informazione riguardanti il loro uso dell'energia a lungo termine. La sperimentazione, attraverso i progetti pilota, è stata gestita da Ofgem per conto di DECC. Nonostante le sperimentazioni siano cominciate prima della decisione formale da parte del governo di introdurre il roll-out degli SM, l'utilizzo di questi ultimi rappresenta uno dei temi principali investigati dell'ERDP.

Il progetto è stato realizzato attraverso un bando di gara, vinto da quattro dei sei fornitori di gas ed elettricità di maggiori dimensioni, come indicato nella tabella sottostante. DECC ed i fornitori selezionati hanno assegnato 9,75 milioni di sterline ciascuno al progetto.

*Tabella 8 Numero di abitazioni partecipanti all'EDRP*

<b>Fornitori</b>	<b>Nr totale di abitazioni</b>	<b>Abitazioni con SM</b>
<b>EDF</b>	1.979	1.879
<b>E.ON</b>	28.450	8.055
<b>Scottish Power</b>	3.028	1.330

<b>SSE</b>	27.887	7.106
<b>Totale</b>	<b>61.344</b>	<b>18.370</b>

L'ERDP prevedeva che gli stessi fornitori conducessero delle sperimentazioni sull'impatto di vari tipi di interventi tra il 2007 ed il 2010. Lo scopo di tali interventi era soprattutto quello di ridurre il consumo di energia nel settore domestico. Avendo preso in considerazione il consumo non solo di gas ma anche di elettricità, il progetto ha investigato in maniera marginale anche gli effetti di spostamento (shifting) della domanda da periodi di picco.

Fra gli interventi oggetto delle sperimentazioni vanno segnalati gli SM per gas ed elettricità e dispositivi con real-time display (RTD) che indichino il consumo di energia. I principali risultati prodotti dall'ERDP sono contenuti nella tabella riportata qui di seguito. Ove siano stati installati degli SM, in particolare si osserva il forte legame tra riduzione nel consumo energetico e presenza del display all'interno dell'abitazione, soprattutto nel caso elettrico. Di contro, altri tipi di interventi secondari hanno prodotto risultati meno incoraggianti in termini di risparmio energetico.

*Tabella 9 Risultati principali dell'ERDP (Ofgem 2011)*

<b>Intervento principale</b>	<b>Interventi secondari</b>	<b>Risultato</b>
<b>Senza smart meter</b>	Real-time display, consigli su efficienza energetica, ecc.	Nessuna riduzione significativa nel consumo di energia

<b>Con smart meter</b>	Real-time display	Riduzione nel consumo di gas del 3% circa (2-4% per elettricità). Importanza del supporto iniziale da parte di chi installa SM e RTD. Informazioni sui costi considerate più utili di quelle su kWh o CO <sub>2</sub> . Presenza di RTD fondamentale per consapevolezza di avere uno SM
	Consigli su efficienza energetica e feedback su consumo storico	Possibili riduzioni nel consumo dual fuel fino al 5% ma effetto non sempre osservabile. Importanza di dare consigli brevi e semplici
	Incentivi finanziari per ridurre consumo	Nessun effetto rilevante o permanente sui consumi
	Informazioni via internet	Nessun effetto sui consumi

### **Il piano di roll-out**

Il piano del governo inglese prevede che i fornitori di energia installino gli SM, sia per gas che elettricità, presso tutti i consumatori domestici e quelli non-domestici di piccole dimensioni<sup>12</sup>, a partire dal secondo trimestre del 2014<sup>13</sup> (DECC and Ofgem, 2011e). Il governo infatti stima che a quella data il mercato sarà sufficientemente maturo da consentire l'inizio del roll-out di massa.

L'obiettivo è quello di installare circa 53 milioni di SM, che soddisfino specifiche tecniche predefinite, in 30 milioni di case e società entro il 2019. Per il momento il governo ha deciso di non stabilire obiettivi intermedi prima del 2019. Tuttavia DECC conta di obbligare i fornitori di maggiori dimensioni a presentare e mantenere dei piani che siano realisticamente capaci di raggiungere i loro obblighi di roll-out. Gli stessi fornitori dovranno riferire con regolarità i progressi nei loro piani di roll-

<sup>12</sup> Per il gas s'intendono quelli con un consumo annuale inferiore ai 732 MWh.

<sup>13</sup> Per i consumatori non-domestici di maggiori dimensioni, esiste già l'obbligo di completare l'installazione degli SM entro Aprile 2014.

out. Inoltre il governo intende inserire l'obbligo di completamento del roll-out direttamente nelle licenze dei fornitori entro la prima metà del 2012.

DECC ritiene probabile che i fornitori comincino già ad installare gli SM (con in-house-display) a partire dalla seconda metà del 2012, ovunque sia necessario sostituire i contatori tradizionali. Secondo il governo inglese inoltre il programma per gli SM avrà, fra i suoi effetti collaterali, il fatto che i contatori tradizionali verranno sostituiti ad un tasso di tre o quattro volte superiore rispetto alla situazione attuale.

Il governo non ha stabilito nessuna priorità specifica per l'installazione degli SM presso particolari categorie di consumatori. Tuttavia DECC sottolinea come la necessità di introdurre tali priorità verrà tenuta sotto controllo durante il roll-out.

La stima del costo totale del piano di roll-out per gli SM è pari a 11,3 miliardi di sterline<sup>14</sup> (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b).

### **Confronto con l'Italia**

Si osserva come il documento contenente le decisioni finali in merito agli SM da parte del governo inglese (DECC and Ofgem, 2011d) segua la pubblicazione di oltre cinquanta documenti, tra consultazioni e analisi di supporto (e.g. CBA) a partire dal 2007. In particolare risulta evidente come la maggior parte di questi documenti si sia occupato di uno specifico aspetto degli SM, come per la questione dell'elettrovalvola in DECC (2010), salvo poi ricomporre i principali risultati in alcuni documenti governativi, quale DECC and Ofgem (2010).

Inoltre si nota come il governo inglese, a differenza di quello italiano, ricopra il ruolo principale nella gestione di programma per l'adozione degli SM. Da questo punto di vista, la maggior parte dei documenti più importanti ai fini del piano di roll-out sono stati pubblicati direttamente da DECC. Secondo NAO (2011), DECC ha

---

<sup>14</sup> Maggiori dettagli vengono forniti nella sezione sull'analisi costi-benefici.

costituito al suo interno un team di un centinaio di persone interamente dedicato al piano per gli SM. Il regolatore inglese viceversa sembra invece avere un ruolo di secondo piano, soprattutto una volta terminata la fase di definizione della policy.

Infine risultano evidenti le differenze negli obiettivi dei cronogrammi dei due paesi. Secondo il piano italiano il roll-out degli SGM nel settore domestico deve cominciare nel 2012 e completarsi (all'80%) nel 2016. Viceversa il piano inglese prevede che il roll-out degli SM per il settore domestico e il piccolo non-domestico cominci nel 2014 e si completi nel 2019. Se a queste scadenze si aggiungono le attività di preparazione antecedenti il roll-out stesso, si intuisce come il piano inglese per gli SM sia "spalmato" su un periodo temporale più lungo di quello italiano.

#### **4.2.2 L'assetto organizzativo dell'attività di misura**

##### **Soggetti responsabili**

L'obbligo di effettuare gli investimenti previsti dal roll-out è posto sui venditori anziché sui distributori, unico caso in Europa insieme alla Germania. Gli stessi obblighi sui venditori, salvo poche eccezioni, si riferiscono sia al settore dei consumatori domestici che a quello dei piccoli consumatori non-domestici. I venditori devono inoltre fornire, a tutti i consumatori domestici, un in-home-display o IHD, che rispetti le specifiche tecniche previste dal programma.

Secondo DECC and Ofgem (2011d), non è previsto l'obbligo per i venditori di installare specifici volumi di SM durante la fase due di "fondazione" del programma, cioè prima della data di inizio del roll-out di massa. Tuttavia alcuni di questi venditori stanno già fornendo gli SM ai consumatori ed il regolatore inglese prevede che ne saranno installati circa un milione entro la fine del 2011.

Riguardo alle modalità con cui i venditori debbono implementare il piano di roll-out, DECC ha deciso di adottare un approccio di mercato. In altre parole i vendi-

tori hanno flessibilità nel decidere come pianificare e coordinare il roll-out ma anche come e se dare priorità a particolari categorie di consumatori.

In DECC and Ofgem (2011d) il governo sostiene che i singoli venditori dovranno svolgere un ruolo importante nel promuovere un coinvolgimento positivo tra i loro clienti. In particolare il governo prevede che i fornitori collaboreranno con autorità locali ed altre organizzazioni per informare i consumatori su SM e su cosa aspettarsi durante le visite di installazione.

A questo proposito, come già anticipato, il governo vuole che i venditori siano obbligati a rispettare un nuovo codice di comportamento durante il processo di installazione degli SM. L'obiettivo di tale codice di comportamento, che deve essere approvato da Ofgem, è duplice.

Primo, i fornitori dovranno proteggere i consumatori durante la fase di installazione. In particolare, i fornitori non potranno esercitare attività di vendita non richieste al punto di installazione presso siti domestici. Inoltre i fornitori non potranno imporre ai consumatori domestici tariffe una-tantum per le apparecchiature di misura che hanno l'obbligo di installare.

Secondo, i fornitori dovranno facilitare i cambiamenti nel comportamento di più lungo termine, ritenuti necessari affinché si realizzino i benefici del programma per gli SM. In particolare, i fornitori dovranno informare i consumatori su come trarre beneficio dagli SM (es. come interpretare le informazioni dell'IHD). Dovranno inoltre offrire adeguata assistenza ai consumatori più vulnerabili.

### **Rapporto tra elettricità e gas**

Va sottolineato come il Regno Unito, al contrario dell'Italia e similmente a molti altri paesi, non avesse fino ad oggi iniziato nessun piano di installazione degli SM elettrici. Perciò, il governo inglese ha formulato un piano di roll-out che prevede l'installazione di SM per l'elettricità insieme a quelli per il gas. Infatti, secondo DECC, il display associato agli SM dovrà avere funzionalità dual fuel fin dall'inizio.

Questo implica che la maggior parte dei documenti tratta gli SM per elettricità e quelli del gas insieme, rendendo perciò difficile estrapolare informazioni specifiche solo per il gas. Tuttavia, come verrà spiegato più dettagliatamente nella parte sui costi, i risultati pubblicati in DECC and Ofgem (2011a) suggeriscono come gli SM per il settore gas presentino costi superiori e benefici inferiori rispetto a quelli degli SM per l'elettricità.

La scelta inglese di voler installare contemporaneamente gli SM per gas ed elettricità sembra derivare soprattutto dalla ricerca di economie di scala e di scopo. Per esempio, poiché circa due terzi dei consumatori britannici ha lo stesso fornitore per gas ed elettricità, secondo DECC and Ofgem (2011e) è probabile che la maggior parte dei consumatori debba ricevere una singola visita per l'installazione di entrambi gli SM.

Infine, come verrà illustrato successivamente, nonostante l'approccio dual fuel, il programma inglese prevede una serie di requisiti funzionali minimi per gli SM che differiscono in parte tra gas ed elettricità. Per esempio, è prevista la possibilità di interrompere/riattivare la fornitura da remoto per tutti i consumatori nel settore elettrico, ma solo per quelli domestici nel settore gas.

### **Gestione del flusso di dati**

Per ciò che riguarda la comunicazione, DECC intende creare una nuova compagnia regolamentata per la comunicazione dei dati (DataCommsCo o DCC). La DCC sarà responsabile per la fornitura e la gestione dei dati degli SM e i servizi di comunicazione (DECC and Ofgem, 2011g). In pratica si tratta di una "clearing house" per tutte le informazioni mandate e raccolte dagli SM del settore domestico. L'utilizzo della DCC per il settore non-domestico è solo su base volontaria. Dove la DCC non viene utilizzata, verranno introdotti specifici accordi commerciali per garantire l'interoperabilità e la protezione dei consumatori. DECC sta ancora lavorando con i vari stakeholder dell'industria per definire la progettazione e la realizzazione della DCC. La gestione di tale compagnia dovrebbe essere messa all'asta nel 2012.

L'Italia non prevede un sistema simile a quello inglese per la gestione dei dati nel settore del gas. Tuttavia la legge 129/10 prevede che sia istituito, presso l'Acquirente unico, un Sistema Informativo Integrato (o SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali. Il SII si propone di diventare una sorta di banca dati nazionale dell'energia, che dovrebbe assicurare l'imparzialità della sua gestione e la non discriminazione tra gli operatori. L'AEEG emana i criteri generali per il funzionamento del SII.

#### **4.2.3 Funzionalità degli smart meter**

Secondo DECC and Ofgem (2011f) il roll-out degli SM comporterà l'introduzione di una serie di nuovi apparati all'interno delle abitazioni. Più precisamente:

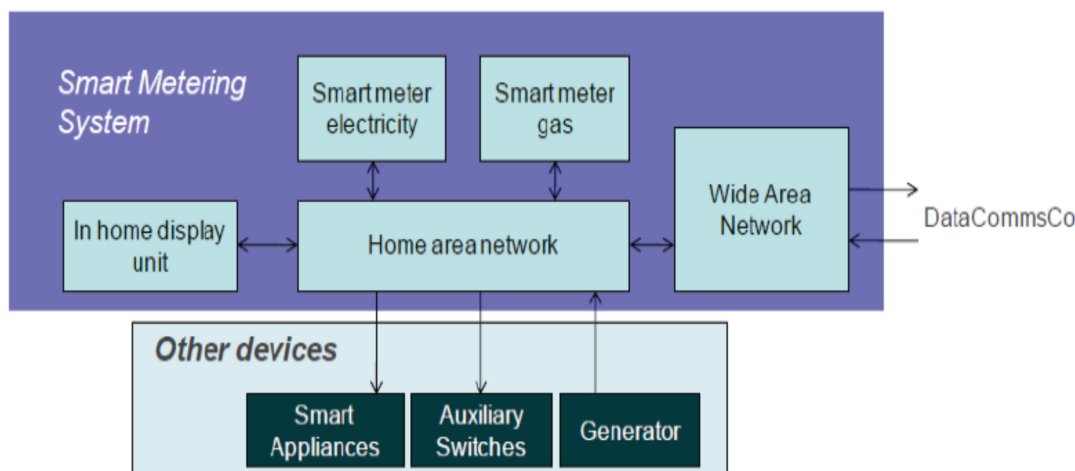
- Smart meter per gas ed elettricità
- Un IHD per i consumatori domestici
- Un modulo wide area network (o WAN) per connettersi con il sistema di comunicazione centrale
- Una home area network (o HAN) per collegare
  - I vari misuratori presenti nell'abitazione
  - Il modulo WAN
  - L'IHD
  - Altre apparecchiature di consumo (es. microgeneratori)

L'insieme di queste apparecchiature costituisce il sistema di smart metering. Una volta collegato alla funzione di comunicazione centrale, lo stesso forma il sistema end-to-end per lo smart metering, secondo l'architettura mostrata nella figura sottostante (DECC and Ofgem, 2011c).



I venditori hanno l'obbligo di fornire ed installare tutti i componenti del sistema di smart metering, ad eccezione del modulo WAN. Quest'ultimo, insieme a tutto il sistema WAN, è responsabilità della DCC. Tutti i costi della DCC vengono recuperati attraverso tariffe di servizio applicate ai fornitori e ad altri utenti.

Figura 3 Schema del sistema inglese di SM



Per poter garantire l'interoperabilità tecnica e promuovere un efficace funzionamento del sistema "end-to-end" è fondamentale aver definito tutte le specifiche tecniche. Il primo passo per poter definire queste ultime è quello di fissare una serie di requisiti funzionali minimi per il sistema di smart metering come quelli di alto livello indicati nella tabella sottostante (DECC and Ofgem, 2011f). La lista completa dei requisiti funzionali è pubblicata su DECC and Ofgem (2011c).

Secondo DECC and Ofgem (2011d), il programma di implementazione degli SM faciliterà il processo di conversione dei requisiti funzionali in specifiche tecniche, così che i primi volumi di SM compatibili saranno commercialmente disponibili durante il 2012.

*Tabella 10 Funzionalità di alto livello degli smart meter in Gran Bretagna*

	High level functionality	Electricity	Gas
A.	Remote provision of accurate reads/information for defined time periods <ul style="list-style-type: none"> <li>delivery of information to customers, suppliers and other designated market organisation</li> </ul>	✓	✓
B.	Two way communications to the meter system <ul style="list-style-type: none"> <li>communications between the meter and energy supplier or other designated market organisation</li> <li>upload and download data through a link to the wide area network, transfer data at defined periods, remote configuration and diagnostics, software and firmware changes</li> </ul>	✓	✓
C.	Home area network based on open standards and protocols <ul style="list-style-type: none"> <li>provide "real time" information to an in-home display</li> <li>enable other devices to link to the meter system</li> </ul>	✓	✓
D.	Support for a range of time of use tariffs <ul style="list-style-type: none"> <li>multiple registers within the meter for billing purposes</li> </ul>	✓	✓
E.	Load management capability to deliver demand side management <ul style="list-style-type: none"> <li>ability to remotely control electricity load for more sophisticated control of devices in the home</li> </ul>	✓	
F.	Remote disablement and enablement of supply <ul style="list-style-type: none"> <li>support remote switching between credit and prepayment modes</li> </ul>	✓	✓ (domestic)
G.	Exported electricity measurement <ul style="list-style-type: none"> <li>measure net export</li> </ul>	✓	
H.	Capacity to communicate with a measurement device within a microgenerator <ul style="list-style-type: none"> <li>receive, store, communicate total generation for billing</li> </ul>	✓	

La scelta delle funzionalità che devono caratterizzare gli SM da installare dipende direttamente dalla lista dei benefici che si intendono perseguire attraverso il piano di roll-out degli stessi SM. Nella tabella successiva viene indicata la mappatura tra le funzionalità di alto livello di cui sopra e i benefici per il settore domestico del gas, identificati in DECC and Ofgem (2011a).

*Tabella 11 Mappatura delle funzionalità di alto livello ai benefici del settore gas domestico (analisi IEFE)*

Funzionalità		A	B	C	D	F
Beneficiari		A	B	C	D	F
<b>Consumatori</b>	Risparmio energetico					
<b>Fornitori</b>	Visite evitate dei lettori					
	Minori costi di customer service					
	Gestione del debito					
	Costo evitato per il mantenimento di contatori prepagati					
	Interruzione/attivazione da remoto					
	Riduzione furti					
	Migliore switching					
<b>Distributori</b>	Riduzione perdite di rete					
	Risparmi operativi per riparazioni guasti					
	Migliori informazioni per investimenti					

Fra i vari requisiti funzionali elencati, si sottolinea come, nel caso del gas, l'interruzione/riapertura da remoto ed il passaggio al contatore prepagato sia prevista



solo per il settore domestico. Tuttavia i fornitori potranno offrire anche questa funzionalità ai consumatori non-domestici.

Lo SGM sarà alimentato a batteria per ragioni di costo e di sicurezza. La batteria deve avere una durata di almeno quindici anni. Tale durata è tuttavia influenzata dal profilo di utilizzazione dello SGM (in condizioni operative normali). Tale profilo verrà definito nella prossima fase del programma.

Inoltre viene richiesto il requisito dell'interoperabilità: lo smart meter installato durante il roll-out dovrà funzionare con qualsiasi fornitore e non potrà limitare la possibilità di fare lo switching. A questo proposito il governo inglese si è impegnato a confermare alla Commissione Europea entro fine 2011 le specifiche tecniche del proprio programma (es. per verificare che non vengano aggiunti vincoli alla competizione nel mercato interno).

Dal punto di vista delle scelte tecnologiche, il governo ha imposto l'obbligo di dotare tutti gli SM domestici di un in-home-display o IHD, per fornire informazioni accessibili e quasi in tempo reale sul consumo di gas ed elettricità. L'IHD deve essere connesso agli SM tramite la HAN. L'accesso ad un IHD è ritenuto cruciale nel promuovere una maggiore consapevolezza dei consumatori in merito ai loro usi energetici, come già riportato in AECOM (2011). Poiché DECC ipotizza che una parte importante dei benefici dello smart metering arriveranno dai miglioramenti nell'efficienza energetica, si capisce come l'IHD ricopra un ruolo determinante nell'ambito del roll-out inglese. In particolare il piano inglese prevede che l'IHD debba fornire le seguenti informazioni minime:

- Consumo attuale e storico per gas ed elettricità
- Uso sia in sterline e penny che in kW e kWh
- Saldi a debito o credito del conto per i contatori prepagati
- Feedback visuale, non numerico, sul consumo (es. spia rossa per consumo elevato, spia verde per consumo basso).

L'IHD deve essere in grado di ricevere aggiornamenti sul consumo di gas ogni trenta minuti massimo (ogni cinque secondi per l'elettricità). La frequenza di aggiornamento verrà aumentata al migliorare delle prestazioni degli SGM e della batteria.

Il già citato requisito della interoperabilità dovrebbe garantire ai consumatori la possibilità di acquistare ed operare un IHD più sofisticato di quello fornito obbligatoriamente dai venditori.

### **Confronto con l'Italia**

Il caso italiano e quello inglese presentano differenze sostanziali per ciò che riguarda le funzionalità minime previste dal programma di roll-out degli SM. Tali differenze derivano anche dal fatto che in Italia, diversamente dall'Inghilterra, non è previsto l'utilizzo di contatori prepagati, oltre a quelli a credito.

Fra le varie differenze nei due programmi nazionali, innanzitutto si osserva che in (AEEG, 2008) è indicata, fra i requisiti funzionali, la presenza di un display sul contatore, ma non di un in-home-display. Il limite prestazionale del display rispetto all'IHD appare triplice.

Innanzitutto, essendo parte integrante del contatore, il display può non essere facilmente accessibile dal consumatore se il contatore stesso risulta essere collocato, per esempio, fuori dell'abitazione. Ciò comporta una maggiore difficoltà nel rendere il consumatore maggiormente consapevole del proprio uso energetico. Viceversa l'IHD è per definizione collocato all'interno dell'abitazione e, quindi, facilmente accessibile dal consumatore.

Secondo, essendo alimentato da una batteria (la stessa del contatore oppure una separata), il display risulta necessariamente limitato nella quantità di informazioni che può visualizzare. Al contrario, l'IHD può essere alimentato dalla corrente in bassa tensione e quindi può fornire un maggior numero di informazioni e per un periodo più lungo.



Terzo, l'IHD, diversamente dal display, non è limitato dalle dimensioni del contatore e quindi può avere uno schermo più grande che visualizzi maggiori informazioni contemporaneamente, a vantaggio della consapevolezza del consumatore, anche in previsione di servizi innovativi in futuro (es. spie colorate ad indicare un particolare periodo tariffario).

Per ciò che riguarda la misura in standard metri cubi, DECC and Ofgem (2011f) cita la conversione in metri cubi ma solo in merito al problema di assicurarsi che l'IHD possa fornire informazioni monetarie accurate. In particolare in DECC and Ofgem (2011c) viene scritto che "il sistema di smart metering dovrà supportare la memorizzazione locale di dati per calcoli energetici (quali i fattori per la conversione in temperatura e pressione e il potere calorifico)". Tuttavia, l'intento di tale requisito, che è previsto per i contatori prepagati, non è quello di fornire dati di consumo in standard metri cubi, come nel caso italiano, ma piuttosto di consentire ai consumatori di comprendere il loro uso del gas. Infatti il fattore di correzione (ma anche il potere calorifico) non viene calcolato dalle apparecchiature sul posto (come nel caso di un convertitore PTZ) ma viene inviato al misuratore stesso attraverso la WAN. Inoltre, è prevista la possibilità di applicare ulteriori correzioni durante la fase di fatturazione del consumatore.

Infine il caso inglese risulta diverso dal resto d'Europa anche per la scelta dei soggetti incaricati di effettuare gli investimenti nei sistemi di SM. Infatti l'aver scelto una soluzione di mercato, quale quella dei venditori, anziché una di monopolio, quale quella dei distributori come nel caso italiano, comporta una maggiore rilevanza della interoperabilità tecnica degli SM. Infatti quest'ultima deve poter garantire ai consumatori la possibilità di fare lo switch senza dovere ogni volta sostituire lo SM installato dal precedente fornitore. Nel caso italiano, dove il distributore non cambia con lo switch del consumatore, tale problema non sussiste.

#### 4.2.4 Analisi costi-benefici

L'analisi costi-benefici, pubblicata in DECC and Ofgem (2011a, 2011b), è stata sostenuta da una serie di studi commissionati dal governo a partire dal 2007, vale a dire lo stesso anno in cui è stata condotta l'analisi costi-benefici (o CBA) per il mercato italiano<sup>15</sup>.

##### **L'analisi costi-benefici di Mott MacDonald nel 2007**

Fra i vari studi commissionati, vale la pena menzionare in particolare quello di Mott MacDonald (2007), che appare il più completo per la quantità di informazioni prese in considerazione. Di tale studio si ricordano le conclusioni più rilevanti ai fini del presente rapporto:

*Tabella 12 Principali conclusioni dell'analisi costi-benefici in Mott Macdonald (2007)*

Criticità analizzata	Conclusioni
<b>Incertezza nei costi</b>	<p>Esiste una gran varietà di tecnologie disponibili sia per la misura che per la comunicazione; tale varietà è in continua espansione.</p> <p>Il costo delle differenti alternative di misuratori varia considerevolmente; la soluzione più economica è rappresentata da quelle basate sul semplice "retrofitting" dei misuratori tradizionali. La differenza nei costi dipende soprattutto dalle funzionalità e dall'affidabilità.</p> <p>L'incertezza sul costo dei nuovi smart meter deriva dal fatto che nessuno di questi è già stato prodotto in grandi quantità e che la tecnologia sta ancora evolvendo. Tuttavia vi è un'incertezza molto più grande riguardo i costi dei componenti di supporto alla comunicazione, di cui hanno bisogno gli smart meter.</p>
<b>Incertezza nei benefici</b>	<p>Rispetto ai costi degli smart meter in generale, vi è certamente maggiore incertezza riguardo alla quantificazione dei benefici, soprattutto in merito ai risparmi energetici.</p>

<sup>15</sup> Una sintesi dell'analisi costi-benefici italiana è allegata alla Delibera 155/08 dell'AEEG.

<b>Stranded cost</b>	Gli stranded cost conseguenti al roll-out sono di notevole entità e nel caso di un cronogramma accelerato ammontano ad oltre due miliardi di sterline. Se i fornitori non fossero autorizzati a passare gli "stranded cost" ai consumatori in bolletta, allora non vi sarebbe un "business case" per i fornitori stessi ad installare gli SM.
<b>Opzioni per il roll-out</b>	Vi sono diverse opzioni per il roll-out degli smart meter, che vanno dalla soluzione in cui tutte le decisioni vengono delegate al mercato fino ad un programma di implementazione dettagliato. Bisogna anche decidere se installare i nuovi SM per gas ed elettricità simultaneamente oppure separatamente.  L'analisi ha rilevato che tutte queste opzioni di roll-out hanno un impatto relativamente minore sul costo totale, rispetto invece all'aspetto più pesante della scelta tecnologica: es. l'adozione di contatori tradizionali con una "smart box" per le comunicazioni produce il beneficio positivo netto più elevato; viceversa scegliendo lo smart meter con più funzionalità si ottiene un beneficio netto negativo

Molti dei risultati principali contenuti in Mott MacDonald (2007) sono stati ripresi dalle successive analisi costi-benefici realizzate da DECC. Per esempio nella CBA di DECC and Ofgem (2011a) si ipotizza una riduzione annuale nel consumo di gas pari al 2% (2.8% per l'elettricità) nelle abitazioni dotate di SM. Questa ipotesi si basa su una revisione della letteratura scientifica di Mott MacDonald (2007), che aveva identificato risparmi tra l'1 e il 15% in sperimentazioni ed esperienze estere.

### **L'analisi costi-benefici del governo inglese nel 2011**

Secondo i calcoli del governo inglese quello degli SM per elettricità e gas rappresenta un "business case" molto convincente (DECC and Ofgem, 2011d). In particolare DECC stima che nell'arco dei prossimi venti anni i benefici per consumatori domestici e piccoli non domestici saranno pari a 18,6 miliardi di sterline contro un costo del piano di roll-out pari a 11,3 miliardi (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b). Ciò si traduce in un beneficio netto di oltre 7,3 miliardi di sterline, come indicato nella tabella sottostante.



*Tabella 13 Risultati principali dell'analisi costi-benefici (in milioni di £)*

	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
<b>Benefici</b>	<b>15.827</b>	<b>2.840</b>	<b>18.667</b>
<b>Costi</b>	<b>10.757</b>	<b>574</b>	<b>11.331</b>
<b>Benefici netti</b>	<b>5.070</b>	<b>2.266</b>	<b>7.336</b>

La maggior parte di questi benefici deriva dalla riduzione nel consumo di energia e da risparmi nei processi industriali (es. risparmio dei letturisti). Va sottolineato che il beneficio netto di quest'analisi non prende in considerazione il costo dei contatori sostituiti prima che sia terminata la loro vita economica (cioè non vengono riconosciuti gli ammortamenti mancanti). Il "business case" per il settore non-domestico sembra ancora più solido dal momento che i costi sono circa il 20% dei benefici totali, contro un 68% nel settore domestico, che risulta quindi quello più critico per il successo del roll-out.

I costi e i benefici che derivano dal programma di adozione degli SM saranno passati ai consumatori tramite bolletta. In particolare i consumatori non dovranno pagare nessun costo iniziale (up-front) al fornitore per l'installazione in quanto questo verrà recuperato tramite bolletta nel tempo. Il governo ritiene che i consumatori domestici e quelli non-domestici risparmieranno rispettivamente 23£ e più di 100£ all'anno sul dual fuel a partire dal 2020. I risultati dettagliati dell'analisi costi-benefici sono indicati nelle tabelle sottostanti.

*Tabella 14 Costi per gli smart meter installati 2011-2030 (in milioni di €)*

Elementi di costo	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
Costo capitale dei misuratori	4.005	265	4.270
Installazione dei misuratori	1.596	96	1.692
O&M per comunicazione	1.314	93	1.407
IT	1.026	0	1.026
Organizzazione del sistema di comunicazione	792	58	850
Energia	731	28	759
O&M per misuratori	692	39	731
Inefficienze nel leggere "vecchi" contatori	238	-8	230
Organizzazione dell'industria	198	0	198
Marketing	85	0	85
Costo di aggiornamento dei misuratori non conformi	65	0	65
Smaltimento dei vecchi misuratori	15	3	18
<b>Totale</b>	<b>10.757</b>	<b>574</b>	<b>11.331</b>

**Tabella 15 Costi unitari stimati delle componenti principali del sistema di smart metering**

Componenti	Elettricità (£)	Gas (£)
Misuratore	44	56
In-home-display	15	15
Modulo wide-area-network	15	15
Home area network	1	1
Installazione <sup>1</sup>	29	49
<b>Totale</b>	<b>104</b>	<b>136</b>

<sup>1</sup> Il costo stimato per l'installazione dual fuel è pari a 68£. Quello di installazione è un costo capitale e non include O&M.

**Tabella 16 Benefici per gli smart meter installati 2011-2030 (in milioni di £)**

Tipo di beneficio	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
Risparmio energetico	4.598	1.622	6.220
Microgenerazione	36	7	43
<b>Benefici consumatori</b>	<b>4.635</b>	<b>1.629</b>	<b>6.264</b>
Visite evitate ai siti	3.178	248	3.426
Minori richieste dei clienti	1.053	51	1.104
Minori spese generali per servizio clienti	183	9	192
Minore costo nella gestione dei debiti	1.075	51	1.126

Costo evitato di manutenzione dei misuratori prepagati	991	0	991
Attivazione/interruzione fornitura da remoto	244	7	251
Minori furti	237	0	237
Switching clienti	1.606	80	1.686
<b>Benefici venditori</b>	<b>8.567</b>	<b>446</b>	<b>9.013</b>
Minori perdite	438	90	528
Investimento evitato in trasmissione e distribuzione grazie a tariffe multi-orarie	29	1	30
Risparmi grazie a riparazioni più veloci dei guasti alla fornitura	46	19	65
Risparmi operativi dalla riparazione di guasti	86	35	121
Migliori decisioni informate di investimento	115	0	115
Accertamenti evitati di lamentele sul voltaggio	43	12	55
Minori chiamate per notificare interruzioni	21	9	30
<b>Benefici distributori</b>	<b>780</b>	<b>165</b>	<b>945</b>
Risparmi nel costo di generazione grazie a tariffe multi-orarie	121	27	148
Investimento evitato in capacità di generazione grazie a tariffe multi-	653	20	673

orarie			
<b>Benefici produttori</b>	<b>774</b>	<b>47</b>	<b>821</b>
Riduzione globale di emissioni CO <sub>2</sub>	654	434	1.088
Risparmi nell'EU ETS grazie a riduzione consumo energia	371	84	455
Risparmi nell'EU ETS grazie a tariffe multi-orarie	47	17	64
<b>Benefici UK</b>	<b>1.072</b>	<b>535</b>	<b>1.607</b>
<b>Totale</b>	<b>15.827</b>	<b>2.840</b>	<b>18.667</b>

Come già anticipato all'inizio del capitolo, una breve analisi di tali risultati numerici suggerisce come gli SM per il settore gas presentino costi superiori e benefici inferiori rispetto a quelli degli SM per l'elettricità. Per ciò che riguarda le componenti principali, secondo la CBA per il settore domestico il costo capitale di uno SM per il gas è pari a 56£ contro i 44£ per uno elettrico. Similmente, per i costi di installazione l'analisi prevede un investimento pari a 49£ per il contatore gas, vale a dire circa il 70% in più rispetto ad un contatore elettrico. Uno dei maggiori risparmi attesi riguarda il costo di mantenimento dei contatori gas prepagati: con l'arrivo degli SM tale costo dovrebbe passare dagli attuali 40£, per un contatore tradizionale, ai 24£ previsti per un contatore di tipo smart. Si tratta di un risparmio non applicabile all'Italia, dal momento che qui non esistono i contatori prepagati.

Passando ai benefici, è evidente che alcuni di questi non si applicano al settore del gas, quali quelli per la rete e quelli per la generazione elettrica. Tuttavia questi ultimi appaiono di entità minore rispetto ad altri tipi di benefici. Inoltre, volendo fare un paragone col caso italiano, si osserva che alcuni dei benefici indicati in AEEG



(2008), quale per esempio il livellamento dei prelievi grazie all'introduzione di tariffe multiorarie, non compaiono nell'analisi inglese.

In effetti, secondo DECC and Ofgem (2011d), l'adozione di tariffe multiorarie innovative per ridurre picchi di domanda, risparmiare energia e rimandare investimenti nella rete è una componente significativa della CBA, pari circa al 6% dei benefici totali. Tuttavia, l'analisi contenuta in DECC and Ofgem (2011a, 2011b) considera solo i benefici delle tariffe multiorarie nel settore elettrico; infatti, dal momento che il gas può essere stoccato, il governo inglese ritiene probabile che l'applicabilità di tariffe con variazioni giornaliere nel settore gas sia molto più limitata e di scarsa rilevanza.

Va detto che DECC aveva deciso fin dall'inizio che vi sarebbero state delle sinergie grazie all'installazione degli SM sia per il gas che per l'elettricità. Per esempio si stima che l'installazione simultanea (o dual fuel) di SM per gas ed elettricità comporti un costo unitario di 68£, contro i 78£ previsti per l'installazione separata dei due tipi di SM. Secondo NAO (2011), escludere l'installazione degli SM per il gas comporterebbe una riduzione dei benefici netti del roll-out tra il 2011 e il 2030 fino ad un massimo di 6 miliardi di sterline.

La fonte di maggior beneficio dell'analisi deriva da una riduzione del 4,4% nel consumo di energia, per un beneficio totale di 6,2 miliardi di sterline nei prossimi venti anni. A questi vanno aggiunti circa 1,5 miliardi di sterline grazie alla riduzione nelle emissioni di CO<sub>2</sub> (sia quelle commercializzate nell'EU ETS che quelle non commercializzate nel mondo), come ulteriore beneficio del risparmio energetico.

Come già anticipato, l'analisi ipotizza una riduzione annuale nella domanda di gas nel settore domestico pari al 2% e allo 0,5% per contatori a credito e prepagati rispettivamente. Queste stime si basano soprattutto sui risultati di Mott MacDonald (2007).

A supporto delle proprie stime, DECC and Ofgem (2011a) cita anche altri lavori più recenti. Fra questi, uno dei più importanti è Ehrhardt-Martinez et al. (2010), che ha esaminato 57 studi degli effetti del feedback sui consumatori in nove differenti paesi. In quest'articolo si sostiene che i risparmi energetici maggiori (9% in elettricità) sono quelli associati alla presenza di feedback in tempo reale, quale quello fornito grazie agli SM. Una volta ricevute le informazioni sui propri modelli di consumo, esistono diverse azioni che i consumatori possono compiere per ridurre il loro consumo di energia. In particolare il risparmio energetico è tipicamente il risultato di tre categorie di azioni:

- Comportamenti di risparmio energetico che devono essere eseguiti o ripetuti frequentemente, vale a dire comportamenti abituali (es. lavare i vestiti sporchi in acqua fredda)
- Comportamenti di risparmio energetico che vengono eseguiti raramente e che costano relativamente poco o nulla, vale a dire comportamenti occasionali (es. scegliere di vivere in una casa più piccola)
- Comportamenti di risparmio energetico che vengono eseguiti raramente ma che costano molto, vale a dire investimenti (es. acquisto di apparecchiature elettriche o materiali più efficienti).

Secondo Ehrhardt-Martinez et al. (2010), la maggior parte dei risparmi energetici ottenuti tramite programmi di feedback, quale quello degli SM, risultano dai primi due tipi di azioni, anche se i consumatori che decidono di investire tendono a risparmiare più energia.

Per Darby (2010) invece esistono prove insufficienti per poter concludere che l'adozione degli SM condurrà automaticamente a riduzioni significative nella domanda di energia. Perché ciò avvenga, vi deve essere una concentrazione particolare nel ridurre la domanda complessiva (piuttosto che solo quella al picco), nel disegnare interfacce facilmente comprensibili ai consumatori e nel guidare i consumatori stessi verso azioni appropriate.

L'analisi del governo fa anche riferimento a AECOM (2011), in cui si sostiene che le riduzioni nel consumo di energia si verificano solo nelle abitazioni dotate di SM.

Da ultimo appare utile segnalare un recente rapporto del National Audit Office inglese, che ha analizzato dettagliatamente i conti del roll-out degli SM. Secondo NAO (2011), infatti, vi sono diverse incertezze nell'analisi costi-benefici del governo inglese (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b). Riguardo ai costi, DECC deve ancora specificare i costi per il sistema centrale di comunicazione, vale a dire la DCC. Riguardo ai benefici, l'analisi di DECC fornisce solo spiegazioni limitate in merito all'entità e alla durata dei cambiamenti nei comportamenti dei consumatori. A questo proposito, DECC non ha ancora specificato la propria strategia di coinvolgimento della domanda ai fini del risparmio energetico. Inoltre, per ciò che concerne il piano inglese di roll-out in generale, NAO (2011) sottolinea le seguenti criticità:

- Non viene presa in considerazione la possibilità che vi possano essere dei ritardi nelle fasi di approvazione delle architetture o nei tempi di consegna.
- Il sistema previsto per gli SM non appare sufficientemente flessibile da poter minimizzare il rischio di ritrovarsi in futuro con tecnologie obsolete. In altre parole, il ritmo accelerato del cambiamento tecnologico potrebbe rendere alcune tecnologie di SM obsolete prima ancora che si sia completato il programma di installazione.
- DECC deve lavorare maggiormente sulla sicurezza del sistema, prima che cominci ufficialmente il roll-out.
- Nel piano non sono previste fasi intermedie "di riflessione". In altre parole, per un progetto di tale importanza, DECC dovrebbe prevedere la presenza di fasi intermedie in cui rivedere costi e benefici per i consu-



matori in quel momento, e, se del caso, cambiare direzione rispetto al piano originale.

### **Elettrovalvola**

Un discorso a parte merita l'inclusione negli SGM della funzionalità di chiusura e abilitazione da remoto. Infatti a marzo 2010 DECC ha commissionato un'analisi costi-benefici specifica su questo tema (DECC, 2010). Tale funzione viene resa possibile tramite l'uso di una valvola nel contatore. Quest'ultima si chiude per interrompere la fornitura e si apre per consentire nuovamente il flusso di gas. In realtà una funzionalità simile è già correntemente usata dai fornitori con i contatori prepagati. Attualmente il Regno Unito ha oltre due milioni, pari al 10% totale, di contatori prepagati non-smart con la valvola. La funzionalità della valvola negli SGM ha l'ulteriore beneficio di consentire il passaggio da remoto tra contatore prepagato e quello tradizionale a credito.

Quest'ultimo viene indicato in DECC (2010) come il beneficio principale, insieme a quello già citato della chiusura/apertura da remoto. L'analisi dice che esistono altri benefici per il mercato e i consumatori ma che non è stato possibile quantificarli economicamente. Riguardo ai costi, la stessa CBA parla di una componente aggiuntiva di investimento pari a 13£ per contatore. Il risultato finale è che, se la valvola viene installata su tutti i SGM, i benefici superano i costi di 4.989 milioni di sterline.

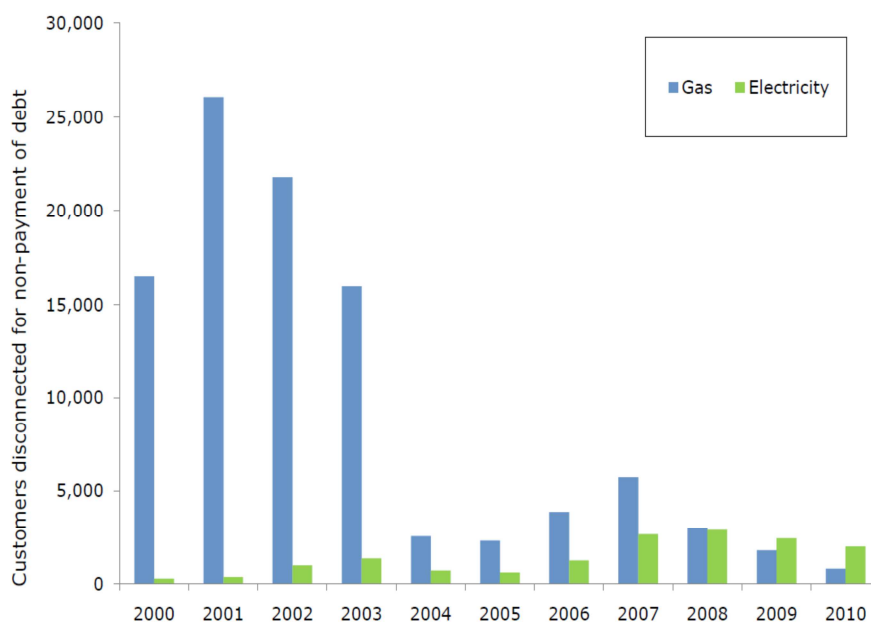
A proposito dei due benefici principali citati, giova ricordare che Ofgem ha recentemente pubblicato una consultazione con cui annuncia ulteriori misure di protezione a favore dei consumatori domestici (Ofgem, 2011a). Il regolatore, infatti, vuole che la regolazione esistente venga aggiornata, così da rendere i consumatori sicuri che il loro livello di protezione nel mondo con SGM sarà lo stesso di quello di cui godono attualmente. In particolare, i fornitori potranno cambiare il contatore da remoto in uno prepagato solo dove sia sicuro e ragionevole per il consumatore poter usare il contatore prepagato. Inoltre i fornitori dovranno fare le necessarie verifiche

sul livello di vulnerabilità del consumatore prima di decidere se cambiare o disconnettere lo SGM da remoto.

Nell CBA sulla valvola si osserva infine che i vari stakeholder del mercato gas sono generalmente d'accordo sul fatto che i contatori prepagati dovrebbero essere sostituiti con uno SGM con la valvola. In considerazione di questo e del risultato della CBA, il governo inglese ha deciso che la valvola debba essere elencata fra i requisiti minimi per tutti gli SGM.

Da ultimo si rileva come negli ultimi anni il problema delle disconnessioni per mancato pagamento del consumo si sia notevolmente ridimensionato, particolarmente nel settore del gas, come indicato nella figura sottostante (Ofgem, 2011b). Una tale riduzione delle disconnessioni è il risultato di alcune forme di protezione introdotte da Ofgem (es. modifiche nella licenza di fornitura) e dall'industria. Un tale risultato sembra ridurre il beneficio derivante dalla possibilità di poter interrompere la fornitura da remoto.

**Figura 4** Numero totale di clienti disconnessi per debiti non pagati in Gran Bretagna



## 4.3 FRANCIA

### 4.3.1 Il processo di introduzione degli smart meter

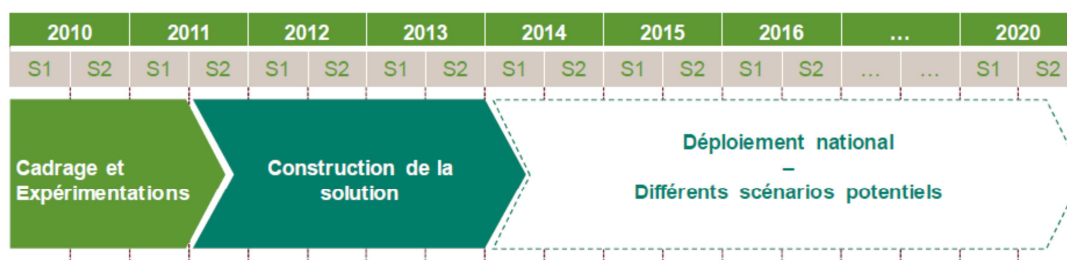
#### Tempistica e fasi del processo decisionale

La posizione della Francia sullo smart metering nel settore gas è espressa nella delibera del 3 settembre 2009 della Commission de régulation de l'énergie (CRE, 2009) e nella recente consultazione (Pöyry and Sopra Consulting, 2011), a valle dei risultati di una prima sperimentazione che ha riguardato quattro diverse tecnologie di comunicazione, apparati di quattro fornitori diversi ed il coinvolgimento di 18.500 clienti finali.

Ad oggi la normativa e la regolazione specifiche non sono ancora del tutto definite ma vi è già un insieme di raccomandazioni che delinea la direzione da prendere per quanto riguarda i servizi che potrebbero, o dovrebbero, essere implementati grazie all'introduzione dello smart metering.

Il programma oggetto della consultazione prevede una prima fase "de construction de la solution" dal 2011 al 2014, propedeutica alla decisione finale e alla definizione della strategia di sviluppo. Sulla base dei risultati della prima fase sarà approvata la fase "de deployment generalise" dal 2014 al 2020 sull'intero mercato al dettaglio, come illustrato nella figura sottostante.

*Figura 5 Cronoprogramma dell'introduzione di gruppi di misura elettronici in Francia (Pöyry and Sopra Consulting, 2010)*



Le tappe principali previste per l'eventuale roll-out del nuovo sistema sono le seguenti:

- Comunicazione dell'iniziativa nel settembre 2007 e avvio di un gruppo di lavoro, da inizio 2008 al primo trimestre 2009, con inclusione di tutte le parti interessate.
- Consultazione pubblica su obiettivi, caratteristiche e potenziali sinergie dei nuovi misuratori, maggio 2009.
- Preparazione della fase di sperimentazione: settembre 2009 - inizio 2010
- Realizzazione di uno studio tecnico-economico da parte di CRE: fine 2009 - metà 2010
- Progetto sperimentale di GrDF (Gaz Réseau Distribution France), realizzato insieme a Poyry e Sopra Consulting, inizio 2010 - fine 2010
- Feedback dal progetto sperimentale e decisioni sul lancio del progetto: fine 2010 - inizio 2011
- Lancio del primo e parziale roll out - "de construction de la solution" - dello smart metering, a partire dalla fine del 2011.
- Approvazione - sulla base dei risultati della sostituzione parziale - della fase "de deployment generalise", dal 2014 al 2020 con diversi scenari potenziali, sull'intero mercato al dettaglio nazionale.

La nuova decisione sulla diffusione generalizzata degli smart meter per la totalità dei consumatori domestici – 11 milioni – è attesa per la metà del 2013.

### **Coinvolgimento degli stakeholder**

Il coinvolgimento dei vari attori della filiera gas e dei vari stakeholder per una diffusione generalizzata degli SM è stato previsto sin dalle prime comunicazioni, dopo le quali sono stati costituiti dei gruppi di lavoro composti da operatori dell'elettricità e del gas, e dei consumatori. A questi gruppi CRE ha chiesto di inda-

gare se l'introduzione degli SM elettrici potesse essere estesa anche al gas e quali fossero i bisogni dei vari attori della filiera gas e i possibili scenari d'evoluzione, così da poter fissare i requisiti e le funzionalità dei misuratori evoluti. All'attività dei gruppi di lavoro hanno partecipato associazioni dei consumatori, dei fornitori, dei distributori, le autorità coinvolte, i costruttori delle nuove apparecchiature e le pubbliche amministrazioni.

### **Il piano di roll-out**

Le ipotesi presenti ad oggi si basano soprattutto sul progetto sperimentale di GrDF del 2010 e sul relativo studio tecnico-economico (Pöyry and Sopra Consulting, 2010). I risultati delle sperimentazioni verranno maggiormente approfondite nella fase "de construction de la solution" (fino al 2013).

Ad oggi, quindi, lo scenario di riferimento prevede un avvio graduale nella diffusione degli SGM, a partire da un pilota di 100.000 gruppi di misura nel 2014 e un primo lotto di 1 milione di nuovi contatori nel 2015, per poi passare ad un ritmo di 2 milioni all'anno di misuratori da installare nell'arco di cinque anni, dal 2016-2020.

L'esperienza maturata con il progetto di GrDF del 2010 ha già (di)mostrato la difficoltà di raggiungere un tasso di sostituzione del 100% nei tempi prefissati, a causa soprattutto dell'inaccessibilità al contatore per le ripetute assenze del consumatore.

È stata fatta anche una prima stima delle tipologie di misuratori smart utilizzabili: 20% dei contatori attuali saranno equipaggiati con un modulo radio mentre il restante 80% sarà sostituito da contatori di nuova generazione con modulo radio integrato.

### **Differenze con l'Italia**

Si notano alcune importanti differenze rispetto al programma italiano, in particolare nella tempistica scelta per l'implementazione degli SGM e nell'approccio alla nuova misura (top down quello italiano, molto più concertato quello francese).

Se si guardano i rispettivi cronoprogrammi, la differenza nella “velocità” di implementazione fra i due paesi, sia per la durata che per il traguardo, appare evidente: cinque anni per il cronogramma italiano contro sette per quello francese, anche se Oltralpe si tratta del 100% dei misuratori domestici, mentre in Italia ci si fermerebbe all’80%. Tuttavia, i clienti finali francesi si attestano sugli 11 milioni mentre in Italia sono oltre 17 milioni; ancora maggiore appare la differenza se ci si sofferma sulle tappe previste e sul traguardo finale da raggiungere in Italia quattro anni prima. Quest’ultima appare come una differenza rilevante, specialmente perché si tratta di strumenti e applicazioni nuovi, che ad oggi hanno accumulato ancora pochissime ore di funzionamento.

Invece, la differenza nell’approccio si sostanzia, oltre che in una maggiore interlocuzione, nella istituzione di gruppi di lavori estesi a tutti le parti interessate e, soprattutto, nella presenza di sperimentazioni e progetti pilota, che devono essere condivisi con il Regolatore e quindi funzionali alla ricerca di una soluzione comune: dal progetto sui sistemi di comunicazione del 2010, che ha portato allo studio tecnico-economico sulla fattibilità dello smart metering nel gas realizzato da GrDF, insieme a due consulenti (Pöyry and Sopra Consulting, 2010), fino al previsto (super) pilota da 100.000 gruppi di misura, da svolgersi sempre con GrDF durante la fase “de construction de la solution” entro il primo semestre del 2014. L’approccio concertato, peraltro, è stato previsto *ab origine* e con fasi temporali dedicate e ben determinate: diciotto mesi per portare avanti le sperimentazioni e due mesi e mezzo per costruire la soluzione.

#### **4.3.2 L’assetto organizzativo dell’attività di misura**

##### **Soggetti responsabili**

In Francia, a differenza del Regno Unito e in linea con gli altri paesi europei, l’implementazione è posta in capo ai distributori. In particolare l’obbligo di effettuare i necessari investimenti ricade sull’unico grande distributore francese, GrDF, che

serve 11 milioni i consumatori, tra residenziali e piccole imprese, in 9.200 comuni (in Italia i Comuni metanizzati sono poco più di 6.200). Le società di vendita invece non hanno particolari obblighi ma sono considerate tra i maggiormente interessati al programma di smart metering.

Contrariamente ad Austria e Regno Unito, in Francia, almeno fino ad oggi, non è stato previsto un approccio dual fuel. Infatti non ci sono collegamenti con il progetto pilota, noto come Linky, svolto dal distributore elettrico ERDF nelle città di Lione, terza città del paese e seconda area metropolitana, e Tours. Tale progetto, iniziata nel marzo 2010, si è completato il 31 marzo 2011 con l'installazione di oltre 250.000 SM elettrici. Va rilevato che questo progetto ha richiesto un alto livello di sinergia del sistema industriale nella produzione e nell'installazione delle nuove apparecchiature nelle zone servite dai distributori locali.

Per quanto riguarda le questioni della comunicazione dei dati, in Francia, almeno per ora, sono state affrontate su un piano principalmente tecnico. In particolare, la gestione dei dati è stata affrontata sotto il profilo della tutela della privacy ma non è stata prevista la possibilità che intervenga una società terza. Se ne deduce che il ruolo di GrDF, che serve circa il 95% del mercato<sup>16</sup> gas francese, come accentratore dei dati non è stato finora messo in dubbio.

### **4.3.3 Funzionalità degli smart meter**

Le indicazioni della CRE, elaborate dopo la prima consultazione e riprese nella seconda, sulle funzionalità offerte dai nuovi misuratori elettronici partono da alcune considerazioni sulle specificità della misura del gas naturale in Francia:

- La misura è effettuata in mc e successivamente convertita in energia, cioè in kWh. Per poter effettuare questa conversione, è necessario disporre

---

<sup>16</sup> La restante parte è coperta da una ventina di ELD - Entreprises Locales de Distribution - e da un'altra decina di società; tutte operano in regime di concessione.

del potere calorifico superiore del gas (PCS). Questa informazione viene trasmessa, dopo un periodo medio di 48 ore, dai gestori della rete di trasporto ai gestori della rete di distribuzione. Perciò la misura del consumo di gas espressa in energia, data in tempo reale, non può che essere indicativa (stimata) anche nel caso in cui si introduca lo smart metering. Non è stata, pertanto, ipotizzata (anche) nelle apparecchiature di nuova generazione la possibilità di telemisurare in Smc, vale a dire fare la conversione presso il gruppo di misura tramite un convertitore di volume e pressione;

- La normativa vigente sulla sicurezza del gas elimina la possibilità di poter alimentare lo SGM tramite rete elettrica;
- Il distacco o la riattivazione in remoto del servizio non viene considerata come praticabile, a causa dei rischi che implica l'assenza di controllo fisico in situ.

Alla luce di ciò, gli obiettivi fissati dal Regolatore francese in relazione all'introduzione dello smart metering nel settore gas coinvolgono alcune decisioni che vanno nella direzione di implementare:

- Un miglioramento significativo della misura del gas;
- Una serie di nuovi servizi ai consumatori finalizzati al risparmio energetico;
- Un miglioramento delle prestazioni della rete.

In considerazione del fatto che un sistema di misura evoluta prevede l'utilizzo e lo scambio di informazioni sensibili, come già accennato, ai distributori viene richiesto di proteggere i dati sensibili sia privati che commerciali.

### **In-Home-Display**

Tra le funzionalità previste dal programma, si ricordano in particolare:



- La possibilità da parte del cliente di avere a disposizione i consumi reali con cadenza mensile;
- La possibilità di ottenere modifiche contrattuali (quali cambio di fornitore, attivazione, disattivazione) basate su indici reali di misurazione.

È poi raccomandata l'introduzione e lo sviluppo di alcuni servizi e funzionalità volti al risparmio energetico, quali:

- La presenza nel contatore di un'interfaccia di comunicazione aperta, basata su protocolli di interoperabilità standard, per consentire il dialogo con applicazioni di domotica;
- Una maggiore frequenza delle rilevazioni e delle misurazioni, oltre alla cadenza mensile, per favorire azioni di diagnosi energetiche presso i clienti;
- Un maggiore controllo sulle tariffe di accesso alla rete di distribuzione e un miglioramento delle prestazioni della rete stessa;
- La possibilità di rilevare anomalie sulla rete ed effettuare una diagnosi da remoto.

La presenza dell'In-Home-Display (o IHD) è oggetto dell'ultima consultazione (Pöyry and Sopra Consulting, 2011), ove si evidenzia uno specifico quesito circa l'opportunità di una sua diffusione sistematica. L'IHD – *l'afficheur déporté* – metterebbe a disposizione del consumatore finale, nella propria abitazione, una serie di informazioni dedicate, volte a dare maggior accuratezza sul consumo di gas. Tuttavia, a seguito della prima sperimentazione, GrDF non appoggia questa opzione nel perimetro della soluzione di base poiché, secondo il distributore, l'unica informazione disponibile, in tempo reale, sarebbe il volume di gas consumato, il quale però non basterebbe per sapere con esattezza il consumo di energia (che richiede la disponibilità di PCS) e la stima dell'importo da pagare nella fattura (che richiede la conoscenza del prezzo praticato dal fornitore).

Nelle sperimentazioni svolte da GrDF sono state studiate diverse soluzioni di visualizzazione con l'utilizzo di hardware dedicati e vari di tipi di display a cristalli liquidi. In ogni caso considerato, tuttavia, i costi aggiuntivi di investimento e di manutenzione di queste soluzioni sono stati giudicati alti: tra i 50 e i 140 euro per l'acquisto e tra i 15 e i 60 euro per l'installazione.

Secondo GrDF è di gran lunga preferibile la possibilità di visualizzare le informazioni utili tramite sito internet (feedback di tipo indiretto). Anche la CRE ritiene che la diffusione sistematica di un display separato dal quello del contatore non sia auspicabile per gli elevati costi aggiuntivi e i deboli vantaggi generati.

### **Elettrovalvola**

Va premesso che l'elettrovalvola è esclusa per motivi di sicurezza e che, per legge, non vi è la possibilità che il gruppo di misura possa essere alimentato grazie alla rete elettrica. L'utilizzo di un'elettrovalvola di intercettazione è oggetto dell'ultima consultazione. Tuttavia, GrDF, anche nella prima sperimentazione, ha già individuato alcuni potenziali benefici ad essa connessi:

- Possibilità di disconnettere da remoto senza dover inviare un addetto;
- La possibilità di chiudere la valvola, per motivi di sicurezza, localmente o a distanza;
- Possibilità di realizzare offerte mirate con modalità di pagamento anticipato.

La stessa GrDF, però, non vorrebbe una diffusione generalizzata di valvole di intercettazione azionabili a distanza per diversi motivi, di seguito riassunti:

- Nessuno degli attori coinvolti nel progetto ha chiesto che tale funzionalità fosse oggetto di ampia diffusione;
- Aumento del rischio per la sicurezza: l'affidabilità della valvola di intercettazione non è garantita per un periodo di 20 anni;

- Basso guadagno in termini di qualità del servizio, poiché la valvola consente la chiusura ma non la riapertura, che deve essere sistematicamente effettuata tramite l'intervento di un addetto per motivi di sicurezza;
- La disponibilità diffusa di valvole azionabili da remoto potrebbe causare notevoli costi supplementari stimati in circa 300 milioni di € in termini di investimenti (hardware, durata della batteria) più i costi connessi ai controlli periodici.

Per questi motivi il Regolatore ha ritenuto la diffusione sistematica di una valvola di intercettazione non auspicabile. Tuttavia, alcuni misuratori installati incorporano una valvola di intercettazione azionabile a distanza, che potrebbe essere considerata in una fase successiva, quando saranno adeguatamente approfondite le condizioni di sicurezza.

Dal punto di vista tecnico, invece, le raccomandazioni della CRE vanno nelle seguenti direzioni:

- La scelta preferenziale è per il sistema di misurazione AMR (Automated Meter Reading - telettura), come indicato dalla maggioranza delle consultazioni pubbliche; tale scelta, però, apre un problema legato alla durata delle batterie usate per alimentare il gruppo di misura;
- È richiesta l'interoperabilità dei sistemi di misurazione:
  - Capacità di dialogo tra i sistemi informativi della rete di distribuzione e del venditore;
  - Capacità di dialogo tra lo SGM e i sistemi informativi della rete di distribuzione;
  - Una generale interoperabilità a livello europeo.

Appaiono dunque rilevanti e numerose le differenze con l'Italia per quanto riguarda le funzionalità che dovranno essere offerte dagli SGM. Tra le più importanti

vi è senz'altro l'esplicita rinuncia alla misura in Smc, e quindi ad apparecchiature che permettano un calcolo di conversione, prevedendo la (sola) messa a disposizione di un dato giornaliero in mc o kWh (con pcs provvisorio), su un sito internet istituzionale con credenziali d'accesso. Mentre la periodicità di rilevazione è fissata su base mensile, con la possibilità di mettere a disposizione il dato di misura in caso di variazioni contrattuali (cambio di fornitura, di prezzo ecc.).

Tale approccio, peraltro, si ripercuote sulla tipologia dei gruppi di misura utilizzati. Si tratta, infatti, di contatori a membrana tradizionali, con totalizzatori meccanici equipaggiati con un dispositivo trasmissivo aggiuntivo (senza data logger) per la trasmissione del dato al concentratore, oppure con contatore a membrana integrato con parte trasmissiva. Sono quindi preferite le applicazioni di retrofitting rispetto ad apparecchiature di nuova generazione che integrerebbero in un unico apparato il modulo elettronico di gestione della misura (compensazione T e registrazione dati), il modem, il display digitale e, ove richiesto come in Italia, l'elettrovalvola telegestibile da remoto.

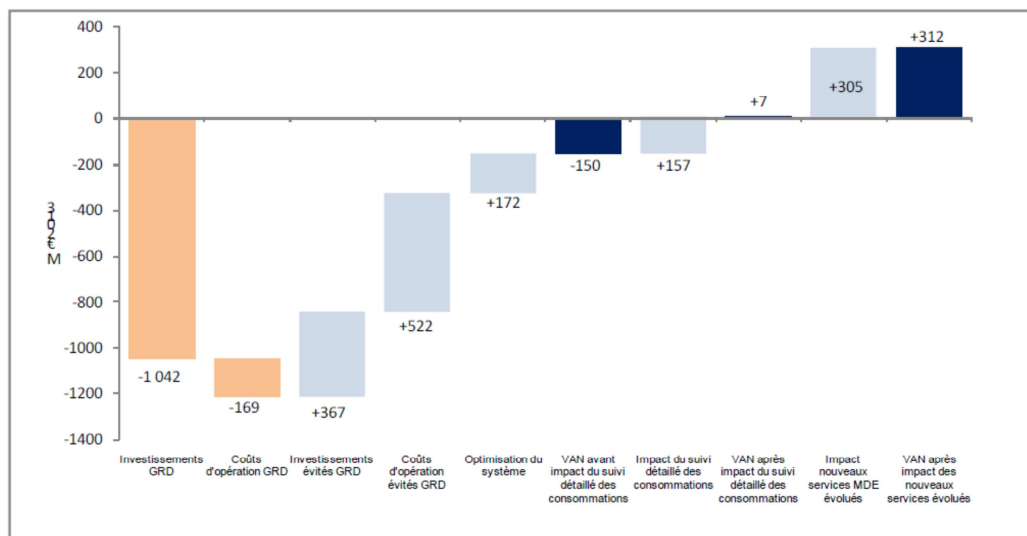
Inoltre, dalla sperimentazione effettuata è risultato che maggiori efficienze (tasso di affidabilità di rilevamento giornaliero 93-97%) possono essere raggiunte con una ridondanza spaziale di concentratori. Ai concentratori è affidato il compito di raccogliere, stoccare e trasmettere i dati per la comunicazione (bidirezionale) al sistema informatico centrale mediante infrastrutture di telecomunicazione indipendenti (presenza di protocolli sicuri). Il dispositivo locale, infatti, interagisce giornalmente con i concentratori, la cui maggior diffusione limita il ricorso a ripetitori su suolo pubblico. La trasmissione utilizza una banda di trasmissione libera e un protocollo di comunicazione atto a supportare flussi di dati bidirezionali.

#### 4.3.4 L'analisi costi-benefici

L'analisi costi-benefici per valutare la fattibilità economica del roll-out degli SGM (Pöyry and Sopra Consulting, 2011) è stata fatta ricorrendo ad un "business case" che ha prodotto diversi risultati condivisi dal Regolatore e da chi ha materialmente effettuato l'analisi, vale a dire GrDF, Poyry e Sopra Consulting.

Secondo questa analisi, l'introduzione dello smart gas metering vale circa 312 milioni di € (valutato come NPV - Net Present Value in euro al 2013) - qualora fossero implementati nuovi servizi evoluti - e può essere disaggregato come riportato nella figura seguente.

**Figura 6 Risultati della CBA francese per gli smart gas meter (in milioni di €)**



Se invece si assume un'ipotesi prudenziale relativa alle sole conseguenze di una disponibilità di dati più frequente sull'effettivo comportamento dei consumatori (con un risparmio energetico stimato al 0,2%), il valore attuale netto del progetto diventa marginalmente positivo, per una cifra pari a circa 7 milioni di €.

Il costo finale complessivo per GrDF, invece, dovrebbe aggirarsi intorno agli 1,04 miliardi di € (valutato come NPV in euro al 2013), di cui circa 818 milioni di € per i costi delle apparecchiature e l'installazione di contatori e moduli radio. Tale costo complessivo sarebbe in parte compensato dagli investimenti evitati pari a 367 milioni di euro per sostituire vecchi contatori, che ridurrebbe l'investimento netto di GrDF a 675 milioni di euro.

L'implementazione del progetto porterebbe una riduzione nei costi di gestione del distributore pari a € 522 milioni, di cui € 417 milioni in relazione alla progressiva diminuzione del numero di letture manuali presso il cliente.

Va quindi notato che a tutt'oggi permane l'incertezza sull'esistenza di un modello economico che permetterebbe lo sviluppo dei (nuovi) servizi a valore aggiunto.

Lo studio ha fatto emergere quattro importanti elementi legati alla valorizzazione del progetto:

- Le opzioni tecnologiche sono risultate molto più numerose di quanto previsto inizialmente e andranno analizzate ulteriormente in dettaglio per evitare scelte inadeguate o inefficienti;
- Il progetto, secondo l'analisi fatta, è molto vicino al pareggio di bilancio anche prima di prendere in considerazione i risparmi ottenuti dall'efficienza energetica indotta dal progetto stesso;
- La riduzione dei consumi di gas incentivata dai nuovi servizi offerti grazie allo smart metering avrebbe un impatto positivo sul conto economico;
- Il progetto offre significative opportunità economiche ed è in linea con le politiche europee.

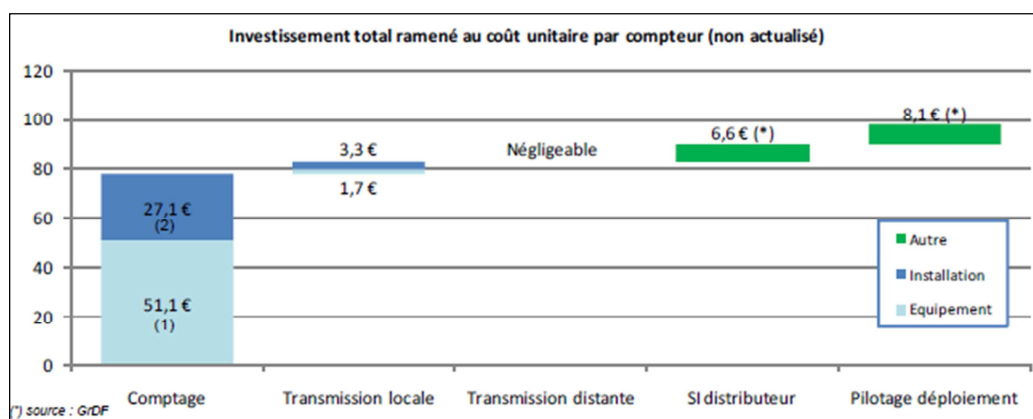
Lo scenario di riferimento adottato per l'analisi è riassunto nella seguente tabella.

**Tabella 17 Scenario di riferimento per la Francia**

<b>Contatori e moduli radio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Indici di misura inviati quotidianamente al DSO, secondo standard proposti dall'industria e da progetti simili (per esempio Italia)</li> <li>- Funzionalità di base richieste dal CRE garantite da comunicazione mono-direzionale</li> <li>- Nessuna tecnologia di controllo/distacco da remoto (termo o elettrovalvola)</li> <li>- La batteria dovrebbe garantire una durata media di 20 anni</li> </ul>
<b>Network locale (LAN)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comunicazioni tra contatore e concentratore non basate su ripetitori nello scenario simulato del pilota (contenimento investimenti, costi operativi e tariffe di hosting)</li> <li>- Concentratori bidirezionali per lasciare aperta la possibilità a ulteriori funzionalità</li> </ul>
<b>Network remoto (WAN)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trasmissione dati attraverso infrastrutture esistenti</li> </ul>
<b>Sistemi IT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il sistema IT adattato a trasmettere gli indicatori di misura reali su base mensile</li> <li>- Gli indicatori non saranno inviati tutti insieme nella stessa data per evitare di dover gestire picchi di attività sulle infrastrutture IT</li> </ul>

L'investimento stimato ammonta a circa 98 € per ciascun contatore<sup>17</sup>, suddiviso come segue:

**Figura 7 Ripartizione degli investimenti francesi**



<sup>17</sup> Nella prima sperimentazione il valore era vicino ai 90 €.

Tenendo in considerazione il bilancio complessivo, al netto dei benefici ottenuti dall'attivazione dei nuovi servizi, il "business case" si chiude non troppo lontano dal pareggio, con un NPV di - 58 milioni di €, valutati al 2013. Va osservato che questo risultato è sensibile al tasso di sconto utilizzato. Se questo fosse fissato al 4% per tutti gli attori della filiera, il NPV di bilancio salirebbe a + 60 milioni di €.

Sono stati quindi valutati anche i risparmi energetici indotti dall'installazione degli SGM e da eventuali nuove funzionalità, sostanzialmente utilizzando un approccio analitico e ipotizzando riduzioni dovute a cambiamenti di abitudine legati alla maggior informazione; questi risparmi sono stati assunti come 0,5% sul totale (pari ad almeno circa 300 milioni di € in NPV). In questa situazione il conto economico del business case può essere influenzato come indicato nella tabella che segue:

**Tabella 18 Impatto di altri servizi sui benefici netti del caso francese**

NPV (milioni di € del 2013)	A) Informazioni aggiuntive sul contatore/comunicazione aperta	B) Maggior frequenza di letture	A) + B)
Costi aggiuntivi	+ 27 milioni	+ 59 milioni	+ 86 milioni
Impatto su NPV prima dell'introduzione dei nuovi servizi e della gestione dei consumi	- 27 milioni	- 59 milioni	- 86 milioni
Impatto su NPV dopo l'introduzione dei nuovi servizi e della gestione dei consumi	+ 10 milioni	+ 60 milioni	+ 70 milioni
Ratio risparmi/investimenti	37%	102%	81%

### **Confronto con l'Italia**

Oltre alle non poche disuguaglianze nell'introduzione degli SM, sia in merito alla tempistica sia in relazione al metodo, Francia e Italia differiscono significativamente anche per le funzionalità richieste alle apparecchiature di misura.

Partendo dagli aspetti più contigui, è necessario soffermarsi sull'In-Home-Display (IHD), non previsto in Italia e ad oggi, dopo una prima sperimentazione, oggetto di consultazione in Francia. Come detto, sia i risultati dei test condotti da GrDF



sia le considerazioni della CRE convergono sugli elevati costi addizionali a fronte di vantaggi generati che produrrebbe un display separato dal misuratore. Peraltro, le informazioni fornite potrebbero essere più economicamente offerte ai consumatori tramite un sito internet dedicato. Quindi, la differenza principale, per il momento, risiede nella mancata sperimentazione italiana dell'IHD, probabilmente frutto dei tempi pioneristici, e più in generale dello scarso interesse nazionale riguardo al comportamento del consumatore e delle potenzialità di risparmio ed efficienza energetica.

Viceversa, ben diverso appare l'approccio relativamente alla misurazione degli Smc ed alla previsione di una valvola di interruzione di flusso, obiettivi entrambi vincolanti in Italia ed esclusi in Francia.

Gli Smc, infatti, per quanto necessari, non sono stati ritenuti sufficienti per arrivare all'unità di misura con cui vengono fatturati i consumi ai clienti finali, vale a dire il kWh, per cui è necessario disporre del potere calorifico superiore del gas (PCS), che però non può essere disponibile in tempo utile. In Francia, pertanto, ad una misurazione in loco viene preferita la messa a disposizione di un dato di misura espresso in mc o in kWh stimato (con PCS provvisorio) su un sito internet istituzionale con credenziali d'accesso.

Riguardo alla possibilità di interrompere il flusso tramite un'elettrovalvola di intercettazione, mentre in Italia quest'ultima è stata da subito inserita tra le finalità dell'introduzione dello SGM, in Francia tale possibilità è attualmente esclusa per motivi di sicurezza, pur essendo stata già indagata nella prima sperimentazione. Infatti, come detto precedentemente, tale opzione è stata respinta sia da GrDF, a seguito della sperimentazione, sia dalla CRE. Anche in quest'ultimo caso, le differenze principali tra Italia e Francia sono nel metodo e nell'importanza data ad una sperimentazione il più possibile condivisa e meticolosa.

#### **4.4 IRLANDA**

L'autorità di regolazione irlandese, la Commission for Energy Regulation – CER, ha impostato un lavoro dettagliato di analisi e sperimentazione per l'implementazione sia dello smart metering elettrico che di quello gas. La prima fase del progetto è cominciata a fine 2007 con una serie di consultazioni pubbliche che sono poi sfociate nella sperimentazione CBT (Customer Behaviour Trials).

La scelta dei contatori e la loro installazione per il periodo di prova è già stata completata, con conclusione pianificata al 31 maggio 2011, il periodo di test attivo su tariffazione e fatturazione, In-Home-Display, trasferimento dati e, infine, comunicazione col cliente.

Il completamento dell'analisi dei costi e dei benefici è stato pianificato per la fine del primo trimestre di quest'anno (CER, 2011), con l'addendum relativo al settore gas pronto per la fine del secondo trimestre. In questa prima fase le apparecchiature (e le infrastrutture) elettriche sono considerate prioritarie, mentre i misuratori gas potrebbero sfruttare le piattaforme elettriche per comunicare. La conclusione dell'analisi oltre a individuare costi e benefici permetterà alla CER di identificare il soggetto che più di altri sarà indicato a farsi carico dell'installazione dei contatori.

Il contesto normativo – regolatorio per lo sviluppo del piano strategico di induzione dello smart metering è dato dalla legislazione europea (Direttive: 2009/73/EC sul gas; 2006/32/EC sull'efficienza energetica negli usi finali e sui servizi energetici, 2005/32/EC sulla sicurezza della fornitura), dal programma di governo del 2007 e, infine, dai documenti di consultazione dello stesso regolatore (CER) del 2007.

I potenziali benefici attesi in questa prima fase riguardano sia il mercato elettrico che quello gas, senza disaggregazione:

- l'incoraggiamento dell'efficienza energetica;
- il miglioramento della gestione dei carichi di picco;

- il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili;
- il miglioramento del sistema concorrenziale nel mercato;
- il miglioramento della customer experience, cioè del rapporto tra il cliente finale e il sistema gas;
- il migliorare l'operatività della rete e dei servizi coinvolti.

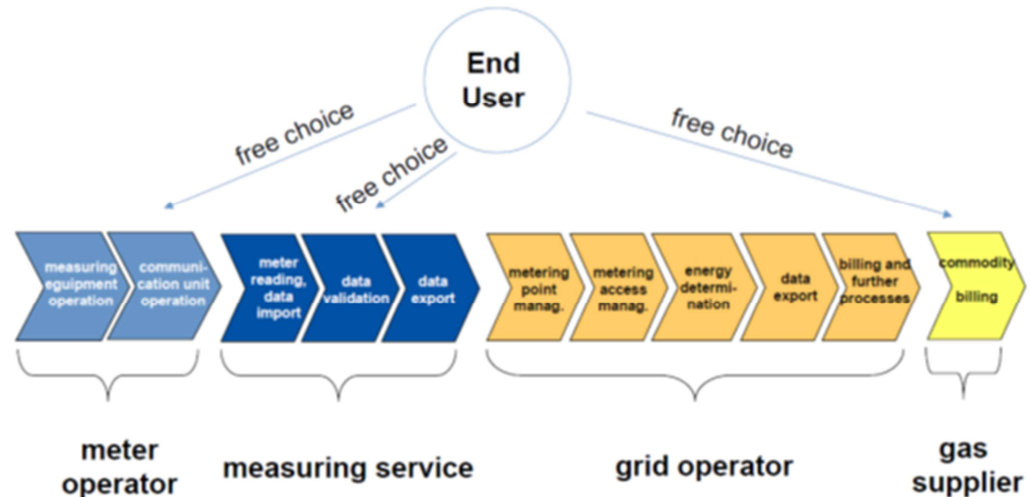
Nel settore gas la sperimentazione e il CBT hanno coinvolto il segmento residenziale, con l'obiettivo dichiarato di favorire la riduzione di consumo energetico e definire una strategia sperimentale chiara per il piano di sostituzione del parco misuratori. Sono stati installati e testati 1.925 contatori su altrettanti clienti suddivisi in base alle modalità di fatturazione (mensile e bimestrale), alla presenza dell'IHD e di una tariffa variabile.

Nel segmento delle PMI è invece stato svolto un case study basato sempre sull'obiettivo di riduzione dei consumi energetici. Il disegno della strategia è stato basato su un approccio qualitativo, prendendo come base di lavoro quanto fatto in Gran Bretagna. Al test hanno partecipato cinquanta clienti finali con altrettanti contatori.

## **4.5 GERMANIA**

In Germania l'interesse sul tema dello smart metering – per l'energia elettrica, il gas naturale ma anche acqua – è molto elevato ed è cresciuto in particolare da novembre 2008, vale a dire da quando sono state liberalizzate le attività di misura ed è stato sancito un nuovo ruolo per gli operatori e le attività di misura, come illustrato nella figura sottostante (RWE, 2010).

Figura 8 Nuova organizzazione del servizio di misura in Germania



A questo proposito, sono stati intrapresi diverse sperimentazioni e progetti pilota. Tuttavia, non si è ancora proceduto ad una vera e propria analisi dei costi e dei benefici del programma di smart metering.

Nel passaggio dalla lettura manuale dei dati alla comunicazione bidirezionale si mira a perseguire le finalità comuni agli altri paesi: efficienza energetica con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, trasparenza nei prezzi per la tutela dei consumatori, miglioramento del processo di fatturazione e offerta di nuovi servizi.

In queste prime esperienze sono stati coinvolti i consumatori finali sin dall'origine e spesso su base volontaria; in quest'ultimo caso si è riscontrato un certo interesse verso il sistema dei contatori intelligenti, con un'attenzione maggiore verso la trasparenza nei consumi e nell'attribuzione dei costi rispetto alle potenzialità di risparmio energetico.

Se però si considerano i consumatori nel loro complesso, solo una minoranza si è dimostrata interessata ai servizi e alle potenzialità dei contatori intelligenti, soprattutto quando vengono prospettati costi aggiuntivi.

Dai primi risultati – come nel progetto di E.ON su 10.000 clienti finali – emergerebbe che i benefici potenziali degli SM che si otterrebbero nel caso del gas naturale siano inferiori a quelli conseguibili nell'elettricità (EON, 2011).

Anche in Germania, come in Austria, si pensa di utilizzare lo SM elettrico per comunicare all'esterno dell'abitazione. Viceversa si prevede che lo SM del gas comunichi direttamente con quello elettrico.

Infine, particolare attenzione è stata posta sulla tutela della privacy e quindi sui metodi di crittografia necessari per il trasferimento e l'elaborazione dei dati.

#### **4.6 AUSTRIA**

In Austria il regolatore E-Control ha commissionato a PriceWaterhouseCoopers un'analisi quantitativa – terminata nel 2010 – volta a dimostrare i benefici di un roll-out a livello nazionale degli SM, sia per l'energia elettrica sia per il gas, che sono attualmente in uso con gruppi di misura di nuova generazione (PwC, 2010).

Anche in Austria il quadro giuridico per l'introduzione degli SM è costituito soprattutto dal Terzo Pacchetto Energia (Direttive 2009/72/CE per energia elettrica e 2009/73/CE per il gas naturale), e dalla Direttiva sull'efficienza energetica negli usi finali (2006/32/CE).

È stata quindi svolta un'analisi costi-benefici completa sull'introduzione di contatori intelligenti per l'energia elettrica e gas naturale in tutta l'Austria al fine di illustrare vantaggi e svantaggi per tutte le parti interessate, nonché, più in generale, per l'economia nazionale nel suo complesso.

Sono stati elaborati quattro diversi scenari caratterizzati da:

- Diverse tempistiche per l'introduzione delle nuove apparecchiature



- Diversi rapporti tra numero di contatori di nuova generazione e totalità dei misuratori.

Va subito sottolineato che le differenze tra gli scenari non mettono mai in dubbio il cosiddetto “doppio binario”, vale a dire l’introduzione di SM sia per energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta in effetti di un aspetto rilevante e comune a molti paesi; procedere in parallelo, infatti, permette di sfruttare le possibili sinergie tra le apparecchiature, in particolare per la comunicazione dei dati: es. l’invio dei dati viene fatto tramite l’infrastruttura elettrica mentre lo SM gas comunica solo limitatamente con quest’ultima.

Gli scenari analizzati sono i seguenti:

- Scenario I: SM fino al 95% di tutti i misuratori elettrici e gas, da introdurre tra il 2011 e il 2017.
- Scenario II: SM fino al 95% di tutti i misuratori elettrici e gas, da introdurre tra il 2011 e il 2015 per l'elettricità e tra il 2011 e il 2017 per il gas naturale.
- Scenario III: SM fino al 95% del totale, da introdurre tra il 2011 e il 2017 per l'elettricità e tra il 2011 e il 2019 per il gas naturale.
- Scenario IV: SM per l'energia elettrica e il gas fino all'80% del totale dei misuratori, da introdurre tra il 2011 e il 2020.

*Tabella 19 Risultati complessivi della CBA sull'introduzione in Austria di smart meter sia nel settore elettrico che quello del gas*

In EURk	Scenario I 95%, E+NG 2017		Scenario II 95%, E 2015 NG 2017		Scenario III 95%, E 2017 NG 2019		Scenario IV 80%, E+NG 2020	
	Costs	Benefits	Costs	Benefits	Costs	Benefits	Costs	Benefits
End user	12,574	3,871,601	12,574	4,054,568	12,574	3,755,119	12,574	2,966,603
Grid operator	2,948,584	424,957	3,075,348	452,359	2,905,002	418,161	12,574	324,692
Supplier	1,246,295	394,192	1,296,800	419,749	1,198,182	390,237	951,840	303,389
Market model	0	13,593	0	14,469	0	13,385	0	10,377
<b>Total</b>	<b>4,207,453</b>	<b>4,704,343</b>	<b>4,384,722</b>	<b>4,941,171</b>	<b>4,115,757</b>	<b>4,576,903</b>	<b>3,314,341</b>	<b>3,605,060</b>
<b>Net effect</b>	-	496,890	-	556,449	-	461,145	-	290,720

Un confronto tra tutti gli scenari mostra che quello con il migliore risultato positivo è il secondo, che porterebbe un beneficio netto di 556 milioni di €. Ciò è dovuto soprattutto al fatto che nel secondo scenario il roll-out previsto è il più breve ed il tasso di penetrazione è al 95%.

Da notare che viene ipotizzata una vita utile economica per gli SM pari a 15 anni per l'energia elettrica e a 12 anni per il gas naturale.

*Tabella 20 Costi e benefici totali per distributori di energia elettrica e di gas naturale*

Grid operators	Scenario I 95%, E+NG 2017		Scenario II 95%, E 2015 NG 2017		Scenario III 95%, E 2017 NG 2019		Scenario IV 80%, E+NG 2020	
	Costs	Benefits	Costs	Benefits	Costs	Benefits	Costs	Benefits
Electricity	2,299,090	354,337	2,425,854	381,739	2,299,090	354,337	1,843,098	272,489
Natural gas	649,495	70,620	649,495	70,620	605,912	63,824	506,829	52,202
<b>Total</b>	<b>2,948,584</b>	<b>424,957</b>	<b>3,075,348</b>	<b>452,359</b>	<b>2,905,002</b>	<b>418,161</b>	<b>2,349,927</b>	<b>324,629</b>
<b>Net effect</b>	-	2,523,627	-	2,622,989	-	2,486,841	-	2,025,235

In tutti gli scenari, i costi complessivi per gli operatori di rete sono superiori ai benefici globali, con un effetto netto compreso tra 2.025 e 2.622 milioni di €. Ri-

guardo ai costi, quelli di investimento sono sostenuti in particolare durante la fase di lancio, dopo la quale subentrano i costi di gestione. I benefici, al contrario, sono riscontrabili nel lungo termine, quando cioè si possono verificare i miglioramenti nell'efficienza operativa ed i risparmi di costo per gestori di rete e fornitori (anche grazie l'utilizzo di sistemi informatici più efficienti). Di tali aumenti di efficienza, quindi, dovrebbe beneficiare, in maniera diretta, il cliente finale attraverso una riduzione dei relativi costi nella bolletta.

Vengono altresì fornite una serie di raccomandazioni:

- Armonizzazione delle regole e coordinamento nell'implementazione.
- Norme uniformi, interoperabilità e intercomunicabilità tra le apparecchiature.
- Introduzione di SM per l'elettricità prima dell'introduzione nel gas naturale. Tale raccomandazione origina dal fatto che gli SM gas possono utilizzare i moduli di comunicazione di quelli elettrici, evitando così di dover duplicare le infrastrutture.
- Il beneficio complessivo risulta maggiore se il periodo di transizione tra misuratori smart quelli convenzionali è il più breve possibile, in modo da limitare le coesistenza di due sistemi paralleli.
- Fornire informazioni comprensibili e fruibili dei consumi energetici ai clienti finali.



## **APPENDICE A**

### **A1. L'ANALISI COSTI-BENEFICI DEL GOVERNO INGLESE NEL 2011**

Osservando i risultati della CBA inglese, appare evidente come quello degli SM per elettricità e gas rappresenti un “business case” molto convincente (DECC and Ofgem, 2011d). In particolare, secondo DECC, nell’arco dei prossimi venti anni il piano di roll-out di circa 53 milioni di SM per gas ed elettricità produrrà benefici per consumatori domestici e piccoli non-domestici pari a 18,6 miliardi di sterline contro un costo totale pari a 11,3 miliardi (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b). Ciò equivale a un beneficio netto di oltre 7,3 miliardi di sterline, come indicato nella tabella sottostante<sup>18</sup>. Il “business case” per il settore non-domestico sembra ancora più solido poiché si caratterizza per un rapporto costi/benefici pari a circa il 20%, contro un 68% nel settore domestico, che risulta quindi quello più critico per il successo del roll-out.

*Tabella 21 Risultati principali dell’analisi costi-benefici inglese (in milioni di £)*

	<b>Settore domestico</b>	<b>Settore non-domestico</b>	<b>Totale</b>
<b>Benefici</b>	<b>15.827</b>	<b>2.840</b>	<b>18.667</b>
<b>Costi</b>	<b>10.757</b>	<b>574</b>	<b>11.331</b>
<b>Benefici netti</b>	<b>5.070</b>	<b>2.266</b>	<b>7.336</b>

<sup>18</sup> Il beneficio netto dell’analisi inglese non prende in considerazione il costo dei contatori sostituiti prima che sia terminata la loro vita economica, vale a dire non vengono riconosciuti gli ammortamenti mancanti.

La relazione tecnica dell'AEEG considera i costi dei soggetti responsabili dell'investimento, vale a dire i distributori, ma include solo i benefici dei distributori e dei venditori, trascurando quelli dei consumatori e del sistema paese (AEEG, 2008). Ciò comporta l'esclusione dell'impatto economico, fra gli altri, del risparmio energetico, che, invece, appare come uno dei benefici principali considerati nei piani per gli SM di altri paesi europei. Se si applicasse questo stesso approccio ai calcoli inglesi, l'analisi costi-benefici produrrebbe dei risultati molto differenti, come illustrato nella tabella sottostante.

*Tabella 22 Risultati principali dell'analisi costi-benefici inglese, senza benefici per consumatori, produttori e società (in milioni di £)*

	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
<b>Benefici</b>	<b>9.345</b>	<b>612</b>	<b>9.957</b>
<b>Costi</b>	<b>10.757</b>	<b>574</b>	<b>11.331</b>
<b>Benefici netti</b>	<b>-1.412</b>	<b>38</b>	<b>-1.374</b>

Infatti, i benefici totali scenderebbero da 18,6 a 9,9 miliardi, producendo perciò un valore attuale netto negativo pari a circa 1,4 miliardi per il piano di roll-out. Inoltre il beneficio netto nel settore non-domestico continuerebbe a rimanere positivo, anche se solo marginalmente. Ciò rappresenta un'ulteriore conferma che la sfida più impegnativa, dal punto di vista economico, rimane il roll-out nel settore domestico. In particolare la convenienza economica del programma per gli SM dipende in gran parte dalla possibilità di riuscire a convincere i consumatori domestici a ridurre in maniera rilevante e duratura il proprio consumo energetico: nell'analisi inglese i benefici da risparmio energetico, diretti o indiretti, rappresentano circa il 36% dei benefici del settore domestico e il 42 % dei benefici totali.

Il rapporto tra benefici da risparmio energetico e benefici complessivi sale addirittura al 76% nel caso del solo settore non-domestico. Un tale risultato trova spiegazione nelle ipotesi fatte da DECC in termini di riduzione della domanda, come riportato nella tabella qui di seguito (DECC and Ofgem, 2011a, DECC and Ofgem, 2011b).

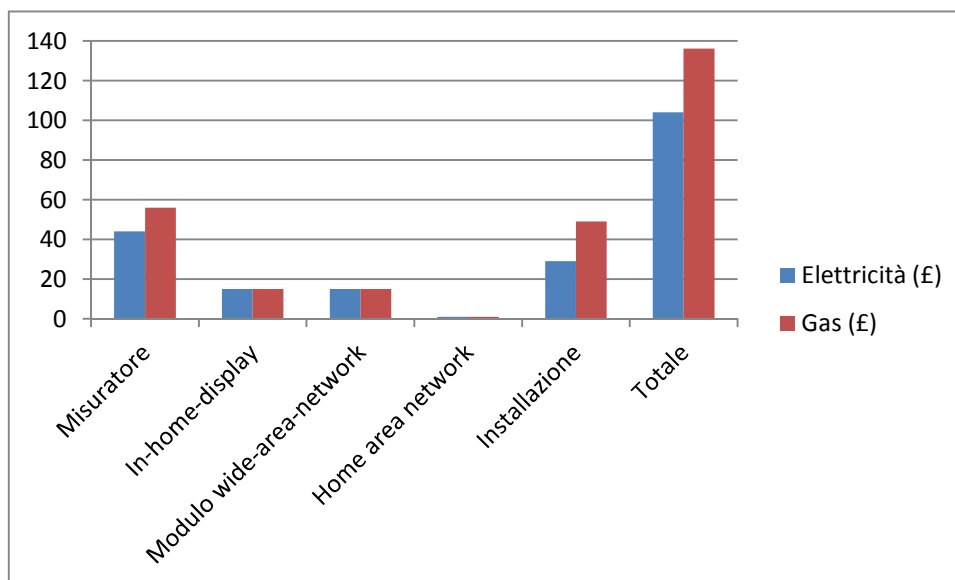
*Tabella 23 Ipotesi di risparmio energetico nell'analisi inglese*

	Settore domestico	Settore non-domestico
Elettricità	<b>2,8%</b>	<b>2,8%</b>
Gas	<b>2,0%</b> (0.5% per il prepagato)	<b>4,5%</b>

Poiché i benefici attesi dal risparmio energetico nel settore domestico rappresentano circa il 72% del beneficio totale ottenuto dal “solo” risparmio energetico, i numeri della tabella di cui sopra implicano che sarà il settore elettrico domestico a fornire il maggior contributo, in termini assoluti, alla riduzione della domanda di energia.

Indubbiamente la CBA inglese, al contrario di quella italiana, non produce risultati specifici per il solo mercato del gas dal momento che aggrega costi e benefici sia per gas che per elettricità. Tuttavia appare ragionevole attendersi risultati meno positivi per il solo settore gas. Infatti il roll-out degli SM per il gas presenta costi di investimento superiori rispetto a quelli degli SM per l'elettricità: es. secondo NAO (2011), i costi di acquisto e di installazione di uno SM per il gas sono approssimativamente del 30% e del 70% più alti rispetto alle corrispondenti voci nel settore elettrico, come indicato nel grafico sottostante.

*Figura 9 Costi unitari stimati delle componenti principali del sistema di smart metering inglese*



È possibile stimare i costi dei soli SGM, combinando insieme i dati della figura precedente con i dati forniti in DECC and Ofgem (2011a, 2011b) sui costi del programma, fatte salve le inevitabili semplificazioni,<sup>19</sup> come indicato qui di seguito.

*Tabella 24 Stima dei costi per gli smart gas meter installati nel periodo 2011-2030 (in milioni di £)*

Elementi di costo	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
Costo capitale dei misuratori	2.243	148	2.391
Installazione dei misuratori	1.003	60	1.063

<sup>19</sup> Per esempio, a causa della mancanza di informazioni dettagliate in proposito, si è ignorato il l'impatto del costo di sostituzione periodica delle batterie negli SGM.

O&M per comunicazione	657	47	704
IT	513	0	513
Organizzazione del sistema di comunicazione	396	29	425
Energia	366	14	380
O&M per misuratori	346	20	366
Inefficienze nel leggere "vecchi" contatori	119	-4	115
Organizzazione dell'industria	99	0	99
Marketing	43	0	43
Costo di aggiornamento dei misuratori non conformi	33	0	33
Smaltimento dei vecchi misuratori	8	2	9
<b>Totale</b>	<b>5.823</b>	<b>315</b>	<b>6.139</b>

Il costo totale di oltre 6 miliardi di sterline così stimato rappresenta circa il 54% del costo totale degli SM sia per il settore elettrico che per quello del gas, a conferma dei maggiori costi implicati da quest'ultimo. Inoltre, dividendo il costo totale per i 23 milioni circa di SGM previsti dal piano inglese, si ottiene un costo unitario di 232£ per ogni nuovo misuratore installato.



Si osserva che il piano italiano di roll-out per gli SGM potrebbe produrre costi più elevati di quelli appena illustrati a causa di particolari requisiti funzionali, quale la misura in situ del consumo di gas in standard metri cubi. Tra l'altro questa funzionalità non è attualmente prevista né dal programma inglese né da quello francese, come già spiegato in precedenza.

Inoltre il piano di investimento italiano, al contrario di quello inglese, non può usufruire delle economie di scala che possono derivare dal roll-out "integrato" di SM per l'elettricità e per il gas.<sup>20</sup> Va detto che DECC aveva deciso fin dall'inizio che vi sarebbero state delle sinergie grazie all'installazione degli SM sia per il gas che per l'elettricità. Secondo NAO (2011), escludere l'installazione degli SM per il gas comporterebbe una riduzione dei benefici netti del roll-out tra il 2011 e il 2030 fino ad un massimo di sei miliardi di sterline.

Un altro motivo che potrebbe far lievitare ulteriormente il costo del piano italiano per gli SGM rispetto a quello inglese deriva dalle rispettive strutture di mercato dei soggetti chiamati ad effettuare gli investimenti. Nel caso inglese tali soggetti sono rappresentati principalmente dalle sei società di vendita di maggiori dimensioni: EON, RWE, EDF, Centrica, Scottish Power, Scottish and Southern Energy. Nel caso italiano, invece, l'obbligo di investimento ricade sulle decine di società di distribuzione di dimensioni varie. Infatti, rispetto ai costi sostenuti da imprese di grandi dimensioni, la stessa analisi italiana ipotizza un incremento dei costi pari al 10% per le medie imprese e del 20% per le piccole (AEEG, 2008). Ciò sembra suggerire che il piano italiano di investimenti potrebbe risultare maggiormente oneroso rispetto a quello inglese, a parità di altre condizioni (es. tipo e numero di SM da installare).

Di contro, oltre a costi nettamente superiori, si stima che gli SM per il gas producano minori benefici rispetto ai quelli attesi nel settore elettrico, anche senza con-

---

<sup>20</sup> Per esempio DECC stima che l'installazione simultanea (o dual fuel) di SM per gas ed elettricità comporti un costo unitario di 68£, contro i 78£ previsti per l'installazione separata dei due tipi di SM.

siderare il beneficio derivante dal risparmio energetico<sup>21</sup>. Infatti, molti dei benefici presenti nell'analisi inglese sono specifici del settore elettrico e non sono applicabili a quello del gas (es. minori lamentele per problemi di voltaggio). È così possibile stimare, dai dati forniti in DECC and Ofgem (2011a, 2011b), i benefici dei soli SGM, rimuovendo i benefici non rilevanti per il gas (es. voltaggio) e quelli non considerati dall'analisi italiana (es. risparmio energetico). I risultati sono illustrati nella tabella sottostante.

*Tabella 25 Stima dei benefici inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030, senza considerare i benefici da risparmio energetico (in milioni di £)*

Tipo di beneficio	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
Visite evitate ai siti	1.589	124	1.713
Minori richieste dei clienti	527	26	552
Minori spese generali per servizio clienti	92	5	96
Minore costo nella gestione dei debiti	538	26	563
Costo evitato di manutenzione dei misuratori pre-pagati	496	0	496
Attivazione/interruzione fornitura da remoto	122	4	126
Minori furti	119	0	119
Switching clienti	803	40	843

<sup>21</sup> A questo proposito, come scritto in precedenza, la CBA inglese ipotizza un tasso di risparmio energetico nel settore elettrico domestico che è del 40% superiore a quello del gas.

<b>Benefici venditori</b>	<b>4.284</b>	<b>223</b>	<b>4.507</b>
Minori perdite	219	45	264
Investimento evitato in trasmissione e distribuzione grazie a tariffe multi-orarie	15	1	15
Risparmi grazie a riparazioni più veloci dei guasti alla fornitura	23	10	33
Risparmi operativi dalla riparazione di guasti	43	18	61
Migliori decisioni informate di investimento	58	0	58
Minori chiamate per notificare interruzioni	11	5	15
<b>Benefici distributori</b>	<b>368</b>	<b>77</b>	<b>445</b>
<b>Totale</b>	<b>4.651</b>	<b>300</b>	<b>4.951</b>

Anche per ciò che riguarda i benefici, il caso italiano sembra ulteriormente svantaggiato. Innanzitutto poiché uno dei maggiori risparmi attesi nel piano inglese riguarda il costo di manutenzione dei contatori gas prepagati: con l'arrivo degli SM tale costo dovrebbe passare dagli attuali 40£, per un contatore tradizionale, ai 24£ previsti per un contatore di tipo smart. Tuttavia si tratta di un risparmio non applicabile all'Italia, dal momento che qui non esistono i contatori prepagati.

Inoltre il beneficio derivante dal livellamento dei prelievi grazie all'introduzione di tariffe multiorarie nel settore del gas appare meno rilevante di quanto ipotizzato in AEEG (2008). Da un lato, infatti, secondo DECC and Ofgem (2011d), l'adozione di tariffe multiorarie innovative – per ridurre picchi di domanda,



risparmiare energia e rimandare investimenti nella rete – è una componente significativa della CBA, pari circa al 6% dei benefici totali. Dall'altro, l'analisi contenuta in DECC and Ofgem (2011a, 2011b) considera solo i benefici delle tariffe multiorarie nel settore elettrico; infatti, dal momento che il gas può essere stoccato, il governo inglese ritiene probabile che l'applicabilità di tariffe con variazioni giornaliere nel settore gas sia molto più limitata e di scarsa rilevanza.

Perciò, se si sottraggono anche questi due benefici, che non sono applicabili alla situazione italiana, il beneficio totale per gli SGM scende dai quasi 5 miliardi di sterline, indicati nella tabella precedente, a circa 4,4 miliardi. Tuttavia, anche omettendo di sottrarre i benefici specifici della situazione italiana, si ottiene un valore presente netto largamente negativo del piano di roll-out per gli SGM, come illustrato nella tabella successiva.

*Tabella 26 Risultati principali della stima dei benefici netti inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030 (in milioni di £)*

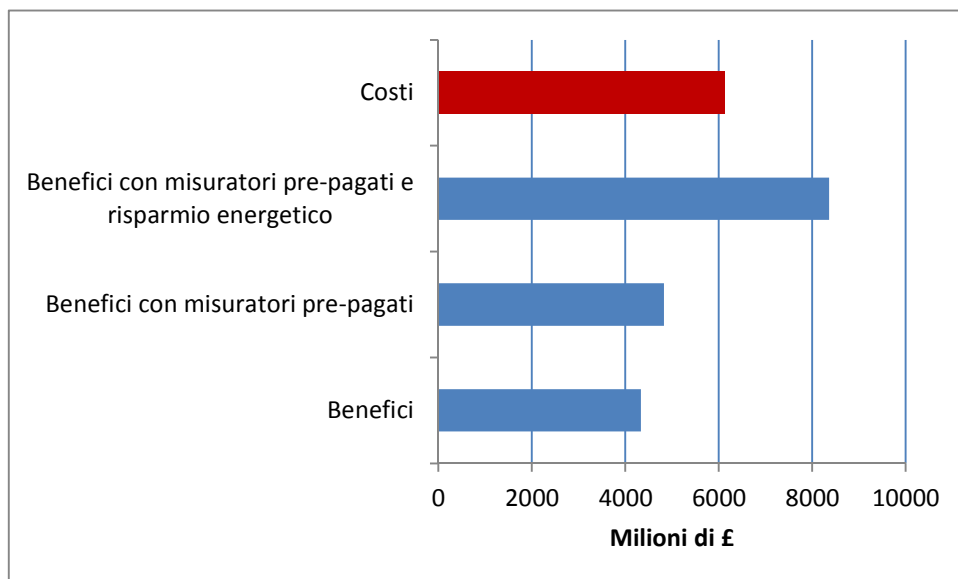
	Settore domestico	Settore non-domestico	Totale
<b>Benefici</b>	<b>4.651</b>	<b>300</b>	<b>4.951</b>
<b>Costi</b>	<b>5.823</b>	<b>315</b>	<b>6.139</b>
<b>Benefici netti</b>	<b>-1.172</b>	<b>-15</b>	<b>-1.188</b>

È evidente che i risultati della tabella non possono essere considerati particolarmente accurati in quanto frutto di alcune importanti semplificazioni (es. dividere al 50% i costi o i benefici che possono essere attribuiti sia agli SM del gas che dell'elettricità), dovute alla mancanza di informazioni più dettagliate. Tuttavia, si osserva la netta divergenza tra questi stessi risultati, per quanto approssimativi, e alcuni

di quelli fondamentali presentati in (AEEG, 2008), quale il beneficio netto sempre largamente positivo nel caso del settore non-domestico. In particolare, allo stato delle informazioni attuali, non è chiaro come l'analisi italiana, pur mantenendo gli stessi costi ma considerando i benefici dei soli distributori, possa ottenere risultati largamente più positivi di quelli raggiunti dall'analisi inglese.

Da ultimo si riprendono i calcoli effettuati in precedenza per illustrare l'impatto economico sui benefici totali del risparmio energetico e del costo evitato di manutenzione dei misuratori pre-pagati. In particolare il grafico sottostante mostra chiaramente come, sulla base dei dati inglesi, solo con l'inclusione del risparmio energetico sia possibile ottenere un beneficio netto largamente positivo.

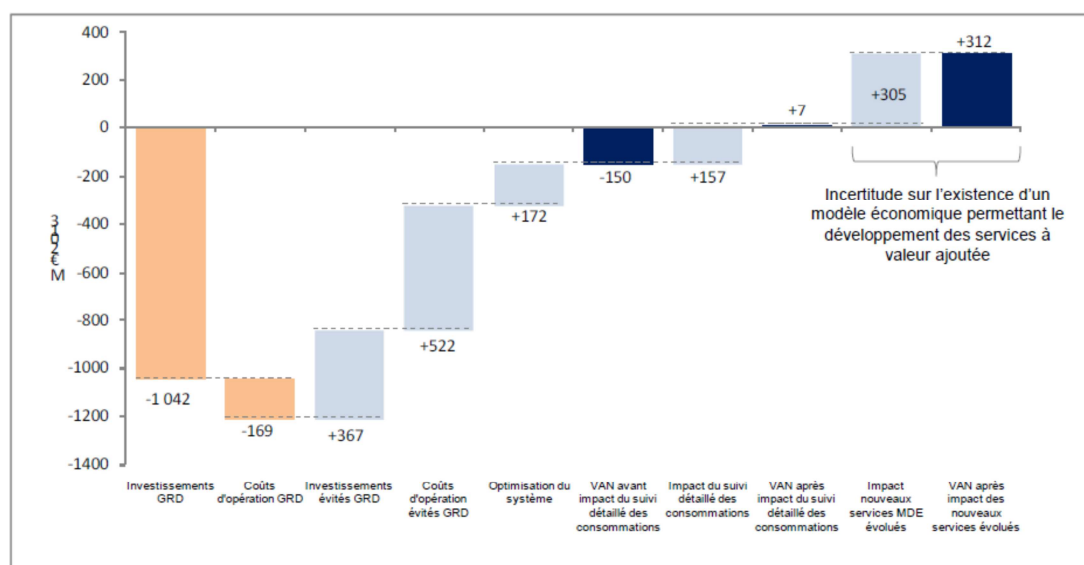
*Figura 10 Risultati principali della stima benefici netti inglesi per gli smart gas meter installati 2011-2030*



## **A2. L'ANALISI COSTI-BENEFICI DEL REGOLATORE FRANCESE NEL 2011**

Anche i risultati dell'analisi dei costi e dei benefici condotta in Francia, relativamente al solo caso gas, ha portato ad un "business case" con esiti certamente positivi, ma decisamente variabili nell'entità (Pöyry and Sopra Consulting, 2011). Infatti, il risultato vicino ai 312 milioni di € (valutato come VAN – Valore Attuale Netto in euro al 2013) si otterrebbe soltanto nel caso in cui fossero implementati i nuovi servizi evoluti, che da soli peserebbero ben 305 milioni di €. Nel caso contrario, invece, ci si fermerebbe ad un valore decisamente più modesto di (soli) 7 milioni di €, come illustrato dalla figure sottostante.

*Figura 11 Risultati dell'analisi costi-benefici francese per gli smart gas meter (in milioni di €)*



Ciò dipende dalla maggiore e più frequente disponibilità di informazioni (quale il monitoraggio dettagliato dei consumi), ottenuta tramite una diffusione capillare degli SGM, che indurrebbe un cambiamento nel comportamento dei consumatori tale

da generare una riduzione del consumo stimata allo 0,2%, corrispondente a un effetto sul VAN della proposta pari a +157 milioni di €. L'ipotesi dello 0,2%, largamente inferiore al 2% ipotizzato nell'analisi della Gran Bretagna, è il risultato di specifiche sperimentazioni condotte da GrDF. Si tratta di un valore cruciale ai fini della riuscita del caso: infatti, senza l'impatto sui clienti finali del monitoraggio del consumo di gas, il VAN sarebbe negativo per 150 milioni di euro, come illustrato qui di seguito.

*Tabella 27 Risultati principali dell'analisi costi-benefici, senza il coinvolgimento dei consumatori (in milioni di €)*

	Costi	Benefici
<b>Investimenti Distributori</b>	1.042	
<b>Costi operativi Distributori</b>	162	
<b>Investimenti evitati dai Distributori</b>		367
<b>Costi operativi evitati dai Distributori</b>		522
<b>Ottimizzazione del sistema</b>		172
<b>VAN prima dell'impatto sui clienti finali del monitoraggio dettagliato dei consumi</b>		<b>-150</b>

Va sottolineato che il risultato positivo di 157 milioni di €, raggiunto grazie agli effetti della maggior consapevolezza dei consumi da parte del cliente finale è stato ottenuto senza l'installazione dell'In-Home-Display (IHD) ma solamente con la possibilità di visualizzare le informazioni su un sito internet istituzionale. Infatti, l'IHD, tuttora oggetto di consultazione e considerato condizione necessaria per la fornitura di servizi evoluti ad elevato valore aggiunto, è stato giudicato troppo costo-

so sia nell'acquisto (50-140 €) che nell'installazione (15-60 €). Si segnala come tali valori, che sono stati ottenuti nell'ambito delle due sperimentazioni, siano ben maggiori di quelli stimati dall'analisi costi-benefici inglese.

Anche per la Francia, come per il caso inglese, le sperimentazioni e l'analisi svolte permettono stime disaggregate dei costi e dei benefici con valori certamente paragonabili benché differenti nei volumi totali: infatti, i gruppi di misura da sostituire in Francia sono soltanto 11 milioni contro i 23 milioni di misuratori previsti dal piano inglese.

*Tabella 28 Stima dei costi per il roll-out nazionale degli smart gas meter (in milioni di €)*

Elementi di costo		Totale
<b>Costi di investimento supplementare per il Distributore</b>		<b>1.042</b>
Fornitura di contatori con modulo radio integrato	377	
Fornitura di contatori con modulo radio esterno	76	
Fornitura di contatori over G6	11	
Fornitura dell'infrastruttura di comunicazione	25	
Fornitura dell'evoluzione del Sistema Informativo (del DSO)	76	
Installazione di contatori con implementazione intensiva	164	
Installazione con implementazione distribuita	83	
Installazione di infrastrutture di comunicazione	50	
Contrattazione relativa ai servizi di hosting	17	
Implementazione progetto Pilota	57	
Adeguamento dell'infrastruttura esistente	107	

<b>Costi operativi aggiuntivi per il Distributore</b>		<b>169</b>
Manutenzione contatore / modulo (batteria)	13	
Funzionamento dell'infrastruttura di comunicazione	39	
Costi telefonici	1	
Costi aggiuntivi di funzionamento del SI del Distributore	37	
Costi addizionali per l'utilizzo di SI per il Distributore	78	

Con l'Italia invece vi è, senz'altro, una maggior vicinanza sia per quanto riguarda i volumi da sostituire che per i soggetti che devono farsi carico dell'investimento; tuttavia, nel caso francese sono facilmente ipotizzabili minori costi di approvvigionamento in ragione di economie di scala e sinergie ottenibili da GrDF. Quest'ultima, infatti, detiene una posizione largamente dominante nel mercato francese, distribuendo gas naturale in 9.200 comuni<sup>22</sup>, coprendo il 95% circa del territorio.

Anche per ciò che riguarda i benefici, il caso francese sembra più vicino a quello italiano rispetto al caso inglese. Basti pensare, per esempio, al peso e all'importanza in termini di risparmi di costo attesi, che, invece, nel piano inglese viene attribuita ai contatori gas prepagati, assenti oltre la Manica. La vicinanza tra Italia e Francia risulta anche dal peso che viene attribuito ai benefici connessi con l'ottimizzazione del sistema. Tuttavia va sottolineato come la Francia stima che si possa ottenere il risparmio maggiore dalle operazioni possibili senza la presenza del cliente.

---

<sup>22</sup> I comuni metanizzati italiani sono poco più di 6.200.

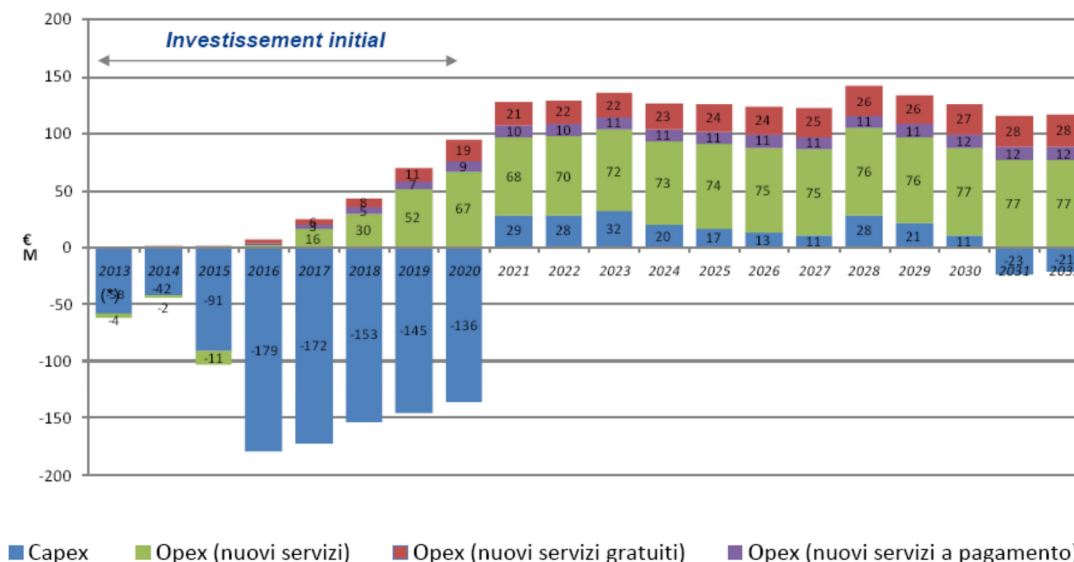
*Tabella 29 Stima dei benefici per il roll-out francese degli smart gas meter (in milioni di €)*

Tipo di beneficio		Totale
<b>Costi di investimento evitati per il Distributore</b>		<b>367</b>
Contatori obsoleti	367	
Rinnovo dei sistemi informativi	0	
<b>I costi operativi evitati per il Distributore</b>		<b>522</b>
Ispezioni cicliche	397	
Sostituzioni e perdite evitate	72	
Ispezioni speciali	20	
Gestione indirizzi	15	
Regolazioni e messe in servizio	18	
<b>Benefici connessi con l'ottimizzazione del sistema</b>		<b>172</b>
Investimenti nel trasporto	0	
Investimenti nello stoccaggio	0	
Costi di bilanciamento	18	
Copertura dei costi del Data center	7	
Copertura dell'evoluzione del SI (Fornitori)	-1	
Differenze e perdite evitate (Fornitore)	3	
Ispezioni speciali (Fornitore)	5	
Crediti di gestione (Fornitore)	9	
Gestione reclami (Consumatori)	2	
Operazioni possibili senza presenza del cliente	97	
Hosting hub dei concentratori	33	

Tra gli elementi di incertezza, infine, resta la questione relativa allo sviluppo di (nuovi) servizi a valore aggiunto che si fonderebbero (e svilupperebbero) sul comportamento (razionale) dei consumatori finali. I test condotti da GrDF sui clienti finali, come parte integrante delle sperimentazioni del 2010 e del 2011, non hanno ancora risolto l'incertezza sull'esistenza di un modello economico che permetta la diffusione di servizi evoluti. Non è quindi ancora confermata l'ipotesi di risparmio energetico, stimato al 1,0%, con un'incidenza riguardante il VAN del progetto + 305 milioni di € e associato con l'attuazione di nuovi servizi relativi all'uso razionale dell'energia. I feedback iniziali ottenuti dai test indicano inoltre che la maggior parte dei consumatori avrebbe una bassa disponibilità a sottoscrivere servizi non gratuiti per un maggior risparmio ed efficienza energetica .

In ogni caso, però, la possibilità di un maggior uso razionale del gas è determinata anche in relazione ai flussi di cassa attesi in vent'anni, come illustrato nella figura sottostante.

**Figura 12** *Proiezione delle deviazioni dei flussi di cassa rispetto allo status quo per il periodo 2013-2032, valori calcolati al netto dell'inflazione (in milioni di €)*



(\*) Lo sviluppo del Sistema Informativo del Distributore è previsto per il 2011- 2013, ma gli investimenti non saranno attivi prima del 2013.



---

Quest'ultima rappresenta una differenza sostanziale rispetto all'Italia, dove, come già detto per il caso inglese, l'analisi dell'AEEG considera esclusivamente i costi dei soggetti responsabili dell'investimento, vale a dire i distributori, e include soltanto i benefici relativi a distributori e venditori, non considerando quelli dei consumatori e del sistema paese (AEEG, 2008). Ciò, inevitabilmente, comporta l'esclusione dell'impatto economico del risparmio energetico nel caso italiano, come sottolineato più volte in vari documenti francesi, compresa la recente consultazione CRE (2011).

---

## Bibliografia

- AECOM, 2011. *Energy Demand Research Project: Final Analysis - Commissioned by Ofgem on behalf of DECC.*
- AEEG, 2008. *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale (deliberazione 22 ottobre 2008, n. ARG/gas 155/08).* Milan.
- AEEG, 2010. *Bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement) - Documento per la consultazione - Mercato di incidenza: gas naturale - 13 dicembre 2010* Milan.
- AEEG, 2011a. *Servizio di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (settlement) Orientamenti Finali - Documento per la consultazione - Mercato di incidenza: gas naturale - 16 giugno 2011.* Milan.
- AEEG, 2011b. *Valutazione di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla deliberazione arg/gas 155/08 - Documento per la consultazione nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 29 marzo 2011, ARG/gas 36/11 - Orientamenti finali - 19 maggio 2011.* Milan.
- Anigas, Assogas, Federestrattiva & Federutility, 2011. *DCO 17/11, Valutazione di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di Distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08 - Osservazioni e proposte ANIGAS, ASSOGAS, FEDERESTRATTIVA e FEDERUTILITY.* Milan.
- Boardman, A.E., Greenberg, D.H., Vining, A.R. & Weimer, D.L., 2006. *Cost-benefit analysis - Concepts and Practice* Upper Saddle River, NJ: Pearson/Prentice Hall.
- CER, 2011. *Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland.* Dublin.
- CRE, 2009. *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 septembre 2009 portant orientations relatives aux systèmes de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel.* In C.D.R.D. L'énergie (ed.) Paris.

- 
- CRE, 2011. Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur le projet de déploiement d'un système de comptage évolué par GrDF - Le 27 mai 2011. *In* C.D.R.D. L'énergie (ed.) Paris.
- Darby, S., 2010. Smart metering: what potential for householder engagement? *Building Research & Information*, 38, 442-457.
- DECC, 2010. Disablement / enablement functionality for smart gas meters. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2010. Smart metering implementation programme - Prospectus. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011a. Impact Assessment: Smart meter rollout for the domestic sector *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011b. Impact Assessment: Smart meter rollout for the small and medium non-domestic sector *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011c. Smart metering implementation programme - Response to Prospectus consultation - Functional Requirements Catalogue - Appendix to Supporting document 3 of 5 - Design requirements. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011d. Smart metering implementation programme - Response to Prospectus consultation - Overview document. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011e. Smart metering implementation programme - Response to Prospectus consultation - Supporting document 2 of 5 - Rollout strategy. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011f. Smart metering implementation programme - Response to Prospectus consultation - Supporting document 3 of 5 - Design requirements. *In* DECC (ed.) London.
- DECC & Ofgem, 2011g. Smart metering implementation programme - Response to Prospectus consultation - Supporting document 4 of 5 - Central Communications and Data Management. *In* DECC (ed.) London.
- DTI, 2007. Meeting the Energy Challenge - A White Paper on Energy. *In* DTI (ed.) London.
- EC, 2004. Directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments.

- EC, 2009a. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC
- EC, 2009b. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC
- EC, 2009c. Mandate M441 for smart meters, issued on 12 March 2009. *In* EC (ed.) Brussels.
- EC, 2011a. Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions - Energy Efficiency Plan 2011. *In* E. Commission (ed.) *COM(2011) 109 final*.
- EC, 2011b. Communication from the Commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions - Smart Grids: from innovation to deployment. *In* E. Commission (ed.) *SEC(2011) 463 final*. Brussels.
- EC, 2011c. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency and amending and subsequently repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.
- Ehrhardt-Martinez, K., Donnelly, K.A. & Laitner, J.A., 2010. *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*. Washington DC.
- EON, 2011. *Smart Metering Concepts and Trends in Germany*. Copenhagen.
- ERGEG, 2011a. *Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*. Brussels.
- ERGEG, 2011b. *Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters* Brussels.
- Faruqui, A., Sergici, S. & Sharif, A., 2010. The impact of informational feedback on energy consumption--A survey of the experimental evidence. *Energy*, 35, 1598-1608.
- KEMA, 2010. *Smart meters in the Netherlands - Revised financial analysis and policy advice - By order of the Ministry of Economic Affairs*. Arnhem (NL).
- Mott Macdonald, 2007. *Appraisal of Costs & Benefits of Smart Meter Roll-Out Options - Final Report*. London.

- 
- NAO, 2011. *Department of Energy and Climate Change - Preparations for the roll-out of smart meters*. London.
- Ofgem, 2011a. *Smart Metering Consumer Protections Package – Statutory Consultation*. London.
- Ofgem, 2011b. *Sustainable Development indicators - Theme 2: Eradicating fuel poverty and protecting vulnerable customers*. London.
- Olmos, L., Ruester, S., Liang, S.-J. & Glachant, J.-M., 2011. Energy efficiency actions related to the rollout of smart meters for small consumers, application to the Austrian system. *Energy*, In Press, Corrected Proof.
- Parlamento Italiano, 2009. Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia. *Legge 23 luglio 2009, n. 99*. Italy: Gazzetta Ufficiale n. 176 del 31 luglio 2009 - Supplemento ordinario n. 136.
- Pike Research, 2010. *Smart Gas Meters - Advanced Metering Infrastructure for the Gas Grid: Growth Drivers, Business Models, Technology Issues, Key Industry Players, and Market Forecasts*. Boulder, CO.
- Pöyry & Sopra Consulting, 2010. *Etude comptage évolué gaz - Rapport de fin de phase 1 - Version v1.0 du 29 juillet 2010*. Paris.
- Pöyry & Sopra Consulting, 2011. *Etude comptage évolué gaz - Rapport final - 25 mai 2011* - Paris.
- PwC, 2010. *Study on a Cost/Benefit Analysis regarding the introduction of Smart Metering throughout Austria*. Vienna.
- RWE, 2010. *Current situation of smart gas meters in Germany*. Dortmund (Germany).
- Vasconcelos, J., 2008. Survey of regulatory and technological developments concerning smart metering in the European Union electricity market.