



# *Riduzione perdite gas post contatore*

Analisi Costi e Benefici



■ Pietro Cerami  
10/04/2024

# Index

1. Generalità.....	3
2. Tipologie di perdita .....	5
3. Misura del flusso minimo e incertezza di misura.....	12
4. Analisi costi e benefici.....	16
4.1    Premesse.....	16
4.2    Costo Sociale delle emissioni di Carbonio (SCC).....	17
4.3    Costi e benefici .....	19
4.4    Scenario di riferimento ed ipotesi.....	22
4.4.1    Ipotesi AI (“As Is”).....	24
4.4.1.1    Ipotesi AI - Flusso di perdita massimo probabile.....	26
4.4.1.2    Ipotesi AI - Capacità dello smart meter di rilevare perdite .....	27
4.4.1.3    Ipotesi AI - Emissioni di metano complessive.....	28
4.4.1.4    Ipotesi AI – Efficacia di risoluzione delle perdite intercettate .....	29
4.4.1.5    Ipotesi AI - Costi sostenuti per AMC .....	30
4.4.1.6    Ipotesi AI - Discriminazione dei falsi positivi.....	32
4.4.1.7    Ipotesi AI - Dimensione della rete di distribuzione .....	33
4.4.1.8    Ipotesi AI - Costo Sociale del Carbonio .....	33
4.4.2    Ipotesi AI-2 per misuratori statici (“As Is_2”).....	35
4.4.3    Ipotesi CB (“COULD BE”).....	39
4.5    Metodo alternativo per la riduzione delle perdite post contatore.....	41
4.6    Confronto tra le ipotesi.....	43
4.7    Adeguamento degli smart meter.....	44
5. Riduzione del Gas non Contabilizzato (GNC) nelle reti di distribuzione .....	47
6. Inferenza statistica .....	48
7. APPENDICE – A.....	51

# 1. Generalità

## **Ridurre le emissioni di metano è una priorità ma anche un'opportunità.**

Con la finalità di prevenire il cambiamento climatico, l'Unione europea ha fissato ambiziosi obiettivi per la riduzione delle proprie emissioni di gas serra. L'UE intende raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e tale obiettivo viene indicato nella legge europea sul clima, insieme all'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di CO2 del 55% entro il 2030

Le fughe di gas metano, oltre a determinare una minaccia per la sicurezza sono rilevanti per l'inquinamento da gas serra. Il metano ha infatti un tempo di permanenza medio nell'atmosfera più breve (da 10 a 12 anni) rispetto all'anidride carbonica (centinaia di anni), ma ha un effetto serra 80 volte più importante dal punto di vista del clima rispetto all'anidride carbonica su un periodo di 20 anni. La quantità di metano nell'atmosfera a livello mondiale è aumentata notevolmente nell'ultimo decennio.

Gli impianti di distribuzione del gas metano che stanno a valle del contatore (post contatore) sono di pertinenza dell'utente e possono essere soggetti a fughe di gas che non sono individuate dai distributori durante le attività di ricerca fughe espletate periodicamente nei tratti di rete di loro pertinenza. Gran parte di queste perdite sono di piccola entità (fuggitive) e sono difficilmente percepite anche dall'utente. Individuare le perdite che avvengono nei propri impianti (post-contatore) potrebbe permettere all'utente di eliminare o ridurre tali perdite con benefici sull'inquinamento, sul clima, sulla sicurezza e sul consumo di metano.

Lo studio oggetto di questo documento nasce dalla esigenza marketing di Pietro Fiorentini di definire la strategia per l'evoluzione tecnologica dei propri prodotti che possa contribuire alla lotta al cambiamento climatico. Lo studio non ha lo scopo di valutare se e quanto convenga investire per la riduzione di queste tipologie di perdite dato che investire per prevenire il cambiamento climatico è essenziale ed inderogabile. Lo studio propone una metodologia per valutare e confrontare differenti possibili soluzioni considerando lo sforzo economico da sostenere e i benefici che ogni soluzione è in grado di offrire e quindi di facilitare l'individuazione della soluzione più efficace e la definizione della priorità degli investimenti.

Individuare le perdite che avvengono negli impianti dell'utente, almeno quelle superiori a un flusso minimo, è tecnicamente possibile e per lo scopo possono essere utilizzate differenti soluzioni. Lo studio ipotizza come soluzione l'impiego degli smart meter che sono installati presso tutti gli utenti gas e utilizzati per contabilizzare i consumi dell'utente.

Il documento esegue l'analisi di costi e benefici (CBA) mirata a valutare l'efficienza degli investimenti (ROI) di differenti soluzioni che ipotizzano l'impiego dello smart meter come elemento per la individuazione e misurazione delle perdite post contatore. Il documento valuta e confronta anche un'ipotesi alternativa, non basata sull'impiego dello smart meter, che ipotizza di effettuare periodicamente la verifica della tenuta degli impianti degli utenti. L'analisi computa il ROI (Return of Investment) come:

$$ROI = \frac{Benefici - Costi}{Costi}$$

essendo “Benefici” e “Costi” i benefici e i costi **complessivi** attribuibili sia al distributore, sia al sociale, sia al venditore in un “*periodo di osservazione*” fissato a 15 anni: benefici e costi sono comunque attualizzati.

L’analisi computa il ROIcs come rapporto della differenza tra il beneficio e il costo unitari per utente relativi alla funzione e la somma del costo unitario e del “Costo standard” dello smart meter come definito da ARERA<sup>1</sup>. Il ROIcs è un indicatore economico dell’utilità della funzione nel contesto dello smart metering.

$$ROI_{cs} = \frac{Beneficio_{unitario} - Costo_{unitario}}{Costo_{standard} + Costo_{unitario}}$$

L’analisi computa il “Costo Ecologico” (Eco\_Cost) ovvero il costo che deve essere sostenuto per ridurre di una tonnellata le emissioni equivalenti di CO<sub>2</sub>; espresso in € /tonCO<sub>2</sub>eq. Lo Eco\_Cost è una misura della efficienza della soluzione ed è un indicatore significativo quando si confrontano soluzioni per la riduzione delle emissioni. Più è basso Eco\_Cost più la soluzione è efficiente.

L’analisi computa le emissioni evitate (%AE) come rapporto percentuale tra le tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub> potenzialmente evitate con la soluzione rispetto a quelle ipotizzate emesse dagli utenti della rete dello scenario di riferimento. L’indicatore “%AE è significativo dell’efficacia della soluzione.

L’analisi prevede la definizione di uno scenario di riferimento in cui sono considerate tutte le variabili con un valore noto<sup>2</sup> o più probabile sulla base di stime o considerazioni che saranno indicate. Le variabili non note e significative per la CBA saranno oggetto di analisi di sensitività nel range di variabilità considerato ammissibile o di interesse.

Rispetto alla edizione del 2003, questa edizione del documento corregge errori di calcolo e valuta i risultati ottenuti con due differenti distribuzioni di probabilità di accadimento delle perdite di gas metano negli impianti post contatore.

*Il presente rapporto ha uno scopo esclusivamente informativo. Pietro Fiorentini non assume alcuna responsabilità per il contenuto della ricerca riportata in questa pubblicazione o per le opinioni o affermazioni di fatto espresse nel rapporto.*

---

<sup>1</sup> Il “Costo standard” è definito da ARERA nella deliberazione 737/2022/R/gas

<sup>2</sup> Per questi valori si citeranno le fonti da cui sono generati

## 2. Tipologie di perdita

Le perdite fuggitive post contatore ovvero le perdite che si verificano nell'impianto dell'utente e a valle del contatore potrebbero essere rilasciate dalle condotte, in corrispondenza delle giunzioni e dei raccordi, per effetto del degrado nel tempo dei materiali componenti l'impianto e dei materiali di tenuta.

L'impianto dell'utente può essere maggiormente assoggettato a perdite fuggitive in quanto:

- non è protetto (ad esempio con protezione catodica);
- non è oggetto di ispezioni periodiche ma soltanto occasionali;
- non è oggetto di manutenzione se non a seguito di malfunzionamenti;
- la rilevazione di una perdita è affidata all'impiego dell'odorizzante e alla reattività all'odore che è soggettiva e comunque dipendente dall'ambiente in cui avviene la perdita (volume, umidità, ecc.); generalmente tale rilevazione avviene con portate di perdita di almeno 10-30 l/h (soglia olfattiva 0,03-0,08 mg/Nmc e concentrazione odorizzante 10 mg/Nmc).

Teoricamente, tutti gli impianti sono soggetti a perdite: il collegamento agli apparati utilizzatori del gas, la necessità di realizzare giunti e curve, fori nelle condotte dovuti alla corrosione, perfino la trasudazione del gas attraverso il materiale delle tubazioni sono tutte cause di emissioni fuggitive di gas naturale. Ovviamente l'entità (ovvero il flusso) di queste perdite è dipendente dalla causa ma può arrivare a valori anche molto elevati<sup>3</sup>. Le perdite di gas sono un fenomeno dinamico: un impianto che non ha perdite oggi può essere soggetto a perdita domani; una perdita poco significativa col tempo può trasformarsi in una perdita importante ma difficilmente una perdita di gas si interrompe spontaneamente. Un impianto riparato perché fuggente, nel tempo può ritornare a perdere e quindi la verifica periodica degli impianti è necessaria tanto meglio se il controllo è espletato in continuo.

*Qual è il flusso medio delle perdite post contatore in Italia?*

Non risultano disponibili statiche ufficiali sul valore del flusso medio delle perdite post contatore, ma si è tentato di dare una risposta a questa domanda anche ragionando sulle perdite evidenziate occasionalmente negli impianti domestici. Alcuni distributori hanno eseguito verifiche in occasione della riattivazione di impianti a seguito di chiusura per motivi tecnici o per morosità, verifiche effettuate in conformità a quanto prescritto dalla norma **UNI 11137**<sup>4</sup>. Allo scopo è utile ricordare che la norma UNI 11137 prescrive che un impianto che presenta un valore di perdita maggiore di 1 dmc/h, ma non maggiore di 5 dmc/h, sia considerato con "tenuta idonea al funzionamento temporaneo" e può continuare a funzionare per il tempo necessario, ma non superiore a 30 giorni, per effettuare gli interventi per il ripristino della tenuta. Un impianto che invece presenta un valore di perdita superiore a 5 dmc/h non può continuare a funzionare e deve essere posto fuori servizio. Secondo le informazioni fornite da alcuni distributori, oltre il 5% (5%-15%) degli impianti assoggettati a tali verifiche risultavano con tenuta idonea al funzionamento temporaneo (perdite superiori a 1 dmc/h ma non superiori a 5 dmc/h) o addirittura con tenuta non idonea al funzionamento (perdite superiori a 5 dmc/h).

<sup>3</sup> In un utente domestico il distacco di una tubazione può generare perdite anche maggiori di 10 mc/h

<sup>4</sup> Norma UNI 11137:2019: "Impianti a gas per uso civile - Criteri per la verifica e il ripristino della tenuta di impianti interni - Prescrizioni generali e requisiti per i gas della II e III famiglia "

La stima delle emissioni fuggitive di gas naturale complessive post contatore è eseguita con il fattore di emissione 36 kg CH<sub>4</sub>/TJ di energia distribuita nelle abitazioni, come riportato nell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra (ISPRA, Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2021 National Inventory. Report 2023 - Rapporti 383/2023, pag. 131). Nel 2021 le perdite di gas naturale stimate nelle abitazioni sono state 42,4 Mmc su 20.560 Mmc di gas naturale distribuito nel settore residenziale (~0.13% del gas complessivamente distribuito e ~0.20% del gas distribuito nel settore residenziale), corrispondenti<sup>5</sup> a **25,6 kt CH<sub>4</sub>** ovvero circa **716,8 kt CO<sub>2</sub>eq** utilizzando **28** come fattore di equivalenza tra una tonnellata di metano e una tonnellata di CO<sub>2</sub>, come richiesto da UNFCCC dalla

Tabella 20 submission 2023. Le perdite di gas naturale lungo tutto il segmento della distribuzione nel 2021 sono state 148 Mmc su 34.213 Mmc di gas distribuito.

Il numero di utenti complessivamente serviti dalle reti di distribuzioni<sup>6</sup> in Italia ammonta a **24,1 Milioni**, di cui gli utenti con misuratori di calibro fino a G6 incluso (Q<sub>max</sub> = 10 mc/h) che sono oggetto del presente studio ammontano a **23,6 Milioni**: di questi 19,1 Milioni, al 2022, erano già provvisti di smart meter. Poiché le perdite complessive dopo il contatore dipendono soprattutto dal numero di utenti serviti, la quantità di gas naturale riferibile a perdite dopo i contatori di impianti con misuratori di calibro inferiore o uguale a G6 possono essere stimate a circa **41,5 Mmc**. Queste perdite corrispondono a circa **702 KtCO<sub>2</sub>eq** l'anno e ad una perdita media per utente - μ - di circa **0,20 dmc/h**. Il fattore di emissione<sup>7</sup> con le stime ISPRA risulterebbe 1,06 Kg di metano emesso ogni anno per utente.

IPCC<sup>8</sup> stima il fattore di emissione correlando le emissioni al numero di apparati degli utenti che utilizzano il gas, pari a 3,2 Kg di metano per apparato. Applicando lo stesso criterio in Italia, considerando che in Italia il totale di apparati degli utenti domestici di interesse per l'analisi è di circa 47 milioni (

Tabella 20) le perdite complessive di metano dovrebbero essere circa 150Kt.

EPA nel proprio Inventario<sup>9</sup> del 2021 riprende le stime della IPCC del 2019 e sulla base di alcuni studi e di alcuni test in campo (100 utenti a Boston, 64 in California) considera come più accreditato per gli utenti domestici e commerciali il fattore di emissione 2,54 Kg (CH<sub>4</sub>) per utente considerando incluse le emissioni di metano incombusto (stimate a circa 0,43 Kg(CH<sub>4</sub>)/utente).

Secondo il Climate Change National Inventory Report, Germany – 2023, che riporta I risultati di uno studio ancora inedito del GWI<sup>10</sup>, le emissioni fuggitive pertinenti<sup>11</sup> ammontano a oltre 41 Kton di metano all'anno, di cui, secondo lo studio, oltre 39 Kton sono fuggitive da processi start-stop.

<sup>5</sup> Considerando mediamente 93% di metano nel gas naturale e densità 0,65 a 15°C e 1,01325 bar

<sup>6</sup> Fonte ARERA – Relazione Annuale 2022

<sup>7</sup> Con 93% di metano nel gas naturale e densità di 0.65

<sup>8</sup> 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol 2, Chapter 4, Section 4.2

<sup>9</sup> Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2020: Updates Under Consideration for Post-Meter Emissions; IPCC considera un fattore di emissione per le utenze domestiche e commerciali di 3,2E-3 tonnellate di metano per apparato.

<sup>10</sup> SGWI è un istituto di ricerca e servizi per il settore tedesco del gas; lo studio è stato commissionato dall'Associazione tecnica e scientifica tedesca per il gas e l'acqua (DVGW) (Brandes, 2022)

<sup>11</sup> 13 Milioni di utenti residenziali e commerciali

La differenza di queste stime giustifica uno studio di settore che approfondisca ulteriormente il tema e attraverso misurazioni dirette pervenga a stime più realistiche sulla quantità di gas emesso dagli impianti post contatore e sui fattori di emissione. In attesa di tali stime per lo scopo dell'analisi oggetto di questo documento ci si riferisce al valore medio per utente che deriva dalle stime, più conservative, indicate da ISPRA.

Per determinare la distribuzione di probabilità delle perdite a valle del contatore, oltre al valore medio è necessario definire la deviazione standard  $-\sigma$  - della distribuzione delle perdite. A tale proposito bisogna considerare che le perdite fuggitive dovrebbero avere un flusso ( $q_{\text{leak\_max}}$ ) non superiore a 9-12 dmc/h. Perdite di entità superiori, infatti, essendo per lo più all'interno della soglia olfattiva, sarebbero generalmente rilevate dall'utente e quindi non persistenti in quanto risolte dal distributore con attività di pronto intervento.

Se si considera un flusso  $q_{\text{leak\_max}}$  prudenzialmente contenuto in 10 dmc/h ed ipotizziamo che oltre il 99% dei flussi che si vogliono intercettare siano contenuti entro  $q_{\text{leak\_max}}$ , risulta che  $\sigma = 2,2 \text{ dmc/h}$ .<sup>12</sup>

Prendendo ispirazione dalla bozza di "Regolamento Europeo per la riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia"<sup>13</sup> potrebbero essere considerate tre soglie minime di rilevamento delle perdite rispettivamente di 1,5 – 7,5 – 25,3 dmc/h a cui dovrebbero corrispondere differenti livelli di attenzione. Nell'analisi si prendono in considerazione le soglie 1 dmc/h e 5 dmc/h che rappresentano i limiti di accettabilità definiti dalla norma UNI 11137.

Per la funzione di probabilità sono state valutate due distribuzioni: la distribuzione lognormale e la distribuzione di Gumbel. La distribuzione lognormale è la distribuzione di probabilità di una variabile aleatoria il cui logaritmo segue una distribuzione normale. La distribuzione di Gumbel è una distribuzione di probabilità continua a due parametri  $\Theta_1$  e  $\Theta_2$  (funzioni di  $\mu$  e  $\sigma$ ), utilizzata per descrivere i valori estremi quali massimi o minimi<sup>14</sup> di serie stocastiche continue. Più è grande  $-\sigma$  e più le due distribuzioni tendono alla distribuzione normale (

---

<sup>12</sup> Il coefficiente di variazione  $Cv = \sigma / \mu = 10,9$  indica che la media è poco rappresentativa della serie

<sup>13</sup> Alla data di redazione del presente documento il Regolamento non prevede l'applicabilità ai contatori

<sup>14</sup> Le perdite post contatore sono da ricercare tra i flussi minimi persistenti

Figura 1). Le funzioni di distribuzione di Gumbel e Lognormale rispetto alla normale sono asimmetriche (media e mediana non coincidono) e tendono ad esaltare le perdite di minore entità; inoltre forniscono valori più realistici rispetto a quella Normale e sono state utilizzate per l'analisi costi-benefici. Lo scenario di riferimento adotta la distribuzione di probabilità di tipo Gumbel , a nostro parere più cautelativa rispetto a quella lognormale<sup>15</sup>; tuttavia nel range di perdite considerato le due distribuzioni tendono a risultati confrontabili per quanto attiene la probabilità di perdita (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

---

<sup>15</sup> Se ad esempio si considera il contributo medio annuo di gas perduto degli utenti che hanno un flusso di perdita inferiore a 1dmc/h la distribuzione di Gumbel fornisce 220 dmc/y minore di quella fornita dalla distribuzione lognormale di 860 dmc/y



Figura 1 Confronto tra Distribuzione di Gumbel Lognormale e distribuzione Normale

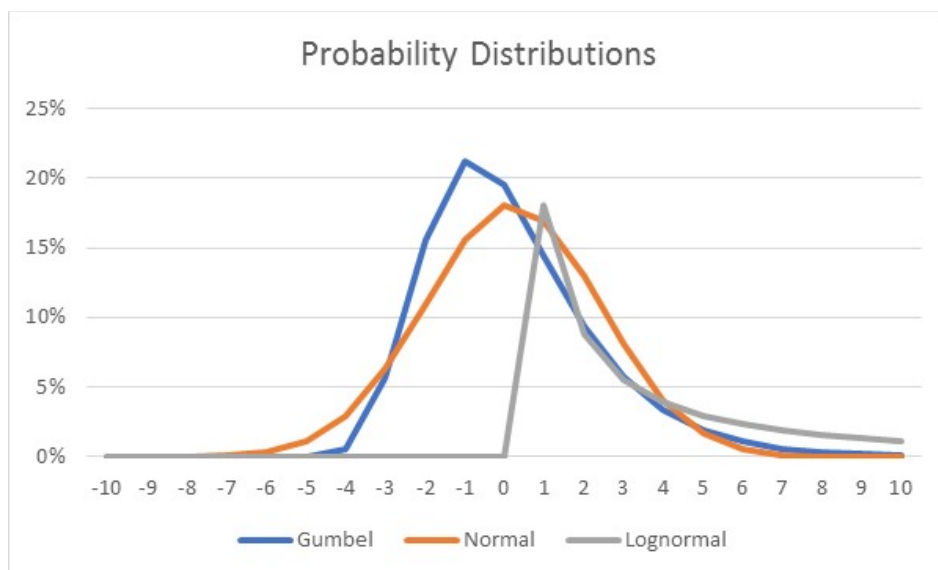
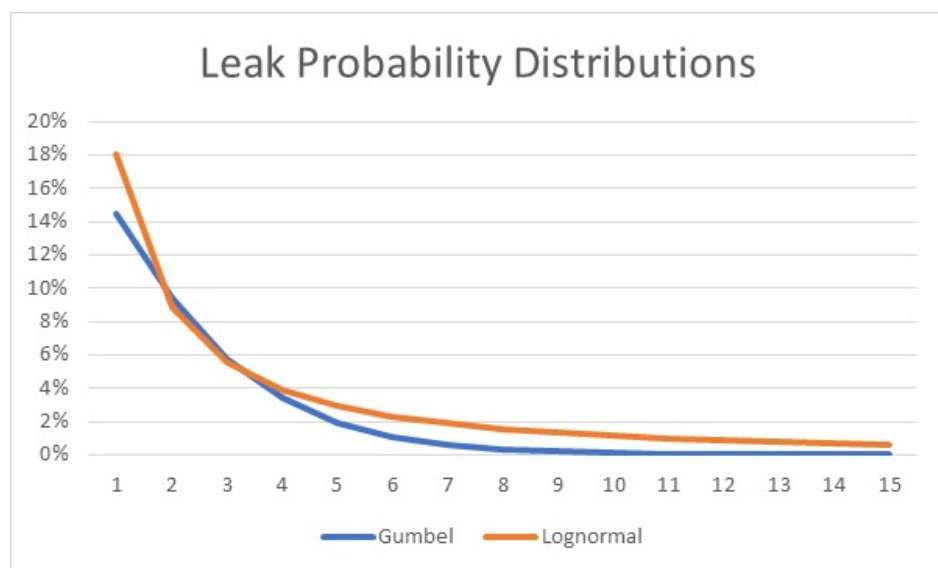


Figura 2- Distribuzione di probabilità di perdita Gumbel e Lognormale



La Tabella 1 riassume i risultati delle elaborazioni considerando differenti flussi di perdita con le due differenti funzioni di probabilità.

Dalle elaborazioni emergono le seguenti considerazioni:

	Gumbel	Lognormal
<b>Users without leakage (&lt;0,02 dmc/h)</b>	54%	52%
<b>Users with leakage &lt; 1dmc/h</b>	70%	97%
<b>Users with leakage &gt; 3dmc/h</b>	10%	1%
<b>User with leakage &gt; 5dmc/h</b>	3%	0,5%

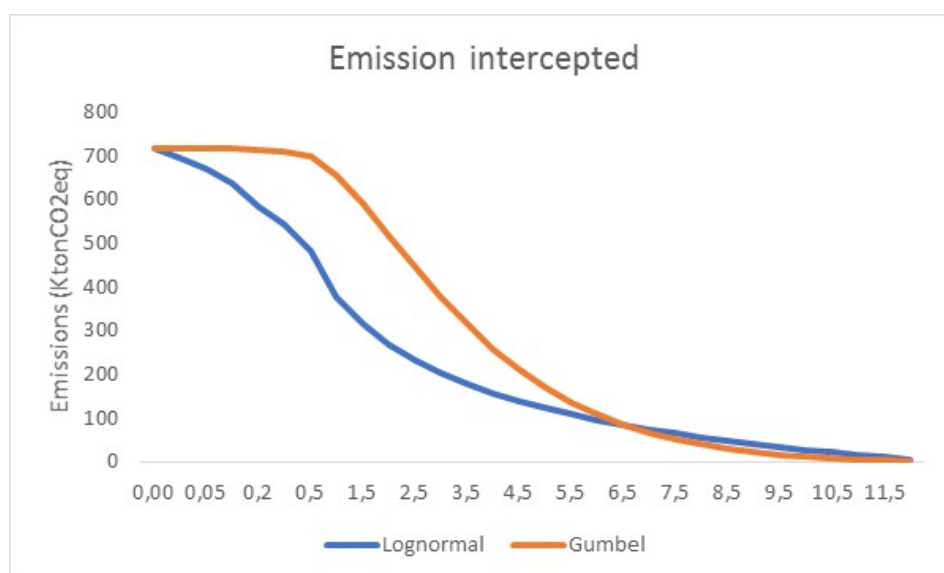
Più della metà degli impianti sono praticamente esenti da perdite e più del 70-96% avrebbero una “tenuta idonea al funzionamento”.

Entrambe le distribuzioni evidenziano come pochi utenti contribuiscono ad un numero elevato di perdite. Ad esempio, secondo la Tabella 1, con la distribuzione di Gumbel il 30% degli utenti con perdite superiori a 1 dmc / h sarebbero responsabili di oltre il 90% delle perdite mentre un po' più del 3% di utenti che hanno perdite superiori a 5 dmc/h contribuirebbero per quasi il 24% delle perdite totali. Secondo la distribuzione lognormale sarebbero un po' più 3% gli utenti con perdita superiore a 1 dmc/h ma contribuiscono a quasi il 53% delle perdite complessive.

Secondo le due ipotesi di distribuzione della probabilità di perdita, se gli smart meter di tutti gli utenti considerati avessero la possibilità di misurare flussi superiori o uguale a 1 dmc/h, si potrebbero intercettare<sup>16</sup> 22-39 Mmc di gas che, essendo sicuramente attribuibili a perdite fuggitive, corrisponderebbero a 377-654 ktCO<sub>2</sub>eq di emissioni. In

Figura 3 è mostrata la relazione tra flusso di perdita minimo e quantità di emissioni correlate secondo le due differenti distribuzioni con  $\sigma = 2,2$  dmc/h.

Figura 3 – Emissioni intercettate in relazione al flusso di perdita minimo misurabile



<sup>16</sup> Rispettivamente secondo la distribuzione Lognormale o di Gumbel

Tabella 1– Risultati elaborazioni

Gumbel Distribution						Lognormal Distribution					
leak (dmc/h)	F(x) p(x)	1-F(x) [Users <] [Users >]	%Tot Leakage <	%Tot Leakage >		leak (dmc/h)	F(x) p(x)	1-F(x) [Users <] [Users >]	%Tot Leakage <	%Tot Leakage >	
0,00	19,6%	53,2%	46,8%	0,00%	100,00%	0,00	10787,0%	0,9%	99,1%	0,00%	100,0%
0,02	19,5%	53,6%	46,4%	0,00%	100,00%	0,02	910,0%	51,7%	48,3%	3,11%	96,9%
0,05	19,4%	54,2%	45,8%	0,03%	99,97%	0,05	327,7%	67,7%	32,3%	6,53%	93,5%
0,1	19,1%	55,1%	44,9%	0,10%	99,90%	0,10	134,7%	78,1%	21,9%	11,27%	88,7%
0,2	18,7%	57,0%	43,0%	0,41%	99,59%	0,20	50,1%	86,3%	13,7%	18,71%	81,3%
0,3	18,2%	58,9%	41,1%	0,90%	99,10%	0,30	26,8%	89,9%	10,1%	24,27%	75,7%
0,5	17,2%	62,4%	37,6%	2,42%	97,58%	0,50	11,6%	93,5%	6,5%	32,85%	67,2%
1	14,4%	70,3%	29,7%	8,78%	91,22%	1,00	3,4%	96,6%	3,4%	47,24%	52,8%
1,2	13,4%	73,1%	26,9%	12,06%	87,94%	1,20	2,4%	97,2%	2,8%	51,12%	48,9%
2	9,4%	82,1%	17,9%	27,62%	72,38%	2,00	0,9%	98,4%	1,6%	62,78%	37,2%
2,5	7,4%	86,3%	13,7%	37,73%	62,27%	2,50	0,6%	98,8%	1,2%	67,79%	32,2%
3	5,7%	89,6%	10,4%	47,38%	52,62%	3,00	0,4%	99,0%	1,0%	71,85%	28,2%
3,5	4,4%	92,1%	7,9%	56,18%	43,82%	3,50	0,3%	99,2%	0,8%	75,24%	24,8%
4	3,4%	94,1%	5,9%	63,95%	36,05%	4,00	0,2%	99,3%	0,7%	78,13%	21,9%
4,5	2,6%	95,5%	4,5%	70,65%	29,35%	4,50	0,2%	99,4%	0,6%	80,65%	19,4%
5	1,9%	96,6%	3,4%	76,32%	23,68%	5,00	0,1%	99,5%	0,5%	82,86%	17,1%
5,5	1,5%	97,5%	2,5%	81,05%	18,95%	5,50	0,1%	99,5%	0,5%	84,82%	15,2%
6	1,1%	98,1%	1,9%	84,95%	15,05%	6,00	0,1%	99,6%	0,4%	86,59%	13,4%
6,5	0,8%	98,6%	1,4%	88,14%	11,86%	6,50	0,1%	99,6%	0,4%	88,18%	11,8%
7	0,6%	98,9%	1,1%	90,72%	9,28%	7,00	0,1%	99,7%	0,3%	89,63%	10,4%
7,5	0,5%	99,2%	0,8%	92,80%	7,20%	7,50	0,1%	99,7%	0,3%	90,95%	9,0%
8	0,3%	99,4%	0,6%	94,46%	5,54%	8,00	0,0%	99,7%	0,3%	92,17%	7,8%
8,5	0,3%	99,6%	0,4%	95,79%	4,21%	8,50	0,0%	99,7%	0,3%	93,30%	6,7%
9	0,2%	99,7%	0,3%	96,84%	3,16%	9,00	0,0%	99,8%	0,2%	94,34%	5,7%
9,5	0,1%	99,8%	0,2%	97,67%	2,33%	9,50	0,0%	99,8%	0,2%	95,32%	4,7%
10	0,1%	99,8%	0,2%	98,33%	1,67%	10,00	0,0%	99,8%	0,2%	96,22%	3,8%
10,5	0,1%	99,9%	0,1%	98,84%	1,16%	10,50	0,0%	99,8%	0,2%	97,07%	2,9%
11	0,1%	99,9%	0,1%	99,25%	0,75%	11,00	0,0%	99,8%	0,2%	97,87%	2,1%
11,5	0,0%	99,9%	0,1%	99,56%	0,44%	11,50	0,0%	99,8%	0,2%	98,62%	1,4%
12	0,0%	99,9%	0,1%	99,81%	0,19%	12,00	0,0%	99,8%	0,2%	99,33%	0,7%

### 3. Misura del flusso minimo e incertezza di misura

La portata di avviamento ( $Q_{start}$ ) di un misuratore riveste elevata significatività per la quantificazione dei benefici nella ricerca delle perdite post contatore. Le norme di riferimento per alcune tecnologie di misura definiscono il valore massimo della  $Q_{start}$  (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). In effetti le tecnologie di misura attualmente utilizzate per la maggior parte degli utenti domestici ( $Q_{max} = 6 \text{ mc/h}$ ) permettono di rilevare flussi con portata inferiore alla  $Q_{start}$  metrologica definita dalle norme (Tabella 2).

Per i contatori con elemento di misura meccanico la  $Q_{start}$  è definita dalla soluzione adottata dai diversi costruttori, non può essere modificata ma, ad esempio per i contatori di Pietro Fiorentini SpA, la reale portata di avviamento ( $Q'_{start}$ ), ovvero la portata a cui il contatore comincia a misurare, può attestarsi attorno a  $3 \text{ dmc/h}$ , più bassa della  $Q_{start}$  metrologica. L'incertezza di misura, la risoluzione e la ripetibilità a  $Q'_{start}$  non sono generalmente caratterizzate dai costruttori. Nei contatori con tecnologia di misura meccanica, a prescindere dall'errore di misura, il gas contabilizzato con portata  $Q'_{start}$  è comunque contabilizzato e quindi corrisposto dall'utente. Nei contatori con elemento di misura meccanico il valore di  $Q'_{start}$  non influisce significativamente sul consumo della batteria dello smart meter.

Nei contatori con tecnologia di misura statica (ultrasonica e massica) la  $Q_{start}$  è definita mediante il firmware e la  $Q'_{start}$  dipende dalla soluzione progettuale adottata: sia  $Q_{start}$  che  $Q'_{start}$  sono un compromesso tra la necessità di non contare in assenza di flusso e di ridurre il dispendio di energia della batteria da cui il modulo di misura è energeticamente sostenuto. Per alcune soluzioni, come ad esempio quelle di Pietro Fiorentini, è possibile ridurre la  $Q'_{start}$  fino a  $5 \text{ dmc/h}$  senza significative compromissioni. Test effettuati da Pietro Fiorentini con i propri contatori con tecnologia di misura ultrasonica hanno evidenziato la capacità della tecnologia di individuare flussi di gas superiori a  $1-1,2 \text{ dmc/h}$  anche se, per ragioni energetiche, questa capacità non può essere mantenuta costantemente nel tempo.

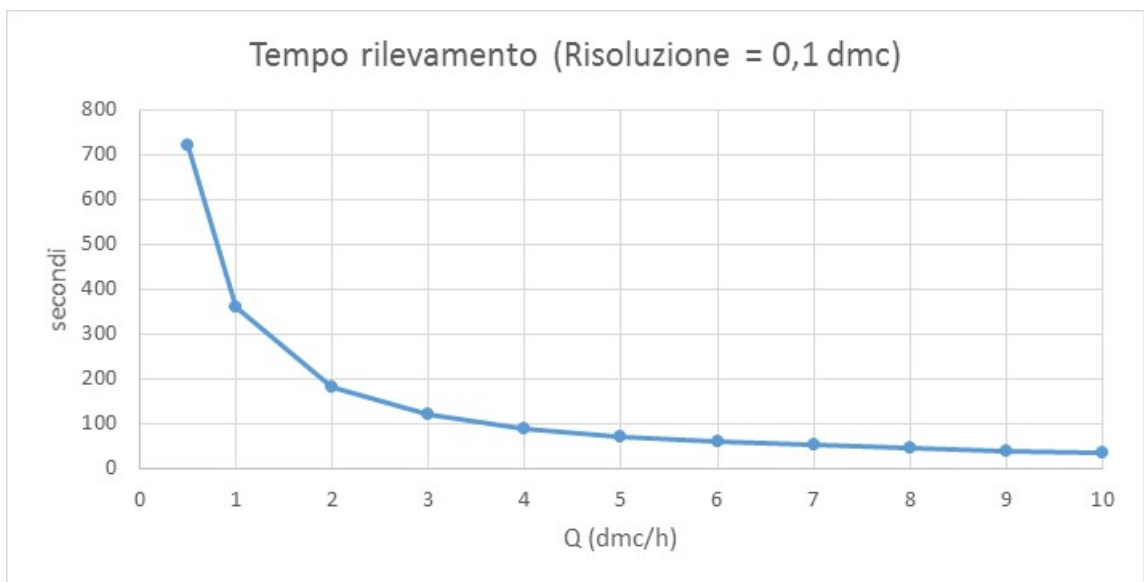
L'errore con cui il misuratore deve essere in grado di misurare flussi di gas che sono inferiori alla sua portata minima non è definito per tutte le tecnologie di misura. L'incertezza e la ripetibilità della misura per portate comprese tra  $Q'_{start}$  e  $Q_{start}$  non è generalmente dichiarata dal fabbricante. Si può ipotizzare che per tutte le tecnologie di misura, compresa quella meccanica, l'errore di misurazione si mantenga costante tra  $Q'_{start}$  e  $Q_{min}$  e pari all'errore dichiarato per  $Q_{start}$  (

Tabella 2 – Portata di avviamento per le differenti tecnologie di misura

Tecnologia di misura	Norme di riferimento	Max Qstart (dmc/h)	Errore alla Qstart
Misura meccanica (diaframma)	EN 1359	3 @Qmax =2,5 mc/h 5 @Qmax =4 mc/h 5 @Qmax =6 mc/h 8 @ Qmax=10 mc/h	Non definito
Misura statica (ultrasonico)	EN14236	0,25 * Qmin	- 50% + 10,5%
Misura statica (massico)	EN17526	4 @Qmax =2,5 mc/h 6,25 @Qmax =4 mc/h 10 @Qmax =6 mc/h 15 @ Qmax=10 mc/h	- 50% + 10,5%

La misura del flusso nei contatori volumetrici (membrana, pistoni rotanti) è ottenuta per integrazione dei volumi misurati. Il periodo di integrazione (Ti), per evitare falsi negativi, deve essere il più piccolo possibile nel rispetto della formula [F1] che relaziona il flusso minimo di perdita che si vuole individuare e la risoluzione del misuratore. Ad esempio, con la risoluzione del misuratore non superiore a 0,1 dmc, è sufficiente un tempo di integrazione di 6 minuti per riuscire a misurare flussi di perdita con portate superiori a 1 dmc/h; mentre per sistemi di misura con risoluzione di 10 dmc/h, per individuare una perdita di 3 dmc/h sarebbero necessari 200 minuti e durante questo tempo per evitare falsi negativi l'utente non dovrebbe consumare gas.

$$Ti(\text{minuti}) = \frac{\text{Risoluzione (dmc)} \times 60}{q_{\text{leak}}(\text{dmc/h})} \quad [F1]$$



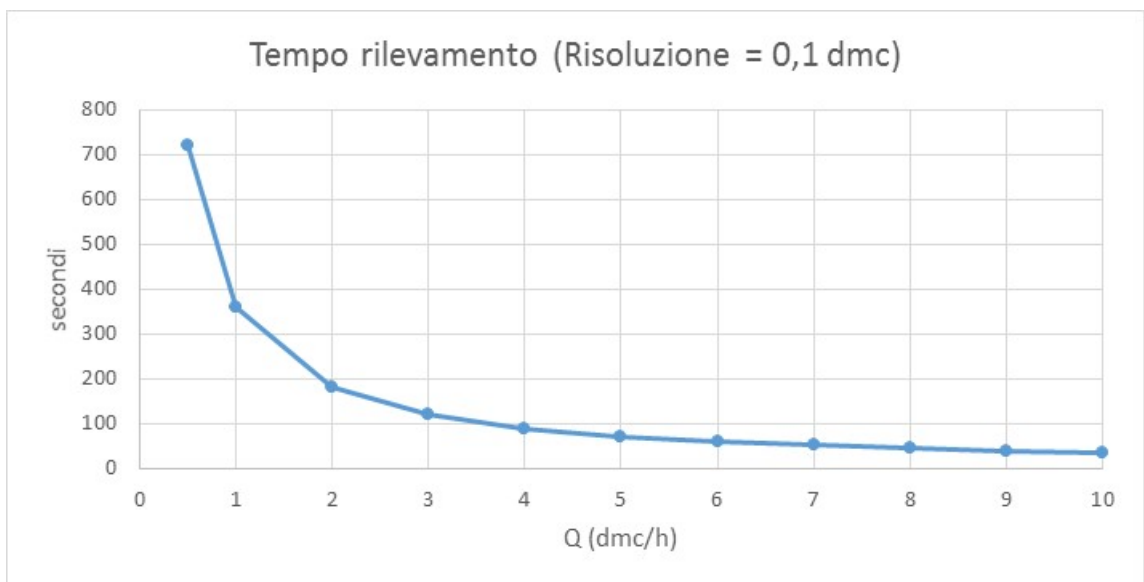
). Generalmente i misuratori, a basse portate, tendono a misurare sottostimando il flusso (errore negativo). L'errore negativo non è determinante per l'analisi costi benefici in quanto tende a sottostimare l'entità della perdita ma tuttavia può contribuire a determinare falsi negativi. Al contrario l'errore positivo, sebbene più improbabile, contribuisce a sovrastimare l'entità della perdita e può determinare falsi positivi.

Tabella 2 – Portata di avviamento per le differenti tecnologie di misura

Tecnologia di misura	Norme di riferimento	Max Qstart (dmc/h)	Errore alla Qstart
Misura meccanica (diaframma)	EN 1359	3 @Qmax =2,5 mc/h 5 @Qmax =4 mc/h 5 @Qmax =6 mc/h 8 @ Qmax=10 mc/h	Non definito
Misura statica (ultrasonico)	EN14236	0,25 * Qmin	- 50% + 10,5%
Misura statica (massico)	EN17526	4 @Qmax =2,5 mc/h 6,25 @Qmax =4 mc/h 10 @Qmax =6 mc/h 15 @ Qmax=10 mc/h	- 50% + 10,5%

La misura del flusso nei contatori volumetrici (membrana, pistoni rotanti) è ottenuta per integrazione dei volumi misurati. Il periodo di integrazione (Ti), per evitare falsi negativi, deve essere il più piccolo possibile nel rispetto della formula [F1] che relaziona il flusso minimo di perdita che si vuole individuare e la risoluzione<sup>17</sup> del misuratore. Ad esempio, con la risoluzione del misuratore non superiore a 0,1 dmc, è sufficiente un tempo di integrazione di 6 minuti per riuscire a misurare flussi di perdita con portate superiori a 1 dmc/h; mentre per sistemi di misura con risoluzione di 10 dmc/h, per individuare una perdita di 3 dmc/h sarebbero necessari 200 minuti e durante questo tempo per evitare falsi negativi l'utente non dovrebbe consumare gas.

$$Ti(\text{minuti}) = \frac{\text{Risoluzione (dmc)} \times 60}{q_{\text{leak}}(\text{dmc/h})} \quad [F1]$$



<sup>17</sup> La risoluzione è il minimo volume che il misuratore è in grado di apprezzare

## 4. Analisi costi e benefici

### 4.1 Premesse

La quantità di emissioni equivalenti di CO<sub>2</sub> relative ad una emissione fuggitiva di portata  $q_{leak}$  è data da:

$$E_{eq} = K \times q_{leak} \times t_p \quad [F 2]$$

Essendo  $K$  il fattore che tiene conto della percentuale di metano presente nel gas naturale, della densità alle condizioni termodinamiche di riferimento e l'equivalenza tra una tonnellata di metano ed una tonnellata di CO<sub>2</sub> che in questo contesto, come anticipato, viene cautelativamente stimato pari a 28<sup>18</sup> mentre " $t_p$ " è il tempo di persistenza della perdita. Ovviamente se si riduce " $t_p$ " si riduce proporzionalmente  $E_{eq}$ .

Il caso analizzato prevede che sia disponibile un sistema in grado di riconoscere, contabilizzare ed allertare il distributore e l'utente di una perdita che avviene negli impianti a valle del contatore, in modo che si possa intervenire nel più breve tempo possibile ad eliminarla.

Per riconoscere e contabilizzare questo tipo di perdita la soluzione proposta da Pietro Fiorentini impiega gli smart meter. Per questo scopo gli smart meter devono essere equipaggiati con firmware in grado di rilevare e misurare un eventuale "flusso di fondo" ovvero un flusso che si mantiene durante il giorno: un flusso diverso da zero (o superiore ad una soglia), in condizioni di normale consumo e nella maggior parte dei casi, non dovrebbe persistere per un'intera giornata. Tuttavia, esistono dei casi di consumi anomali che potrebbero essere falsamente interpretati dal sistema come perdite ("falsi positivi") o condizioni di perdita che non vengono rilevate ("falsi negativi")<sup>19</sup>. L'analisi costi -benefici prende in considerazione percentuali sia di falsi positivi che di falsi negativi; la quantità di falsi positivi e/o negativi, se non sono limitate hanno un impatto negativo sulla redditività.

Allo scopo di limitare i falsi positivi e negativi, il caso d'uso a fondamento dell'analisi costi e benefici prevede l'impiego di un applicativo software (AMC) che realizza la funzione di centro di analisi dei dati generati dallo smart meter, che devono essere inviati allo AMC dal sistema centrale di acquisizione dati (SAC) attualmente presente<sup>20</sup>. Spetta al misuratore il compito di rilevare e misurare flussi anomali e ad AMC di riconoscere se tali flussi sono perdite o rappresentano un "falso positivo", anche utilizzando "analitici" che tengono conto delle condizioni storiche di consumo di ogni impianto oppure suggerire, quando possibile, le opportune riconfigurazioni dello smart meter per limitare l'accadimento di "falsi negativi". La complessità (e quindi il costo) di AMC dipende dalla efficienza che si vuole sostenere con la soluzione.

Poiché il risparmio di emissioni dovute alle perdite si ottiene inoltre con la riduzione del tempo - $t_p$ - di persistenza della perdita, è necessario che AMC riconosca la condizione di perdita nel più breve tempo possibile. Per meglio giustificare l'investimento per lo sviluppo

<sup>18</sup> Ai fini delle emissioni di gas serra 1ton CH<sub>4</sub> sono equivalenti a 28 ton CO<sub>2</sub>, in un periodo di 100 anni

<sup>19</sup> Un "falso positivo" è ad esempio determinato da una condizione di consumo costante dovuta al sistema di riscaldamento che non riesce a portare la temperatura dell'ambiente al valore impostato; un "falso negativo" è generalmente connesso ad un valore elevato di  $Q_{start}$  e/o un elevato periodo di integrazione per il calcolo della portata.

<sup>20</sup> Il SAC è il centro preposto ad acquisire i dati dagli smart meter

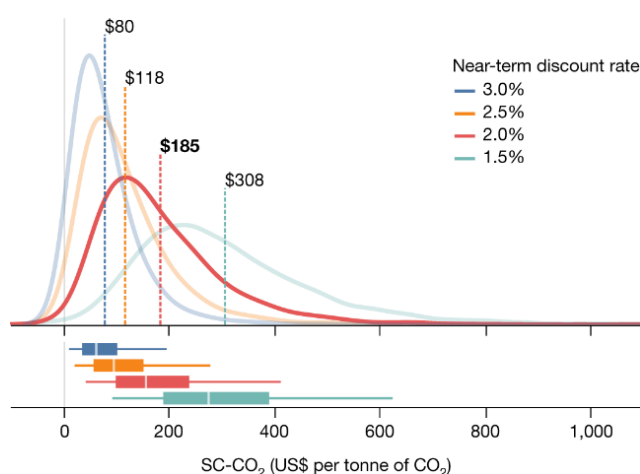


e gestione dello AMC, questo potrebbe essere preposto a gestire altri eventi che sono generate dai misuratori oppure elaborate a partire dai dati ricevuti da quest'ultimi<sup>21</sup>.

## 4.2 Costo Sociale delle emissioni di Carbonio (SCC)

Il costo sociale del carbonio (SCC) corrisponde al valore economico dei danni prodotti dagli eventi climatici avversi derivanti dall'immissione in atmosfera di una tonnellata di CO<sub>2</sub> o altro gas che altera il clima come in questo caso il gas metano. La valorizzazione di SCC è molto complessa e si presta a varie spesso contrastanti stime: si fa generalmente uso di modelli matematici che collegano in un quadro d'insieme le caratteristiche sociali, economiche e fisiche dello scenario sotto osservazione. Questi modelli, chiamati di approccio integrato, integrano quattro diversi tipi di informazioni: scenari socioeconomici (ad esempio, quale sarà la popolazione in un certo anno, quanto crescerà l'economia e quanta emissione di carbonio comporterà), scenari climatici (con quale velocità ad esempio aumenteranno i livelli dei mari e le temperature), costi e benefici (come influirà il cambiamento climatico sulla capacità dei sistemi economici di produrre benessere) e, infine ma non meno significativo, il *tasso di sconto*. I primi tre sono elementi molto variabili e quindi difficilmente prevedibili: per determinarli si ricorre a ipotesi e non a previsioni. Il tasso di sconto invece, è in qualche misura controllabile e ha una valenza *etica*. Esso infatti indica quanto la società è disposta a rinunciare ai propri benefici attuali a favore di quelli delle generazioni future. Il tasso di sconto è un parametro chiave per determinare SCC, se si considera che una tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa oggi produce danni per molti anni a venire. La riduzione delle emissioni consente di evitare danni in futuro ma impone di pagare il suo costo oggi. In altre parole, un alto tasso di sconto (ovvero una preferenza per il presente) porta a spendere meno denaro per il clima oggi, ma addossa ai posteri i maggiori costi derivanti da tale politica. Al contrario, un basso tasso di sconto indica la volontà di spendere di più oggi per proteggere le generazioni future.

Figura 4 - SCC in funzione del tasso di sconto applicato (Fonte: Nature.com)



<sup>21</sup> Ad esempio, condizioni di consumo anomalo, qualità della fornitura non adeguata, rilevamento di eventi sismici o di fughe gas da sensori, ecc.

Di seguito si riportano le stime dello SCC effettuate da IWG<sup>22</sup> per il periodo 2020 – 2050

Tabella 3 – SCC secondo il report IWG 2021

SCC	Average estimate at 5% discount rate	Average estimate at 3% discount rate	Average estimate at 2.5% discount rate	High Impact Estimate (95th percentile estimate at 3% discount rate)
2020	\$14	\$51	\$76	\$152
2025	\$17	\$56	\$83	\$169
2030	\$19	\$62	\$89	\$187
2035	\$22	\$67	\$96	\$206
2040	\$25	\$73	\$103	\$225
2045	\$28	\$79	\$110	\$242
2050	\$31	\$85	\$116	\$260

Un rapporto della “National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (NASEM)” negli USA ha recentemente evidenziato che le stime di SC-CO2 non riflettono più le ricerche meno recenti. Il rapporto ha fornito una serie di raccomandazioni per migliorare la base scientifica e la caratterizzazione dell'incertezza delle stime di SC-CO2. In risposta alle raccomandazioni NASEM è stato redatto un autorevole studio<sup>23</sup> che ritocca le stime dello SCC a 119 dollari per tonnellata di CO2 ad un tasso di sconto a breve termine e a basso rischio del 2,5%. Tale valore di SCC, equivalente a **107,30 euro** (1\$=0.909€), sarà utilizzato come riferimento per l’analisi.

<sup>22</sup> IWG (Interagency Working Group); stime riportate nel Technical Support Document

<sup>23</sup> <https://www.nature.com/articles/s41586-022-05224-9>

### 4.3 Costi e benefici

Il costo di una perdita è dato dalla somma del costo della materia prima (energia) che viene dispersa e dal costo sociale del carbonio (SCC). Nella Tabella 4 sono riportati i costi sostenuti dall'utente, come parte della collettività, ed associati a perdite di differente entità<sup>24</sup>.

Tabella 4 – Costi per l'utente

<b>Leakage Flow (dmc/h)</b>	<b>Yearly Leakage (mc/y)</b>	<b>Yearly Leakage (kg/y)</b>	<b>Yearly Average Gas Cost</b>	<b>Yearly Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>Yearly SCC</b>	<b>Yearly Total Cost</b>
1	8,8	5,6	7,88 €	0,148	15,89 €	23,77 €
1,2	10,5	6,7	9,46 €	0,178	19,06 €	28,52 €
2	17,5	11,2	15,77 €	0,296	31,77 €	47,54 €
3	26,3	16,8	23,65 €	0,444	47,66 €	71,31 €
4	35,0	22,4	31,54 €	0,592	63,54 €	95,08 €
5	43,8	28,0	39,42 €	0,740	79,43 €	118,85 €
6	52,6	33,6	47,30 €	0,888	95,31 €	142,61 €
7	61,3	39,2	55,19 €	1,036	111,20 €	166,38 €
8	70,1	44,9	63,07 €	1,184	127,08 €	190,15 €
9	78,8	50,5	70,96 €	1,332	142,97 €	213,92 €
10	87,6	56,1	78,84 €	1,480	158,85 €	237,69 €
20	175,2	112,1	157,7	3,0	317,70 €	475,38 €
50	438,0	280,3	394,2	7,4	794,25 €	1.188,45 €
1%	0,088	0,056	0,08 €	0,001	0,16 €	0,24 €

I valori della Tabella 4 suggeriscono le seguenti considerazioni:

- L'errore percentuale unitario (1%) nella misurazione di una perdita vale ogni anno circa 56 grammi di gas ed un costo complessivo di quasi 24 €cent
- Flussi inferiori a 10 dmc/h non sono generalmente imputabili a normali usi del gas in ambiente domestico<sup>25</sup> e sono quasi certamente dovuti a perdite. Con le distribuzioni di probabilità ipotizzate, si ha la probabilità che quasi tutti gli utenti (99,8%) hanno perdite non superiori a 10 dmc/h (Tabella 1)
- Flussi inferiori a 3 dmc/h, per quanto detto, sono difficilmente rilevabili con le tecnologie di contatori attualmente utilizzate; il gas perduto dopo il contatore quando il flusso è inferiore a Q'start non è contabilizzato dal contatore dell'utente e rimane a carico della collettività come gas non contabilizzato (GNC).
- Per poter misurare come previsto dalla metrologia flussi (perdite) sotto i 3 dmc/h è necessario sviluppare nuove soluzioni di misura (ad esempio la nuova tecnologia di misura ultrasonica che sarà trattata nella ipotesi CB, in grado di misurare flussi con portata di 1-1,1 dmc/h).

<sup>24</sup> Costo medio del metano all'utente 90€cent/mc; SCC =107,30€

<sup>25</sup> La fiamma pilota di una caldaia, che può restare permanentemente accesa, consuma 10+ 40 litri/h, mentre il fornellino più piccolo della cucina consuma circa 60 dmc/h. Alcune caldaie a condensazione in certe tipologie di utilizzo potrebbero mantenere un consumo costante di 0,1mc/h

- Flussi inferiori a 1dmc/h sono difficili da misurare. Questi flussi dovuti sicuramente a perdite quondanche rilevati risulterebbero praticamente difficili da eliminare. Flussi dispersi di questa entità difficilmente costituiscono pericolo e sono tollerati dalla normativa (UNI 11137). Inoltre, come è evidente dalla Tabella 4, non c'è alcun interesse per l'utente a sostenere i costi (ben più elevati) per la riparazione del proprio impianto se interessato da fuggitive di questa entità. Per questi motivi la portata di 1 dmc/h sarà il valore minimo di perdita considerato nella CBA. Tuttavia un flusso disperso di circa 1 dmc/h non eliminato, in 10 anni genera per ciascun utente circa 1,5 tCO<sub>2</sub>eq e, secondo le distribuzioni di probabilità considerate, potrebbero essere dal 3% al 14% (> 700.000) gli utenti che hanno perdite di questa entità.
- Per aspetti di sicurezza, flussi di gas permanenti fino a 5 dmc/h, quasi certamente imputabili a fuggitive, possono essere gestiti senza elevata criticità; flussi di gas superiori a 5 dmc/h e fino a 10 dmc/h imputabili a dispersioni debbono essere gestiti con maggiore attenzione e tempi di intervento rapidi; flussi di gas superiori a 10 dmc/h imputabili a dispersioni debbono essere gestiti con elevata priorità (allarmi) in quanto potrebbero compromettere la sicurezza degli impianti oltre a rappresentare un costo significativo per l'utente e per la collettività<sup>26</sup>.
- Per quanto attiene gli aspetti economici del "tp", come si evidenzia dalla Tabella 4 ogni giorno di ritardo nell'eliminare la perdita ha un costo complessivo di 6,5 €cent/dmc; quindi, ad esempio, una perdita fuggitiva di 7 dmc/h comporta un costo complessivo di oltre 45 €cent per ogni giorno di persistenza della perdita (confrontabile con il costo di un metro cubo di gas).
- Ogni metro cubo di gas non emesso in un anno genera un risparmio di 2,70 € tenendo conto sia della materia prima sia dello SCC <sup>27</sup>.

Per l'analisi dei costi sostenuti e dei benefici attesi sono presi in considerazione i costi addizionali<sup>28</sup> di Tabella 5 e

Tabella 6, stimati da Pietro Fiorentini, relativi alla realizzazione e alla gestione della nuova funzione di intercettazione delle perdite con il supporto dello smart meter. Per la CBA sono inoltre presi in considerazione i benefici addizionali, stimati da Pietro Fiorentini, non generati dagli attuali meter, indicati in Tabella 7

<sup>26</sup> Rispettivamente maggiori di 78 € e 158 € all'anno secondo la Tabella 4

<sup>27</sup> Costo materia prima pari a 64€cent e SCC=107,3 €/tonCO<sub>2</sub>eq

<sup>28</sup> Gli extra costi e gli extraprofitti presi in considerazione dalla CBA sono addizionali a quelli noti che scaturiscono dall'impiego degli smart meter

Tabella 5 – Costi addizionali per il distributore

	<b>Voce di costo</b>	<b>Tipo di costo</b>	<b>Attribuibile a</b>
Cd-1	Nuove integrazioni software del SAC <sup>29</sup>	CAPEX	DisCo
Cd-2	Sviluppo ed integrazione del SW dello AMC <sup>29</sup>	CAPEX	DisCo
Cd-3	Manutenzione software dello AMC <sup>29</sup>	OPEX	DisCo
Cd-4	Gestione falsi positivi <sup>30</sup>	OPEX	DisCo
Cd-5	Gestione del centro AMC <sup>29</sup>	OPEX	DisCo
Cd-6	Costo addizionale Smart Meter	CAPEX	DisCo
Cd-7	Costo intervento per verifica di una segnalazione di perdita <sup>30</sup>	OPEX	DisCo
Cd-8	Costo per la sostituzione (anticipata) di un meter esistente <sup>30</sup>	OPEX	DisCo
Cd-9	Costo aggiornamento firmware degli smart meter esistente <sup>29</sup>	OPEX	DisCo
Cd-10	Tasso di sconto <sup>31</sup>		DisCo

Tabella 6 – Costi addizionali per il costruttore

	<b>Voce di costo</b>	<b>Tipo di costo</b>	<b>Attribuibile a</b>
Cc-1	Sviluppi firmware dello smart meter	CAPEX	Costruttore
Cc-2	Manutenzione del firmware	OPEX	Costruttore
Cc-3	Sviluppi hardware dello smart meter	CAPEX	Costruttore
Cc-4	Certificazioni e omologazioni	CAPEX	Costruttore
Cc-5	Adeguamento processo produttivo	CAPEX	Costruttore

ed i benefici indicati in Tabella 7 che scaturiscono dalla implementazione della funzione.

Tabella 7- Benefici

	<b>Voce di beneficio</b>	<b>Tipo di beneficio</b>	<b>Attribuibile a</b>
B1	Metano (energia) risparmiato	Ricorrente	Comunità
B2	SCC evitato	Ricorrente	Comunità
B3	Gas fatturato	Ricorrente	Venditore
B4	Riduzione GNC	Ricorrente	Distributore

Nel caso d'uso ipotizzato, la voce di costo Cd-7 tiene conto dei costi che il distributore dovrebbe sostenere a fronte di una perdita per contattare l'utente e per effettuare la verifica dell'impianto prima di procedere ad una eventuale sospensione della fornitura. Questi costi

<sup>29</sup> Valore stimato da Pietro Fiorentini considerando applicazioni simili

<sup>30</sup> Questi costi sono stati valorizzati come media di valori forniti da due distributori

<sup>31</sup> Riferito al valore fissato dalla BCE (Banca Centrale Europea) al settembre 2023

sarebbero comunque sostenuti in caso di “falsi positivi”, cioè di presunte perdite individuate da AMC che si rilevano insussistenti a seguito di verifica.

Il Cd-8 è il costo che il Distributore dovrebbe sostenere nel caso (che sarà analizzato) in cui si vuole sostituire un misuratore in uso anticipatamente rispetto al termine della sua vita utile.

Il Cd-9 il costo che il Distributore dovrebbe sostenere nel caso (che sarà analizzato) in cui si vuole aggiornare il firmware di un misuratore smart in uso in modo che possa realizzare la funzione di riduzione delle perdite post contatore.

I Cc-x sono i costi medi che sarebbe necessario sostenere per la progettazione, lo sviluppo sia hardware che firmware, per le certificazioni (ATEX, MID, funzionale, RED, ecc.) e per l'adeguamento del processo produttivo. Questi costi determinano l'extra prezzo che si deve aggiungere al prezzo medio attuale dello smart meter senza la funzionalità considerata. .  
L'analisi utilizza stime effettuate da Pietro Fiorentini con i propri prodotti

#### 4.4 Scenario di riferimento ed ipotesi

Per l'analisi costi – benefici si prendono in considerazione tre ipotesi articolate attorno ad uno scenario di riferimento le cui metriche sono riassunte in Tabella 8.

Lo scenario di riferimento considera un distributore che distribuisce gas a 126.903 utenti<sup>32</sup> che utilizzano il gas per uso domestico equipaggiati con misuratori di calibro fino a G6 (Qmax=10 mc/h). I risultati dell'analisi, nelle differenti ipotesi, effettuata per il distributore di riferimento sono riconducibili all'intero contesto nazionale considerando un fattore moltiplicativo 186 pari al numero di distributori operanti in Italia<sup>33</sup>.

Lo scenario di riferimento ipotizza che solo 80% delle perdite post contatore intercettate possano essere risolte<sup>34</sup> e che ci sia un'occorrenza del 10% di “falsi positivi”: entrambi i valori sono comunque oggetto di analisi di sensitività.

Lo scenario di riferimento ipotizza in 5 anni il tempo necessario per attrezzare una rete con nuovi smart meter con una progressione costante<sup>35</sup> e senza tener conto del possibile riutilizzo dei misuratori eventualmente disinstallati. I benefici attesi dall'implementazione di questa funzionalità, come attestato dalla CBA, aumentano con la riduzione del tempo impiegato per l'adeguamento poiché gli effetti della riduzione delle emissioni iniziano prima e persistono per un maggior tempo.

Lo scenario di riferimento ipotizza un periodo di osservazione (su cui sono attualizzati costi e benefici) di 15 anni che tiene conto della vita utile del misuratore; nello stesso periodo

---

<sup>32</sup> Valore ottenuto dividendo per il numero di distributori (186) il numero di utenti complessivi (23.604.000) arrotondato per ottenere un resto nullo

<sup>33</sup> Dati elaborati da “Relazione Annuale -Stato dei Servizi 2022” - ARERA

<sup>34</sup> Si ipotizza che il 20% delle perdite intercettate non siano risolte per indisponibilità dell'utente oppure inaccessibilità del contatore.

<sup>35</sup> Nel caso paese, si installerebbero circa 4.720.000 smart meter ogni anno, quantità ritenuta congrua sia per la disponibilità di misuratori sia per l'impegno di installazione

sono anche computate le emissioni complessive dovute alle perdite ipotizzando che una perdita che si riscontra in un anno, se non risolta, continua a generare emissioni con portata costante fino alla fine del periodo<sup>36</sup>. Il computo delle perdite evitate inizia dall'anno successivo a quello di installazione. Un impianto in cui è stata individuata una perdita che viene risolta non è più affetto da perdite almeno fino alla fine del periodo di osservazione. Un impianto in cui non è stata rilevata una perdita nel primo anno è considerato non soggetto a perdite per tutti gli anni successivi. I “falsi positivi” sono valutati nello scenario di riferimento pari al 5% del parco di smart meter che sono stati installati o adeguati e possono verificarsi in ogni anno del periodo di osservazione. I “falsi negativi” ovvero le perdite non rilevate, sono considerati nel contesto delle percentuali di perdite non rilevate<sup>37</sup>.

Tabella 8 - Scenario di riferimento

Metriche	Acronimo	Valore	UdM	Fonte
				IWG (Interagency Working Group)
Costo Sociale del Carbonio	SCC	107,3	€/ton	Technical Support Document
Costo medio del gas (materia prima)	Cgas	0,64	€/mc	ARERA - Media ultimi 2 anni
Costo medio del gas (per l'utente )	Cugas	0,9	€/mc	ARERA - Media ultimi 2 anni
Fuggitive gas naturale post contatore	Leak	42,4	milioni mc	ISPRA - rapporto 383-2023
Fuggitive metano post contatore domestici (G2,5-G6)	Leak_dom	41,52	milioni mc	[stima per calcolo]
Totali utenti	PdR	24,103	milioni	ARERA - Relazione annuale 2022
Totali utenti domestici (G2,5-G6)	PdR_dom	23,604	milioni	ARERA - Relazione annuale 2022
Totali utenti domestici (G2,5-G6) con SmartMeter	PdR	19,120	milioni	ARERA - Relazione annuale 2022
Numero distributori (al 2022)	DisCo	186		ARERA - Relazione annuale 2022
Periodo osservazione	Dp	15	anni	pari alla vita utile dello smart meter
Periodo attivazione misuratori	Pa	5	anni	ipotesi - analisi di sensitività
Distribuzione di propabilità		Distrib. GUMBEL		
Perdita media degli utenti		0,20	dmc/h	calcolo
Deviazione standard		2,20	dmc/h	calcolo - analisi di sensitività
Perdite intercettate e risolte	Elr	80%		ipotesi - analisi di sensitività
Perdite intercettate ma "falsi positivi"	Fp	5%		ipotesi - analisi di sensitività
Costo standard misuratori smart	Cstd	150,00 €		ARERA - Del 737-22 (122€ nel 2024)
Costo per la verifica di perdita di un impianto	Cvi	35	€	Media di valori forniti da 2 distributori (minimo 1h)
Coefficiente equivalenza m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tonCO <sub>2</sub>	Kch4/co2	0,01689996		ISPRA - rapporto 386-2023 (1tonCH <sub>4</sub> =28tonCO <sub>2</sub> eq)
Tasso di sconto	Ts	4,50%		BCE al sett. 2023

Le seguenti ipotesi che saranno analizzate sono basate sulla tecnologia dei misuratori di Pietro Fiorentini:

**Ipotesi AI o “AS IS”**- l'ipotesi prevede di utilizzare i misuratori smart attuali (sia in tecnologia di misura meccanica che in tecnologia di misura statica) senza alcuna modifica hardware ma equipaggiati di opportuno firmware in grado di individuare e misurare i flussi di perdita. La ipotesi AI è articolata in due sotto ipotesi AI e AI-2; AI considera entrambe le tecnologie di misura che hanno la Q'start del contatore di 3dmc/h; AI-2 invece considera solo contatori con tecnologia di misura statica, per i quali Pietro Fiorentini ipotizza di ridurre la Q'start fino ad almeno 1,2 dmc/h ma solo quando è necessario verificare l'esistenza di una eventuale perdita permanente con flusso inferiore a Q'start.

**Ipotesi CB o “COULD BE”**- l'ipotesi valuta costi e benefici della soluzione che prevede lo sviluppo di una nuova tecnologia di misura (statica) in grado di misurare in modo permanente flussi di gas con portata non inferiore a 1 dmc/h.

<sup>36</sup> In realtà è molto probabile che il flusso di una perdita tenda ad aumentare nel tempo

<sup>37</sup> Nella ipotesi AI in cui le perdite intercettate e risolte sono del 22% questa percentuale è al netto dei falsi negativi, quindi i falsi negativi rientrano nel 78% di perdite non intercettate

Le differenti ipotesi prevedono costi per gli investimenti e benefici per le perdite intercettate di entità differenti e prendono in considerazione lo scenario di riferimento, con le varianti che saranno dettagliate.

Per l'ipotesi AI saranno effettuate analisi di sensitività del **ROI** considerando le variabili più significative; per le altre ipotesi si ipotizza che l'analisi di sensitiva fornisca risultati equivalenti. La significatività di una variabile è determinata da due indicatori: "vi" e "r". L'indicatore "vi" esprime la differenza tra il valore massimo ed il valore minimo del ROI quando la variabile assume i valori nel range di interesse; l'indicatore "r" esprime il rapporto tra il numero dei casi in cui ROI >0 rispetto al numero dei casi considerati. Valori più elevati di "vi" o più bassi di "r" individuano una variabile rilevante per il computo del ROI.

Se ritenuto significativo, le ipotesi sono valutate secondo le due distribuzioni di probabilità considerate (Gumbel e Lognormale)

#### 4.4.1 Ipotesi AI ("As Is")

L'analisi costi-benefici condotta con parametri dello scenario di riferimento nel caso d'uso dell'ipotesi AI genera i seguenti risultati:

Tabella 9 – Risultati Ipotesi AI

<i>Hypothesis AI - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 1.180.625	€ -	€ (1.180.625)	€ 9	€ -
GasCo	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Community	€ -	€ 2.549.522	€ 2.549.522	€ -	€ 20
<b>Total</b>	<b>€ 1.180.625</b>	<b>€ 2.549.522</b>	<b>€ 1.368.898</b>	<b>€ 9</b>	<b>€ 20</b>

<b>ROI</b>	<b>1,15</b>			
<b>ROI<sub>cs</sub></b>	<b>6,8%</b>			
<b>Eco_Cost (€/tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>61,95 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>31,6%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>19.058</b>	

La voce di costo Cc-1 relativa alla realizzazione del firmware necessario per questa ipotesi è stata valutata da Pietro Fiorentini circa 200 K€

Il 21% dei costi sostenuti da DSO sono costi di capitale (CAPEX) di cui il 17% attribuibili all'approntamento dello AMC (Cd-2); il 40% dei costi operativi (OPEX) sono necessari per la manutenzione e gestione dello AMC; il 50% sono costi operativi per sostenere le verifiche degli impianti dove sono state rilevate perdite, di cui 16% sono costi operativi attribuibili alle verifiche di falsi positivi.

Per quanto attiene i benefici per la comunità nel periodo di osservazione il 20% è attribuibile al metano risparmiato e il restante 80% allo SCC evitato.

**Il ROI si attesta 115% ed il ROI<sub>cs</sub> al 7%, Il Costo Ecologico è 62 € per tonCO<sub>2</sub>eq. L'efficacia della soluzione (%AE) è oltre il 31%**



Con le stesse ipotesi dello scenario di riferimento ma considerando una distribuzione di probabilità Lognormale (con pari media e deviazione standard), l'analisi fornisce i seguenti risultati:

<i>Hypothesis A1 - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 619.359	€ -	€ (619.359)	€ 5	€ -
GasCo	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Community	€ -	€ 1.363.978	€ 1.363.978	€ -	€ 11
<b>Total</b>	<b>€ 619.359</b>	<b>€ 1.363.978</b>	<b>€ 744.619</b>	<b>€ 5</b>	<b>€ 11</b>

<b>ROI</b>	<b>1,20</b>			
<b>ROIcs</b>	<b>3,8%</b>			
<b>Eco_Cost (€/tCO2eq)</b>	<b>60,75 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>16,9%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO2eq)</b>	<b>10.196</b>	

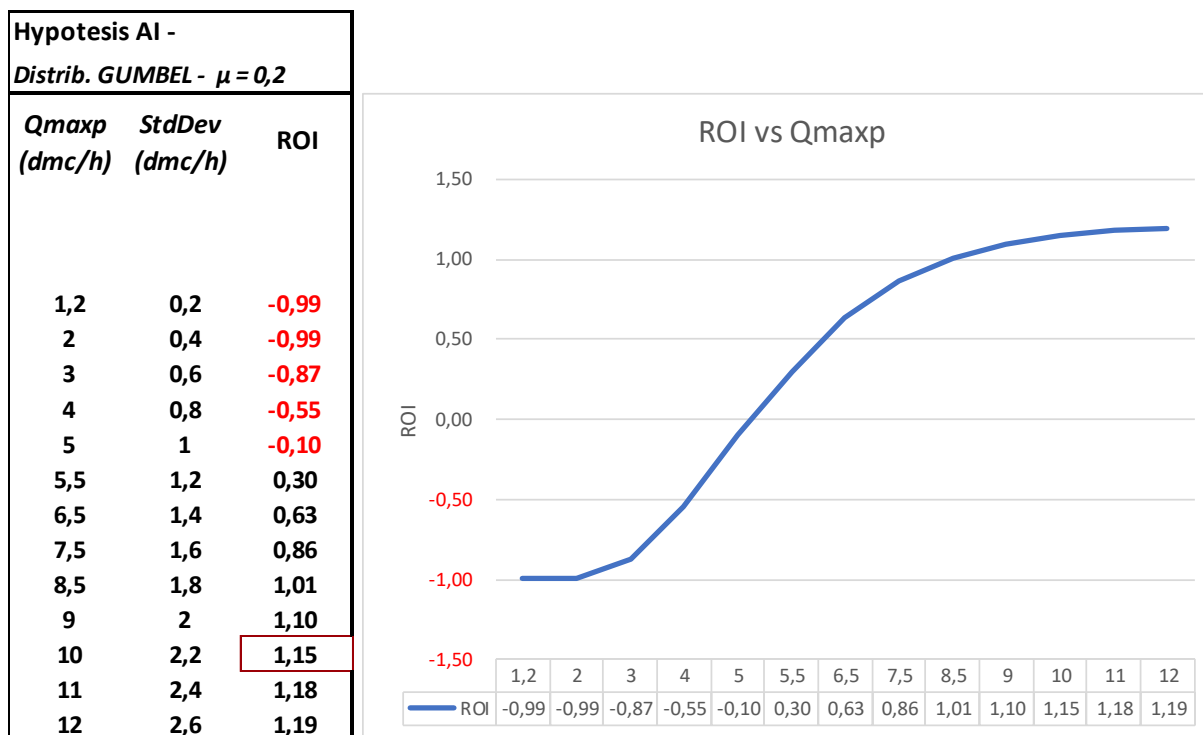
Per l'aspetto finanziario (ROI ed ECO\_Cost) i risultati ottenuti con le due distribuzioni sono quasi equivalenti, ma le emissioni intercettate ed eliminate, per la distribuzione lognormale, sarebbero circa la metà di quelle presunte con la distribuzione di Gumbel. La funzione lognormale tende a mettere in evidenza le perdite di piccola entità e risulterebbero ( Tabella 1) solo il 28% le perdite che possono essere intercettate se la Qstart è di 3 dmc/h (per Gumbel sarebbero invece 52%). D'altra parte, intercettare meno perdite implica un risparmio per il distributore poiché non deve sostenere i costi di verifica e intercettazione della fornitura, quindi il ROI tende a crescere.

Le variabili più significative per il ROI e quindi da considerare per l'analisi di sensitività sono: **il flusso di perdita massimo probabile** (ovvero la deviazione standard della distribuzione di probabilità), la **capacità dello smart meter di rilevare le perdite** (ovvero la Q'start); la **valutazione delle emissioni complessive di gas post contatore**, l'**efficacia nel risolvere le perdite intercettate**, il **costo di approntamento e gestione del centro AMC**, la **capacità di discriminare "falsi positivi"**, la **dimensione della rete di distribuzione** (ovvero il numero di utenti della rete) , la valutazione del **costo sociale del carbonio**.

#### 4.4.1.1 Ipotesi AI - Flusso di perdita massimo probabile

I risultati nell'ipotesi AI indicati in Tabella 9 ipotizzano un flusso di perdita massimo probabile di 10 dmc/h, ovvero si ipotizza che più del 99% delle perdite avvengano con flusso inferiore a 10 dmc/h<sup>38</sup>. Il valore del flusso massimo di perdita, a parità di valore medio, è funzione della deviazione standard della funzione di probabilità. Se si considerano flussi di perdita massimi probabili di entità maggiore il ROI tende a migliorare (Prospetto 1). Se al contrario si ipotizza che il flusso massimo medio sia inferiore a 10 dmc/h il ROI tende a peggiorare poiché lo smart meter dell'ipotesi AI intercetta meno perdite. Con una massima perdita più probabile di circa 6 dmc/h l'ipotesi AI raggiunge il punto di pareggio. Se quindi si verificasse che la maggior parte delle perdite post contatore avvengono con flussi che difficilmente sono superiori a 5 dmc/h la soluzione di smart meter considerata nell'ipotesi AI è poco efficiente.

Prospetto 1 – ROI in funzione della perdita massima più probabile



<sup>38</sup> Questa considerazione porta a ipotizzare la deviazione standard ( $\sigma$ ) di 2,2 dmc/h

#### 4.4.1.2 Ipotesi AI - Capacità dello smart meter di rilevare perdite

La capacità dello smart meter di rilevare perdite post contatore dipende in modo esponenziale dalla capacità dell'elemento di misura di misurare piccole portate ovvero dalla sua Q'start. L'analisi di sensitività del ROI alla Q'start è rappresentata nel

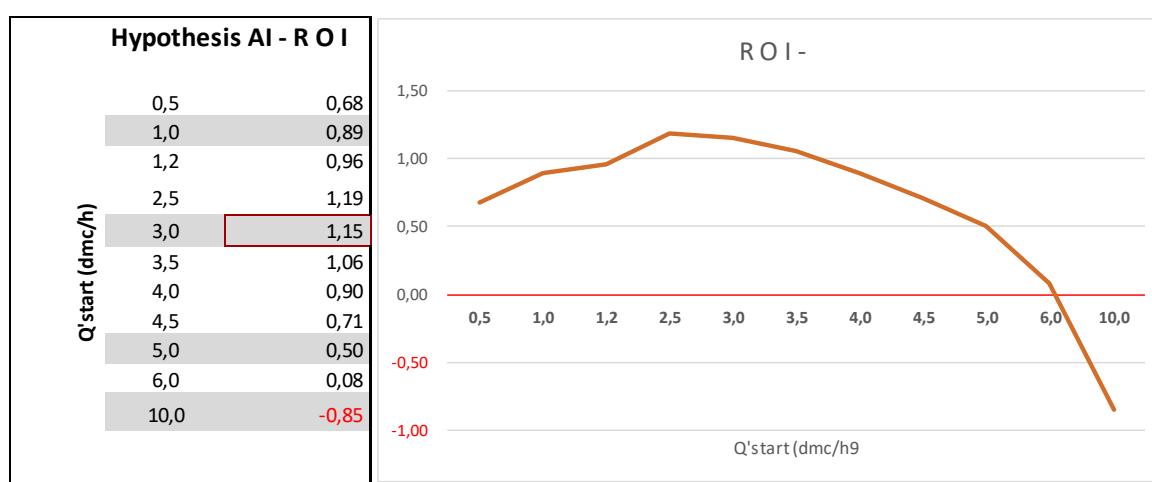
Prospetto 2.

L'analisi evidenzia come gli smart meter con tecnologia di misura statica che misurano a partire dalla Qstart massima ammessa dalla norma di prodotto (10 dmc/h), realizzano un ROI certamente negativo (-0,85). La tecnologia di misura meccanica già con la Qstart metrologica di 5 dmc/h determina un ROI del 50%. Dato che entrambe le tecnologie di misura di Pietro Fiorentini sono in grado di misurare portate minime di circa 3 dmc/h (Q'start), anche nelle ipotesi conservative dello scenario, entrambe determinano un ROI di circa 1,15.

Nell'ipotesi AI, con lo scenario di riferimento, in prossimità di una Q'start = 2,5 dmc/h si ottiene il ROI massimo (e Eco\_Cost minimo) per l'ipotesi AI: per valori più bassi di 2,5 dmc/h aumentano gli utenti interessati alla perdita e quindi aumentano i costi sostenuti per la relativa verifica ed eliminazione; per valori più elevati di 2,5 dmc/h diminuiscono le emissioni intercettate fino a portare il ROI a valori negativi. Il punto di pareggio (ROI=0) è ottenuto invece con una Qstart prossima a 6 dmc/h.

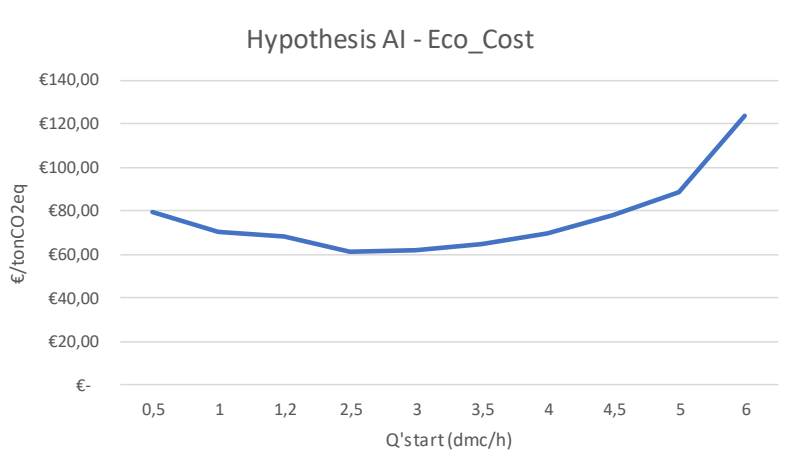
L'analisi di sensitività indicherebbe che dal punto di vista economico (ROI ed Eco\_Cost) non c'è convenienza a intercettare perdite con flusso inferiore a 2,5-3 dmc/h. Tuttavia, come è evidente dalla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, ridurre la Q'start da 3 dmc/h a 1 dmc/h permetterebbe di intercettare oltre il 38% in più di perdite (25% secondo la distribuzione Lognormale)

Prospetto 2 – ROI ed Eco Cost funzione della perdita minima misurabile



Hypothesis AI - Eco_Cost	
0,5	79,32
1,0	70,58
1,2	68,01
2,5	61,00
3,0	61,95
3,5	64,90
4,0	70,07
4,5	77,82
5,0	88,72
6,0	123,50
10,0	942,61

$v_i = 9,5 - r = 1$



#### 4.4.1.3 Ipotesi AI - Emissioni di metano complessive

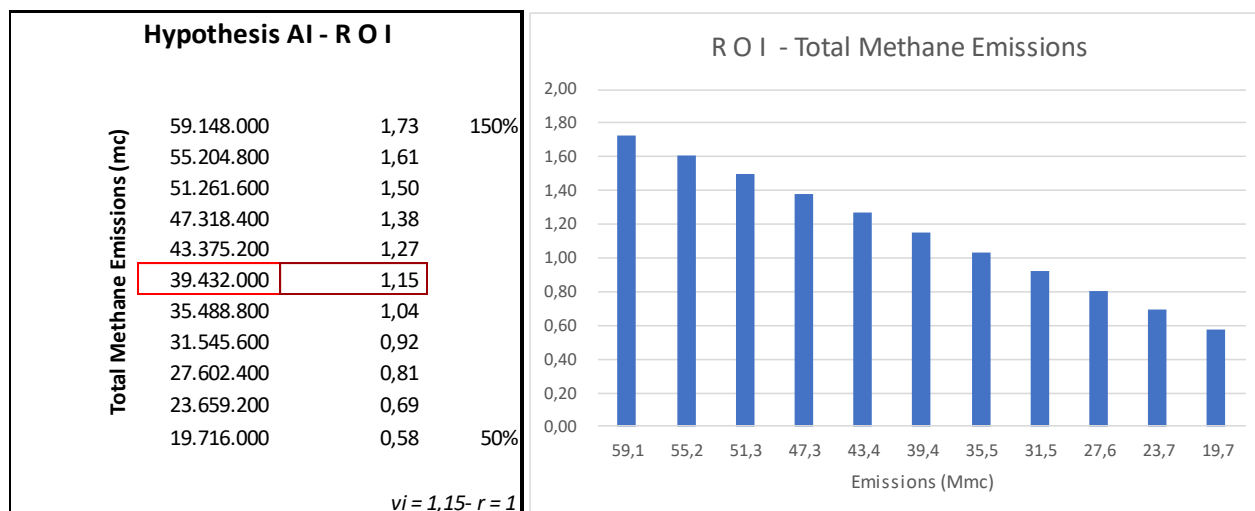
Lo scenario di riferimento stima le fugitive di gas naturale post contatore con il fattore di emissione 36kg CH<sub>4</sub> per ogni TeraJoule di energia distribuita nelle abitazioni e desunto dalla realtà tedesca degli anni 90. Nel 2021, le perdite di gas naturale stimate con questo fattore sono state 42,4 Mmc ovvero circa corrispondenti a 25,6 kt di CH<sub>4</sub>. La stima delle emissioni di metano post contatore in funzione dell'energia distribuita potrebbe però non essere realistica in quanto è ipotizzabile che tali emissioni siano influenzate più dalla quantità di utenti che dalla quantità di energia distribuita. Il confronto tra la stima del fattore di emissione per il paese Italia (1,07 Kg-CH<sub>4</sub>/utente) con quella fornita da IPCC ed EPA per gli USA (pf 2 – Tipologie di perdita) lascia ipotizzare una sottostima delle emissioni post contatore. La quantità totale delle emissioni determina la perdita media e anche la deviazione standard a parità di massimo flusso di perdita considerato (Appendice A - Tabella 21,

Tabella 23, Tabella 25).

L'analisi di sensitività condotta sulla stima delle quantità totali di emissioni post contatore di metano ha fornito i risultati di

Prospetto 3. L'analisi indica come la stima delle emissioni post contatore non è determinante ai fini del ROI ( $v_i=1,15$ ;  $r=1$ ) che rimane significativo ( $> 58\%$ ) anche nel caso in cui la valutazione delle emissioni totali fosse in difetto o in eccesso del 50% rispetto alla stima dello scenario di riferimento.

Prospetto 3– ROI in funzione delle emissioni complessive



#### 4.4.1.4 Ipotesi AI – Efficacia di risoluzione delle perdite intercettate

Le perdite di metano quando intercettate devono essere eliminate o ridotte per ottenere la riduzione delle emissioni. Per eliminare la perdita si può applicare il criterio sicurezza e sospendere la fornitura a quegli impianti che hanno perdite superiori a 1 dmc/h. Tuttavia non tutte le perdite intercettate, anche se superiori al limite di accettabilità della normativa possono essere risolte soprattutto per impossibilità o difficoltà per il distributore di accedere all'impianto.

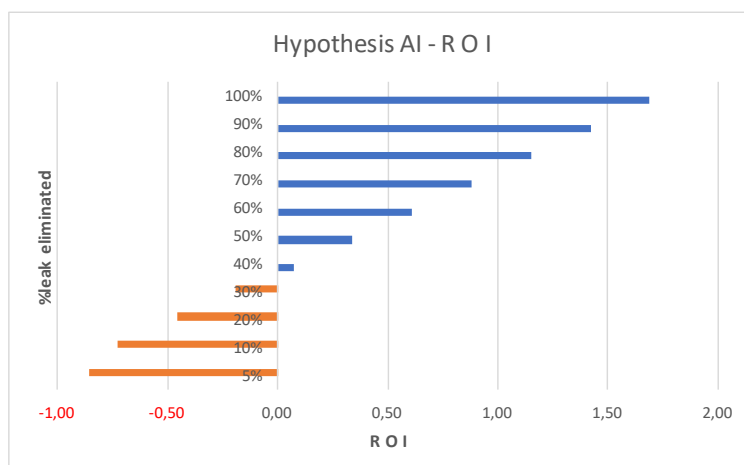
Gli smart meter installati in Italia nella tipologia di utenza considerata ( $Q_{max} < 10mc/h$ ) sono dotati di valvola che permetterebbe di intercettare la fornitura di gas da remoto agli utenti interessati da perdite ma non disponibili alla loro eliminazione. Tuttavia, in uno scenario più sfavorevole, questa soluzione sebbene tecnicamente attuabile, non è stata considerata nella CBA. Lo scenario di riferimento al contrario ipotizza che non sia possibile eliminare, per vari motivi, perdite nel 20% degli impianti in cui sono state individuate.

L'analisi di sensitività ha evidenziato ( Prospetto 4) come il ROI, nell'ipotesi AI, rimanga positivo fino a quando si riesce a risolvere almeno il 40% delle perdite intercettate. L'Eco\_Cost si potrebbe ridurre a 55 €/tonCO<sub>2</sub>eq se si riuscisse a eliminare il 90% delle perdite intercettate dagli smart meters.

Prospetto 4 – ROI e Eco\_Cost riferiti al numero di perdite risolte

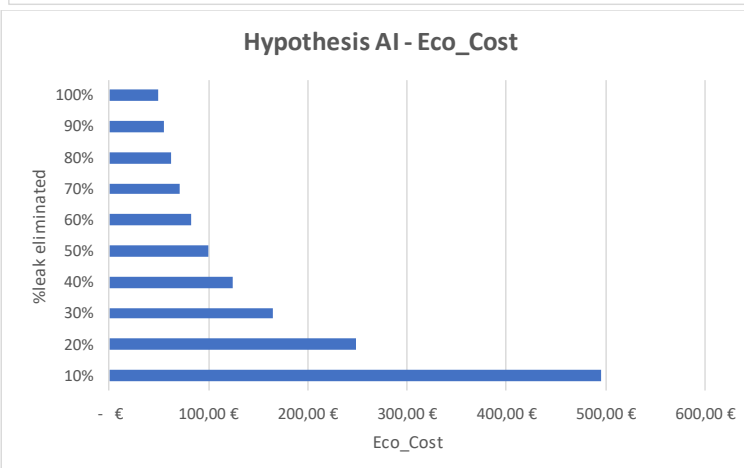
Hypothesis AI - R O I		1,15 €
	5%	-0,86
	10%	-0,73
	20%	-0,46
	30%	-0,19
	40%	0,07
	50%	0,34
	60%	0,61
	70%	0,88
	80%	1,15
	90%	1,42
	100%	1,69

$vi = 2,55 - r = 0,63$



Hypothesis AI - Eco_Cost		61,95 €
	5%	991,18
	10%	495,59 €
	20%	247,79 €
	30%	165,20 €
	40%	123,90 €
	50%	99,12 €
	60%	82,60 €
	70%	70,80 €
	80%	61,95 €
	90%	55,07 €
	100%	49,56 €

$vi = 991,12 - r = 1$



#### 4.4.1.5 Ipotesi AI - Costi sostenuti per AMC

Il modulo di software centrale AMC è impiegato per verificare l'effettiva esistenza di una perdita, allertare il distributore e l'utente di una possibile perdita, computare le emissioni di gas in atmosfera. Il valore aggiunto di AMC sta nel rendere minimo il numero di falsi positivi, il cui impatto sulla CBA è significativo (

Tabella 10). AMC potrebbe inoltre essere delegato, con opportune precauzioni, a inviare comandi agli smart meter per intercettare la fornitura di gas nei casi di perdite significative per la sicurezza o per esempio in caso di persistente riluttanza da parte dell'utente a eliminare/ridurre la perdita rilevante di cui è responsabile.

I costi di approntamento e manutenzione di AMC, valutati da Pietro Fiorentini sulla base di prezzi di mercato di soluzioni analoghe, impattano per oltre il 50% sui costi che il Distributore deve sostenere per gestire la funzione. Per l'analisi, il costo annuo di manutenzione è stimato il 10% del costo di approntamento. Il costo di approntamento dello AMC che nello scenario di riferimento è stato quantificato a circa 200.000 euro ovviamente dipende dalle sue funzioni e complessità<sup>39</sup>. I costi dello AMC potrebbero inoltre beneficiare di una normativa in grado di regolare l'interoperabilità delle funzioni aggiuntive degli smart meter. L'analisi di sensitività nell'Ipotesi AI evidenzia che anche con un incremento del 300% sul costo ipotizzato per l'approntamento di AMC, il ROI si mantiene a valori positivi. Il punto di pareggio (ROI=0), è ottenuto con un costo di approntamento medio di circa 800.000 euro.

<sup>39</sup> AMC potrebbe essere destinato a gestire altre funzionalità espletabili attraverso lo smart meter quali gli eventi di interruzione di fornitura in caso di terremoti, incendi, la profilazione degli utenti in base alla impronta energetica, ecc.

Tabella 10 – ROI rispetto al costo di approntamento dello AMC

Hypothesis AI - R O I	
50.000,00 €	1,94
100.000,00 €	1,62
150.000,00 €	1,36
200.000,00 €	1,15
250.000,00 €	0,98
300.000,00 €	0,83
400.000,00 €	0,59
500.000,00 €	0,40
600.000,00 €	0,26
900.000,00 €	-0,03

$v_i = 1,97 - r = 0,9$

I costi di approntamento e manutenzione di AMC rivestono ulteriore significatività quando si considera lo scenario paese dove questi costi sono moltiplicati per i 186 distributori operativi nel territorio nazionale. Ovviamente i costi di AMC sono generalmente correlati al numero di utenti serviti dal distributore ma, in questo scenario, l'analisi considera un valore indistinto per tutti i distributori. La tabella evidenzia come sarebbe conveniente mettere a fattor comune AMC tra differenti distributori<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Ad esempio, una società indipendente che realizza le funzioni di AMC come un servizio.

#### 4.4.1.6 Ipotesi AI - Discriminazione dei falsi positivi

L'efficienza nella rilevazione delle perdite dipende anche dalla capacità di AMC di discriminare condizioni di perdite da condizioni di reale consumo ("falsi positivi") ed è un parametro significativo per il ROI ( $v_i=2,07$ ;  $r=0,45$ ). Nel caso d'uso considerato anche in caso di un falso positivo, il distributore sostiene comunque il costo della verifica di tenuta dell'impianto dell'utente.

Nell'Ipotesi AI, un AMC che individua perdite che si rivelano per metà dei casi falsi positivi, genera un incremento di costi che portano il ROI a -14% (Tabella 11); tuttavia in questa ipotesi anche AMC poco efficienti che generano meno del 40% di falsi positivi riescono a mantenere il ROI a valori positivi. Il numero di falsi positivi che si verificano dovrebbe essere uno degli indicatori da monitorare con attenzione e con cui valutare l'efficienza di un AMC.

Tabella 11– impatto dei falsi positivi sul ROI

Hypothesis AI - R O I		
	0,0%	1,59
	5,0%	1,15
	10,0%	0,84
	20,0%	0,43
	30,0%	0,17
	40,0%	-0,01
	50,0%	-0,14
	60,0%	-0,24
	70,0%	-0,32
	90,0%	-0,44
	100,0%	-0,48

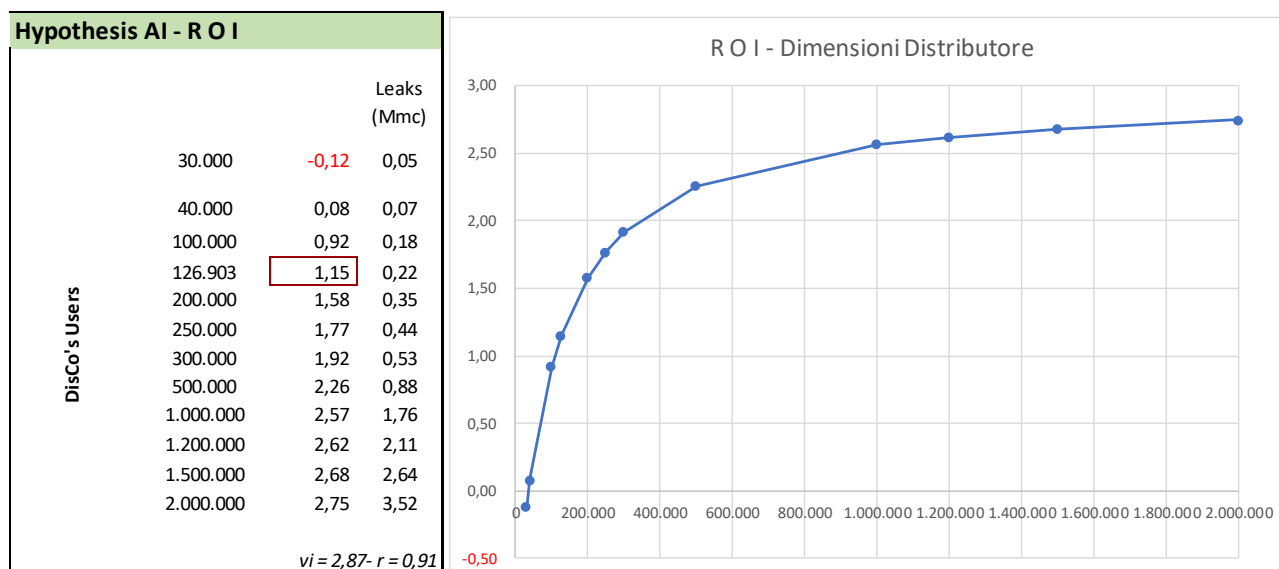
*vi = 2,07- r = 0,45*



#### 4.4.1.7 Ipotesi AI - Dimensione della rete di distribuzione

Il ROI dipende significativamente dalla dimensione (numero di utenti) della rete di distribuzione come si evince dal Prospetto 5. Il prospetto evidenzia come la parità economica (ROI=0) per la ipotesi AI, si raggiunga per una rete che distribuisce gas a meno di 40.000 utenti domestici, alla quale si possono attribuire non oltre 70.000 mc di perdite.

Prospetto 5- ROI per Dimensione Rete di Distribuzione

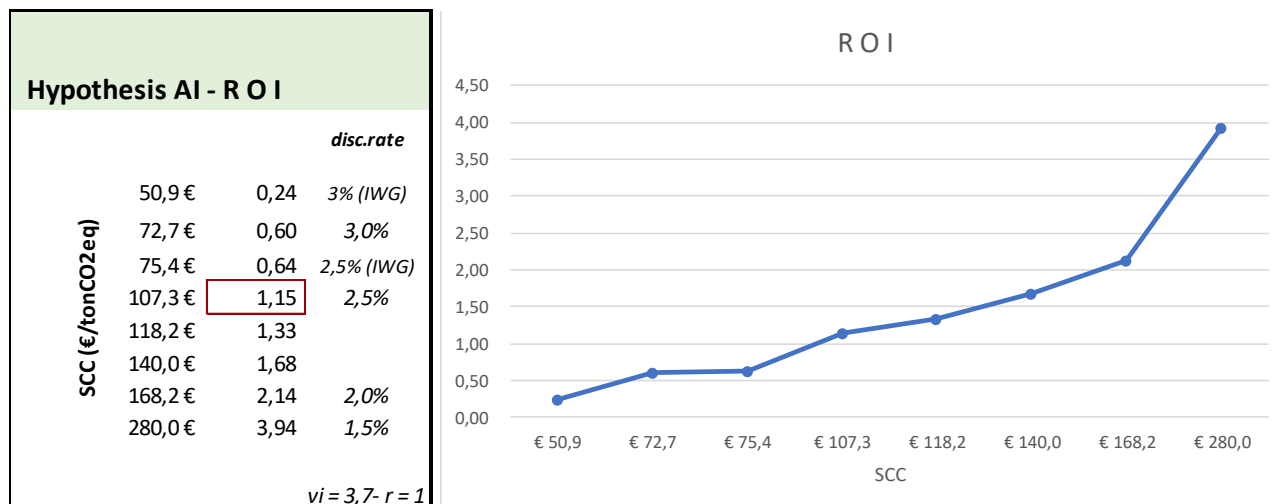


#### 4.4.1.8 Ipotesi AI - Costo Sociale del Carbonio

La valutazione del costo sociale del carbonio ovvero lo SCC, come anzidetto, è influenzato dal tasso di sconto con cui è valutato (Tabella 3). Un elevato tasso di sconto permette di spendere meno oggi ma trasferisce agli eredi i costi delle emissioni. Nel Prospetto 6 è riportata l'analisi di sensitività del ROI in relazione al valore considerato dello SCC. È importante rilevare che nell'analisi costi benefici lo SCC è stato mantenuto costante durante il periodo di osservazione al valore del 2021, trascurando l'incremento di circa 1 \$ /anno considerato anche nel report di IWG.

Tassi di sconto più alti (SCC più basso) determinano una riduzione del ROI, ma anche con le valutazioni di IWG che sottostimano lo SCC per il 2025 (51\$ @disc.rate= 3%; 83\$ @ disc.rate=2,5%), il ROI continua a rimanere positivo. Con un tasso di sconto di 1,5% il ROI assume valori importanti (oltre 390 punti percentuali). Il punto di pareggio è ottenuto con un SCC improbabile di circa 32\$.

Prospetto 6 - ROI rispetto al valore di SCC adottato (1€=1,09 \$)



Inoltre, l'analisi evidenzia (Tabella 12) come indipendentemente dalla dimensione della rete il parametro SCC ha un ruolo rilevante per il ritorno dell'investimento. Senza considerare SCC (SCC=0) e quindi considerando solo i benefici che derivano dal risparmio di gas per la distribuzione di Gumbel non si ottengono valori positivi del ROI, mentre per la distribuzione Lognormale in reti con oltre 400.000 utenti della categoria considerata basterebbe il recupero della materia prima per raggiungere un ROI positivo<sup>41</sup>.

Tabella 12 - ROI senza recupero dei costi sociali del carbonio

Gumbel Distribution ROI ( SCC = 0)		Lognormal Distribution ROI ( SCC = 0)		
<b>DisCo's Users</b>	100.000	-0,61	100.000	-0,64
	200.000	-0,48	200.000	-0,36
	250.000	-0,44	250.000	-0,24
	300.000	-0,42	300.000	-0,13
	400.000	-0,38	400.000	0,06
	700.000	-0,32	700.000	0,48
	1.200.000	-0,28	1.200.000	0,91
	1.500.000	-0,26	1.500.000	1,08
	23.603.958	-0,22	23.603.958	2,08

<sup>41</sup> Questo è possibile grazie al ridotto valore degli investimenti.

#### 4.4.2 Ipotesi AI-2 per misuratori statici (“As Is\_2”)

Gli smart meter con tecnologia di misura meccanica non possono modificare la Q’start e quindi, per queste tecnologie di misura, non si può migliorare, con modifiche software, la capacità di intercettare piccoli flussi di perdita. Nei misuratori statici di Pietro Fiorentini (che utilizzano tecnologia ultrasonica) è possibile ridurre la Q’start via software fino a valori prossimi a 1,2 dmc/h. Come detto, flussi di tale entità sono solo imputabili a perdite e non si presentano nell’utilizzo normale del gas.

Con le ipotesi dello scenario di riferimento (flusso medio di perdita 0,20 dmc/h, deviazione standard 2,2 dmc/h) la quantità complessiva di gas perduto con flussi compresi tra 1,2 e 3 dmc/h è circa il 38% del totale dei flussi dispersi (25% se si considera una distribuzione di probabilità lognormale). Questi flussi, che si ribadisce essere solamente riferibili a perdite, determinano un ammontare anno di gas che potrebbe valere 10-16 Mmc ed essendo in parte non contabilizzato dai contatori contribuisce, come indicato al paragrafo **Errore. L’origine riferimento non è stata trovata.** all’ammontare del GNC delle reti di distribuzione<sup>42</sup>.

Ridurre la Q’start a circa 1,2 dmc/h negli attuali misuratori statici di Pietro Fiorentini è tecnicamente fattibile ponendo il modulo di misura in modalità “Elevata Risoluzione (ER)”. Tenere però costantemente il misuratore in modalità ER comporta un elevato consumo di batteria dello smart meter con elevata incidenza sulla sua vita utile.

Il caso d’uso della ipotesi AI-2 ipotizza che lo smart meter attivi la modalità ER solo quando è necessario verificare l’esistenza e l’entità di una perdita e mantenga attiva la modalità per periodi di tempo (“Ter”) limitati allo scopo di garantire una riduzione contenuta dell’autonomia della batteria. Prove effettuate sui misuratori di Pietro Fiorentini hanno evidenziato che mantenere attiva la modalità ER per un tempo non superiore a 18 secondi e per non più di tre volte al giorno comporterebbe una riduzione dell’autonomia della batteria di circa 3%, equivalente a circa 6 mesi dei 15 anni di vita utile<sup>43</sup>. In questa ipotesi è necessario quindi tener conto del costo per la sostituzione anticipata del contatore per esaurimento della batteria prima della scadenza della sua vita utile. Questo costo addizionale imputato al distributore è stato valutato da Pietro Fiorentini circa 9 euro per ogni contatore<sup>44</sup>.

La voce di costo Cc-1 per realizzare il software necessario per la funzione dello smart meter di Pietro Fiorentini è stimata circa 250 K€.

La soluzione dell’ipotesi AI-2 permette di contabilizzare, ma solo durante il periodo “Ter”, il gas delle perdite che altrimenti non sarebbe contabilizzato soprattutto di quelle perdite che non si riescono a risolvere, rappresentando un ulteriore beneficio se pur contenuto attribuito nella CBA al venditore come indicato nella

Tabella 13.

A parità di scenario di riferimento, l’ipotesi AI-2 manifesta una riduzione significativa del ROI rispetto alla soluzione dell’ipotesi AI, riduzione principalmente dovuta agli aumenti dei costi

<sup>42</sup> Il gas non contabilizzato sulle reti Italiane è di circa 695 Mmc (Fonte: Studio UNICASSINO -2017)

<sup>43</sup> Valutazioni effettuate su tecnologie di misura di alcuni costruttori

<sup>44</sup> Calcolato con un valore di costo standard attualizzato (TS=4,5%) del contatore di 150 €

sostenuti dal distributore derivanti dalla riduzione della vita utile del contatore e dall'incremento dei costi per la gestione delle perdite intercettate <sup>45</sup>. Il vantaggio principale relativo alle riduzioni di emissioni nel periodo di osservazione (**32 KtCO<sub>2</sub>eq**) è più elevato di quello ipotizzato con la soluzione dell'ipotesi AI (19 KtCO<sub>2</sub>eq).

Tabella 13 – ROI per la Ipotesi AI-2

<i>Community</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 3.269.789	€ -	€ (3.269.789)	€ 26	€ -
GasCo	€ -	€ 139	€ 139	€ -	€ 0
Community	€ -	€ 4.260.699	€ 4.260.699	€ -	€ 34
<b>Total</b>	€ 3.269.789	€ 4.260.838	€ 991.049	€ 26	€ 34
<b>ROI</b>	<b>0,30</b>				
<b>ROI<sub>cs</sub></b>	<b>4,4%</b>				
<b>Eco_Cost</b>	<b>102,66 €</b>				
<b>%AE</b>	<b>52,8%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>31.849</b>		

Dei costi sostenuti dal distributore, il 40% sono costi di capitale (CAPEX) di cui il 33% attribuibili alla riduzione della vita utile del contatore mentre il 32% sono i costi operativi (OPEX) sostenuti per la verifica e sospensione della fornitura.

Per quanto attiene i benefici per la comunità, quasi il 20% è il beneficio attribuibile al metano risparmiato e 80% quello attribuibile allo SCC evitato. Il beneficio attribuito al venditore per il recupero di gas non contabilizzato, come anticipato, non è significativo (0,003%)

**Il ROI si attesta al 30% ed il ROI<sub>cs</sub> a più del 4%. Il Costo Ecologico è oltre 102 €/tonCO<sub>2</sub>eq mentre l'efficacia della soluzione (%AE) è 53%**

L'analisi di sensitività ha evidenziato le seguenti maggiori criticità per l'ipotesi AI-2:

- ✓ *Dimensioni della rete di distribuzione* - rispetto alla soluzione AI la soluzione AI-2 inizia ad essere vantaggiosa (ROI >0) per reti di distribuzione con più di 60.000 utenti.

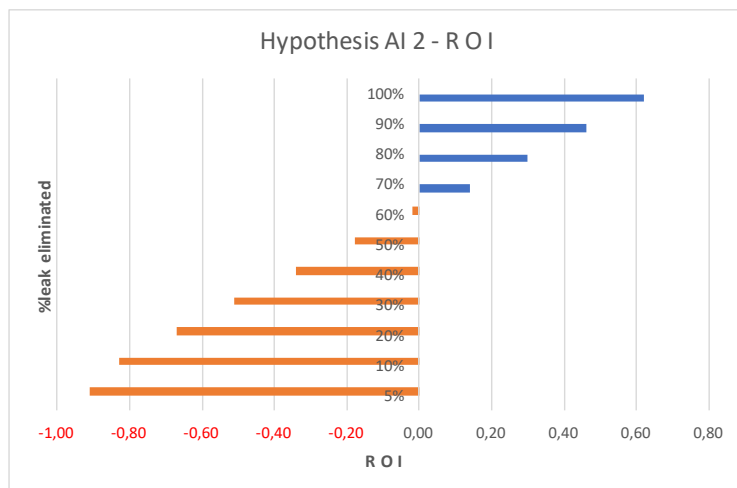
<sup>45</sup> Aumentano il numero degli utenti ai quali è attribuita una perdita, che devono essere gestiti

Hypothesis AI 2- R O I			
			Perdite (Mmc)
DisCo's Users	35.000	-0,08	0,06
	60.000	0,10	0,11
	100.000	0,24	0,18
	126.903	0,30	0,22
	200.000	0,38	0,35
	250.000	0,41	0,44
	300.000	0,43	0,53
	500.000	0,48	0,88
	1.000.000	0,52	1,76
	1.200.000	0,52	2,11
	1.500.000	0,53	2,64
	2.000.000	0,53	3,52

- ✓ *Perdite risolte* - il ROI dell'ipotesi AI-2 rimane negativo fino a quando non si riescono a risolvere oltre 60% delle perdite.

Hypothesis AI 2 - R O I	
0,30 €	
5%	-0,91
10%	-0,83
20%	-0,67
30%	-0,51
40%	-0,34
50%	-0,18
60%	-0,02
70%	0,14
80%	0,30
90%	0,46
100%	0,62

$vi = 1,53 - r = 0,36$



- ✓ *Falsi positivi*- il ROI dell'ipotesi AI-2 è significativamente condizionato dai falsi positivi; sono sufficienti 15% di falsi positivi per annullare il ROI.

Hypothesis AI 2 - R O I		
Leakage - false positive	0,0%	0,54
	5,0%	0,30
	10,0%	0,12
	15,0%	0,00
	20,0%	-0,11
	40,0%	-0,38
	50,0%	-0,46
	60,0%	-0,52
	70,0%	-0,57
	90,0%	-0,64
	100,0%	-0,67

### 4.4.3 Ipotesi CB ( “COULD BE”)

Con l’ipotesi “Could Be” si analizza la soluzione che ipotizza il progetto e la realizzazione di un nuovo smart meter (con tecnologia di misura statica ultrasonica) in grado di misurare flussi di gas a partire da 1 dmc/h (Qstart) e fino a 10mc/h (Qmax). Il misuratore avrebbe in tal modo una “rangeability” di misura significativa ( $R=Q_{max}/Q_{start} = 10.000$ ).

Valutazioni sulla fattibilità di questa ipotesi, effettuate da Pietro Fiorentini, stimano i costi di sviluppo di questo nuovo smart meter a circa 1,4 M€ e un incremento del prezzo dello smart meter compreso tra 12 e 15 €.

Il nuovo smart meter permetterebbe di individuare e misurare in conformità alla direttiva MID flussi di gas a partire da 1 dmc/h (Qstart), che ricordiamo essere portate tipiche di perdite e non sono attribuibili a normali consumi dell’utente. In tal modo, il gas perduto nell’impianto post contatore può essere in gran parte non solo rilevato ma anche misurato. Con la distribuzione di densità di Gumbel, gli utenti interessati da perdite superiori a 1 dmc/h, risulterebbero solo 30% (4% con la distribuzione lognormale) ma questi pochi utenti sarebbero responsabili di oltre il 90% delle perdite (53% per la distribuzione lognormale). Differentemente dalla ipotesi AI-2, l’ipotesi CB riduce la Qstart ma non limita temporalmente il periodo ER e non riduce la vita utile dello smart meter.

La CBA per questa ipotesi, nello scenario di riferimento, fornisce i seguenti risultati:

<i>Hypothesis CB - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 3.676.105	€ -	€ (3.676.105)	€ 29	€ -
GasCo	€ -	€ 15.067	€ 15.067	€ -	€ 0
Community	€ -	€ 4.419.685	€ 4.419.685	€ -	€ 35
<b>Total</b>	<b>€ 3.676.105</b>	<b>€ 4.434.752</b>	<b>€ 758.646</b>	<b>€ 29</b>	<b>€ 35</b>

<b>ROI</b>	<b>0,20</b>			
<b>ROI<sub>cs</sub></b>	<b>3,3%</b>			
<b>Eco_Cost</b>	<b>111,27 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>54,7%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>33.038</b>	

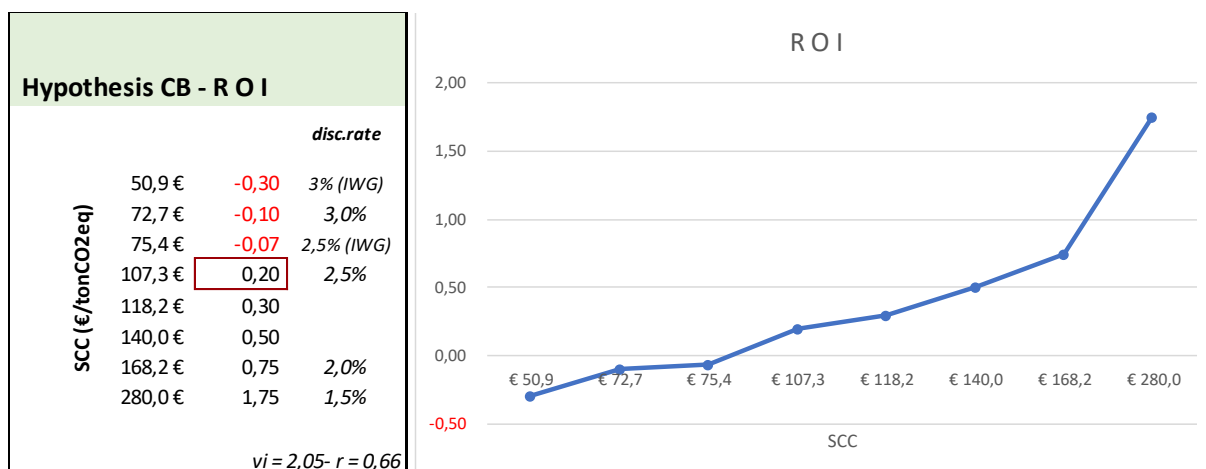
Dei costi sostenuti dal distributore il 42% sono costi di capitale (CAPEX) di cui il 36% attribuibili al costo addizionale del contatore mentre sono il 32% i costi operativi (OPEX) sostenuti per la verifica e la sospensione della fornitura. Il beneficio per la comunità in termini di metano risparmiato è oltre il 19% ed è quasi il 80% quello attribuibibile allo SCC evitato; aumenta oltre il 0,3% il beneficio (per il venditore) derivante dal recupero di gas non contabilizzato.

**Il ROI si attesta al 20% ed il ROI<sub>cs</sub> al 3%; il Costo Ecologico crescerebbe oltre 111 €/tonCO<sub>2</sub>eq. L’indice %AE (efficacia della soluzione) aumenta a quasi 55%**

La soluzione nello scenario di riferimento eviterebbe circa il 55% di emissioni che nello scenario paese, in cui tutti i meter adottano la soluzione dell’ipotesi CB, permetterebbe di evitare circa **6 milioni** di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>.

In questa ipotesi SCC influisce significativamente sul ROI come indicato nel Prospetto 7: il ROI si annulla quando SCC è stimato al valore di 83\$ indicato da IWG.

Prospetto 7 – Influenza dello SCC sul ROI nella ipotesi CB





## 4.5 Metodo alternativo per la riduzione delle perdite post contatore

Un metodo alternativo per individuare le perdite fuggitive che non prevede investimenti, consiste nella periodica verifica della tenuta dell'impianto di ciascun utente (Ipotesi VP). Prescindendo dalla difficoltà di indurre gli utenti a verificare il proprio impianto, esistono a livello nazionale norme di riferimento<sup>46</sup> che stabiliscono le modalità di prova, i tempi minimi di prova ed i criteri per definire l'entità della perdita.

La CBA dell'ipotesi VP considera lo scenario di riferimento descritto in Tabella 19, che prevede una durata minima di prova come indicato dalla normativa. L'analisi è effettuata considerando la rete di distribuzione di riferimento (126.903 utenti); se si considera l'intero paese i valori assoluti devono essere moltiplicati per il numero di reti afferenti ai 186 distributori. Il caso d'uso a supporto dell'ipotesi VP ipotizza che sia l'utente a farsi carico con periodicità di 2 anni della verifica di tenuta del proprio impianto<sup>47</sup>. Lo scenario di riferimento ipotizza, secondo la distribuzione di Gumbel, che le perdite post contatore superiori a 1 dmc/h siano il 91% delle perdite complessive (53% secondo la distribuzione lognormale).

Il caso d'uso ipotizza che tutti gli utenti della rete provvedano a far verificare il proprio impianto<sup>48</sup> e, a seguito di accertamento di una perdita superiore a 1 dmc/h, come per le altre ipotesi, almeno 80% di loro provveda alla riparazione.

La CBA dell'ipotesi VP considera che le perdite siano intercettate tutte nel primo periodo di verifica con le verifiche egualmente distribuite nel periodo; i benefici della intercettazione si mantengono per gli anni restanti fino alla fine del periodo di osservazione<sup>49</sup>.

La CBA sintetizzata in Tabella 15 evidenzia un ROI negativo ed un "Costo ecologico" in 15 anni di oltre **455€/tCO<sub>2</sub>eq**. L'andamento del ROI e le quantità di emissioni evitate cambiano al variare della periodicità di verifica come indicato nel Prospetto 8. Il metodo, nelle ipotesi dello scenario di riferimento, potrebbe evitare circa 26 KtCO<sub>2</sub>eq di emissioni.

L'ipotesi VP, rispetto alla ipotesi CB, non induce però alcun risparmio di GNC per le perdite che non sono risolte. Inoltre, con il metodo alternativo dell'ipotesi VP, il tempo medio di persistenza di una perdita ("tp") risulta mediamente più elevato (mediamente 50% della periodicità di verifica) rispetto a quello ottenibile con l'impiego degli smart meter (2-3 mesi); questo "tp", con i dati della Tabella 4, comporterebbe un costo per la collettività di quasi 23 €/anno per ogni dmc di perdita.

---

<sup>46</sup> UNI 11137 e UNI 10738

<sup>47</sup> Si ipotizza di far coincidere la verifica di tenuta dell'impianto con l'analisi della combustione e il controllo dei fumi (ossido di carbonio) che con la legge DPR 74/2013 è diventata obbligatoria in Italia; la contemporaneità delle due verifiche comporta un risparmio per l'utente.

<sup>48</sup> La riduzione delle emissioni è proporzionale al numero di utenti che verificano il proprio impianto

<sup>49</sup> Nel caso di verifica biennale e lo scenario di riferimento, 31 Mmc di gas potrebbero essere intercettati entro i primi due anni e nei successivi 13 anni si risparmiano ulteriori 31 Mmc all'anno.

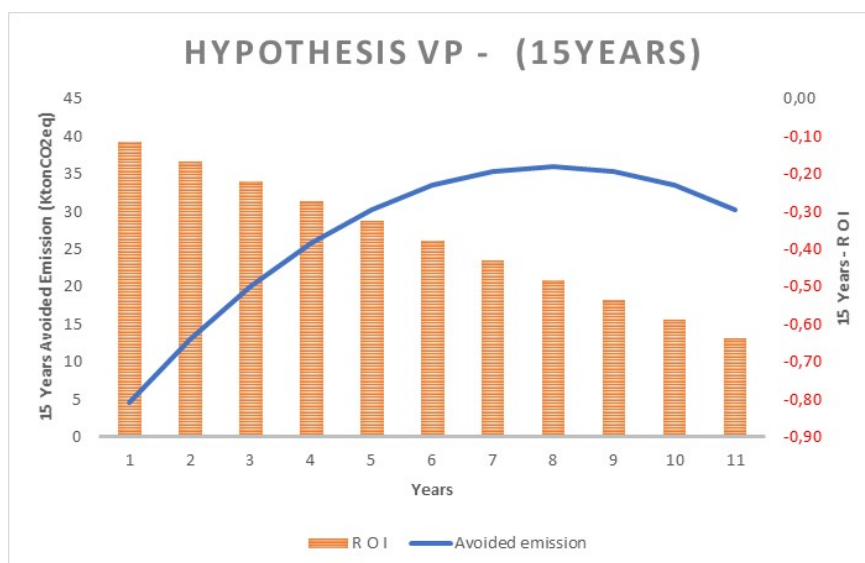
Tabella 14 – Scenario di riferimento – Ipotesi VP

<b>Reference Scenario</b>	
SCC - Social Cost of carbon	<b>107,30</b> €/tCO <sub>2</sub> eq
Average Gas Natural Price	<b>0,90</b> €/mc
Test Frequency	<b>2</b> year
Users(G2,5-G6)	<b>126.903</b>
Yearly Gas Leakages (G2,5_G6)	<b>0,22</b> Mmc
Test duration	<b>30</b> minutes
Test costs per hour	<b>35,00</b> €
Leaks intercepted (>1dmc/h)	<b>91,2%</b>
Tests performed	<b>100,0%</b>
Leaks eliminated	<b>80,0%</b>

Tabella 15 – ROI ed Efficacia della Ipotesi VP

<b>Costs - Benefits Analysis</b>	<b>In 1 year</b>	<b>In 15 years</b>
<b>Costs</b>		
Test Cost (pro user)	8,75 €	131,25 €
Total Costs	<b>1,11</b> M€	<b>16,66</b> M€
<b>Benefits</b>		
Avoided CO <sub>2</sub> Emissions	<b>1,31</b> KtCo <sub>2</sub> eq	<b>36,60</b> KtCo <sub>2</sub> eq
Avoided Natural Gas Emissions	<b>0,08</b> Mmc	<b>2,28</b> Mmc
Avoided SCC	<b>0,14</b> M€	<b>3,93</b> M€
Avoided Natural Gas Costs	<b>0,07</b> M€	<b>2,05</b> M€
<b>Total Benefits</b>	<b>0,21</b> M€	<b>5,98</b> M€
<b>ROI</b>	<b>-0,81</b>	<b>-0,64</b>
<b>Eco_Cost</b>	<b>849,39</b> €/tCO <sub>2</sub> eq	<b>455,03</b> €/tCO <sub>2</sub> eq
<b>%AE</b>	<b>34,7%</b>	<b>64,7%</b>

Prospetto 8 – ROI ed Emissioni in funzione della periodicità di verifica



## 4.6 Confronto tra le ipotesi

La Tabella 16 mette a confronto i risultati della CBA di Pietro Fiorentini per le differenti ipotesi nello scenario di riferimento, nel periodo di osservazione e nella prospettiva distributore di riferimento.

Sono messi a confronto: il “ROI” che tiene conto dell’aspetto finanziario, le “Emissioni evitate” espresse in migliaia di tonnellate equivalenti di emissioni di CO<sub>2</sub>, che determinano l’efficacia della ipotesi, gli investimenti espressi in milioni di euro che il sistema paese dovrebbe sostenere nel periodo di osservazione ed il “Costo ecologico”, espresso come costo da sostenere per eliminare una tonnellata equivalente di CO<sub>2</sub> che insieme al ROI determinano l’efficienza di ciascuna ipotesi.

La soluzione basata sull’ipotesi AI è la soluzione più efficiente rispetto alle altre due soluzioni basate sulle ipotesi AI-2 e CB, tra loro quasi equivalenti.

La soluzione basata sull’ipotesi VP è molto più efficace della ipotesi AI ma solo 18% in più della ipotesi CB. I costi complessivi medi annui della ipotesi VP ammontano a circa 1,1 M€ mentre i costi complessivi medi annui dell’ipotesi CB ammontano a 0,25 M€.

Considerando le soluzioni che impiegano smart meter, se dal punto di vista finanziario l’ipotesi AI è quella più efficiente in termini economici la soluzione che utilizza l’ipotesi CB è la più efficace: emissioni evitate 2 volte superiori a quelle con la ipotesi AI.

Tabella 16- Confronto delle ipotesi

	ROI	%AE	Investments (M€)	Eco_Cost (€/tCO <sub>2</sub> eq)	Relative Effectiveness	Relative Efficiency
Hypothesis AI	1,15	0,32	1,2	61,95	1,00	1,00
Hypothesis AI-2	0,30	0,53	3,3	102,66	1,67	0,60
Hypothesis CB	0,20	0,55	3,7	111,27	1,73	0,56
Hypothesis VP	-0,64	0,65	16,7	455,03	2,05	0,14

Per quanto attiene il valore della funzione per lo smart metering, l’indice ROIcs si attesta per tutte le ipotesi oltre il **3%** con prevalenza della ipotesi AI (circa 7%).

## 4.7 Adeguamento degli smart meter

Lo scenario di riferimento ipotizza per qualunque ipotesi che l'installazione dei nuovi smart meter con la funzione di rilevazione delle perdite avvenga senza riduzione di valore residuo del contatore già installato<sup>50</sup>. Bisogna inoltre considerare che le tecnologie di misura contemplate dalle ipotesi AI e AI-2 sono quelle già disponibili<sup>51</sup> e le soluzioni per il sistema necessario e previsto dalle due ipotesi potrebbero a loro volta essere rese disponibili in poco tempo.

Come ulteriore considerazione, il firmware di molti smart meter attualmente in esercizio potrebbe essere aggiornato (realisticamente anche da remoto)<sup>52</sup> in modo da realizzare funzionalità equivalenti a quelle contemplate nell'ipotesi AI e AI-2. Con l'aggiornamento si potrebbe disporre in breve tempo di soluzioni che supportano efficacemente la riduzione di emissioni di metano. L'aggiornamento del software degli smart meter esistenti che non sono prossimi alla fine della loro vita metrologica, anche se effettuato da remoto, ha un costo che Pietro Fiorentini ha stimato in 25€cent per utente ed inoltre la CBA considera che per il 10% degli utenti l'aggiornamento da remoto non vada a buon fine e quindi sia necessario un intervento in locale.

Con questi presupposti, la CBA per l'ipotesi AI che ipotizza l'aggiornamento degli smart meter esistenti, fornisce i seguenti risultati:

<i>Hypothesis AI - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 1.388.085	€ -	€ (1.388.085)	€ 11	€ -
GasCo	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Community	€ -	€ 2.549.522	€ 2.549.522	€ -	€ 20
<b>Total</b>	<b>€ 1.388.085</b>	<b>€ 2.549.522</b>	<b>€ 1.161.438</b>	<b>€ 11</b>	<b>€ 20</b>

<b>ROI</b>	<b>0,83</b>			
<b>ROI<sub>cs</sub></b>	<b>5,7%</b>			
<b>Eco_Cost (€/tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>72,83 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>31,6%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>19.058</b>	

I costi per l'aggiornamento del firmware incidono per il 17% degli investimenti; il ROI della ipotesi AI si riduce al 83% ed il ROI<sub>cs</sub> si riduce a meno del 6%.

L'aggiornamento del software che adegua alla ipotesi AI gli smart meter già installati può essere effettuato in tempi ridotti rispetto ai 5 anni previsti nello scenario di riferimento con conseguente aumento del ROI e delle emissioni evitate<sup>53</sup> come evidenziato dalla Tabella 17.

<sup>50</sup> Ovvero non si tiene conto del costo associato al valore residuo del contatore che viene dismesso

<sup>51</sup> Si ricorda che l'ipotesi AI-2 non prevede l'impiego di smart meter con tecnologia di misura meccanica

<sup>52</sup> Pietro Fiorentini ha verificato l'aggiornabilità di alcune versioni firmware dei suoi misuratori.

<sup>53</sup> Ogni anno di anticipo determina 7% di aumento del ROI e 110 KtCO<sub>2</sub>eq di emissioni evitate

Tabella 17 – ROI ed Emissioni evitate in funzione degli anni di adeguamento dei misuratori

Hypothesis AI - R O I & Avoided Emissions			
		ROI	Avoided Emission (ktCO <sub>2</sub> eq)
Smart Meters Rollout (years)	1	1,01	22,23
	2	0,97	21,44
	3	0,92	20,65
	4	0,88	19,85
	5	0,83	19,06
	6	0,78	18,26
	7	0,73	17,47
	8	0,68	16,68
	9	0,62	15,88
	10	0,57	15,09

Per l'ipotesi AI-2 se si ipotizza l'aggiornamento del firmware degli smart meter già installati, la CBA fornisce i seguenti risultati:

	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
<b>Community</b>					
DSO	€ 3.471.199	€ -	€ (3.471.199)	€ 27	€ -
GasCo	€ -	€ 139	€ 139	€ -	€ 0
Community	€ -	€ 4.260.699	€ 4.260.699	€ -	€ 34
<b>Total</b>	€ 3.471.199	€ 4.260.838	€ 789.639	€ 27	€ 34
<b>ROI</b>	<b>0,22</b>				
<b>ROIcs</b>	<b>3,5%</b>				
<b>Eco_Cost</b>	<b>108,99 €</b>				
<b>%AE</b>	<b>52,8%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>31.849</b>		

L'ipotesi AI e AI-2 potrebbero trovare ulteriore giustificazione se si ipotizza di implementare nello smart meter altre funzioni che aggiungono valore ma non richiedono modifiche hardware (es.: allarmi su eventi significativi, prepagamento cardless, ecc.). La CBA di queste funzionalità dovrebbe comunque essere valutata.

La tecnologia di misura necessaria per l'ipotesi CB invece deve essere ancora sviluppata e secondo Pietro Fiorentini potrebbero essere necessari 18-30 mesi per renderla disponibile nei propri apparati.

L'ipotesi CB trova un'ulteriore giustificazione qualora fossero implementate nello smart meter altre funzioni che aggiungono ulteriore valore ma che richiedono modifiche dello

hardware, quali ad esempio: doppio canale di comunicazione remota, comunicazione diretta con l'utente (Chain2), misura in energia, rilevazione eventi sismici, ecc.

L'ipotesi CB prevede, una volta disponibile, di installare i nuovi smart al posto di contatori tradizionali<sup>54</sup> ancora in uso oppure di procedere con l'installazione dei nuovi smart meter in caso di guasto dei misuratori esistenti o alla fine della loro vita metrologica. La soluzione prevista per l'ipotesi CB non prevede infatti l'adeguamento dei misuratori esistenti.

Per l'ipotesi CB è stato invece analizzato il caso d'uso in cui il nuovo smart meter sostituisce un misuratore in servizio prima della fine della sua vita metrologica. Lo scenario ipotizza che al primo anno in cui inizia la sostituzione gli smart meter esistenti siano già da 7 anni in esercizio e che ogni anno di esercizio rimanente ha un valore di 10€<sup>55</sup> per ogni misuratore disinstallato. Con questi presupposti l'analisi costi benefici per l'ipotesi CB fornisce i seguenti risultati:

<i>Hypothesis CB - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 10.764.570	€ -	€ (10.764.570)	€ 85	€ -
GasCo	€ -	€ 15.067	€ 15.067	€ -	€ 0
Community	€ -	€ 4.419.685	€ 4.419.685	€ -	€ 35
<b>Total</b>	<b>€ 10.764.570</b>	<b>€ 4.434.752</b>	<b>€ (6.329.818)</b>	<b>€ 85</b>	<b>€ 35</b>

<b>ROI</b>	<b>-0,58</b>			
<b>ROI<sub>CS</sub></b>	<b>-21,2%</b>			
<b>Eco_Cost</b>	<b>325,82 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>54,7%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>33.038</b>	

La sostituzione anticipata degli smart meter incide per il 66% degli investimenti; il ROI è negativo ( -58%) e rimane negativo, comunque si modificano nell'intervallo significativo le variabili da cui dipende; il ROI<sub>CS</sub> è di -21%; il costo ecologico sale a 326 €/tCO<sub>2</sub>eq. L'efficacia è quasi il 55%

<sup>54</sup> Nel 2022 erano ancora circa 4 milioni i contatori non smart di calibro inferiore a G10

<sup>55</sup> Un quindicesimo del costo standard

## 5. Riduzione del Gas non Contabilizzato (GNC) nelle reti di distribuzione

La soluzione della ipotesi CB, come visto, genera come ulteriore vantaggio un recupero di gas non contabilizzato (GNC) delle reti di distribuzione del gas. Il GNC<sup>56</sup> ha ampie implicazioni per le pratiche normative poiché associa le perdite tecniche a quelle commerciali e influisce sul costo di fornitura del gas, sulla sicurezza del servizio oltre che sull'impatto ambientale. Il GNC oltre al gas non misurato comprende le variazioni di "linepack" ovvero il gas accumulato nella rete (considerato trascurabile nelle reti di distribuzione), le perdite e le emissioni dalla rete, i prelievi fraudolenti e gli ammanchi in genere.

Come riportato in Prospetto 9, il GNC<sup>57</sup> delle reti di distribuzione è valutato al 2,5% del gas distribuito mentre le perdite post contatore sono stimate pari al 6,1% del GNC complessivo.

Le perdite post contatore incluse tra 1 dmc/h (Qstart dell'ipotesi CB) e 3dmc/h (Q'start degli attuali sistemi di misura) nello scenario di riferimento sono valutate oltre il 39% (25% secondo la distribuzione lognormale) del totale di perdite post contatore. Questi flussi quando sono gli unici flussi che attraversano il contatore<sup>58</sup> non sono attualmente misurati. Nell'ipotesi CB in cui le perdite con flusso compreso tra 1 e 3 dmc/h sono misurate, la quantità di gas, attualmente non misurato ma che potrebbe essere contabilizzato se tutti i misuratori adottassero l'ipotesi CB, potrebbe essere di oltre 2,4 Mmc di gas, cioè oltre il 0,3 % del GNC delle reti di distribuzione. Nell'ipotesi sfavorevole di incertezza di misura sempre positiva del 10%, il recupero ammonterebbe comunque a oltre 2 Mmc.

Prospetto 9

			Font
<i>Gas distributed</i>	28.316	Mmc	ARERA - Relazione annuale 2022
<i>Distribution Unaccounted Gas (GNC)</i>	695	Mmc	dati 2017 ricavati dal report UNICASSINO
<i>Post Meter Gas Leakage</i>	42,4	Mmc	ISPRA - rapporto 383-2023
<i>Post Meter Gas Leakage (G2,5-G6)</i>	41,5	Mmc	computation
<i>Users</i>	24,1	Mu	ARERA - Relazione annuale 2023
<i>Users (G2,5-G6)</i>	23,6	Mu	ARERA - Relazione annuale 2024
<b><i>Accounted Gas (Leakage 1-3 dmc/h )</i></b>	<b>2,40</b>	<b>Mmc</b>	<b>computation</b>

<sup>56</sup> Il GNC è definito come la differenza assoluta tra il volume di gas che entra nel sistema (misurato o stimato al punto di entrata) e quello in uscita dal sistema (misurato o stimato ai punti di uscita).

<sup>57</sup> Il GNC computato da UNICASSINO è riferito all'anno 2017; gli altri dati sono riferiti al 2022

<sup>58</sup> Durante il periodo in cui l'utente non consuma gas che è stimato nella CBA a 15% del giorno.

## 6. Inferenza statistica

L'analisi presentata in questo documento evidenzia l'efficacia degli smart meter a supporto della rilevazione, contabilizzazione e riduzione delle perdite di metano che avvengono negli impianti di distribuzione post contatore considerando le ipotesi dello scenario di riferimento.

L'analisi ha evidenziato l'utilità di disporre di dati attendibili basati su misurazioni effettive per quanto attiene le perdite post contatore nel segmento della distribuzione ad uso domestico. Poiché non è praticabile procedere a misurazioni dirette su tutti gli impianti è necessario attivare un procedimento di inferenza statistica<sup>59</sup> che richiede di definire un campione rappresentativo su cui effettuare le misurazioni. Le misurazioni sono utili a confermare le assunzioni dello scenario di riferimento e in particolare il valor medio delle perdite, la deviazione standard, e la distribuzione di probabilità più rappresentativa del fenomeno.

La dimensione del campione rappresentativo è funzione della popolazione e dell'errore accettabile per l'inferenza come indicato in

Tabella 18 ottenuta considerando un livello di confidenza del campione del 99% e una deviazione standard (cautelativa) del 50%. Dalla tabella emerge che per la rete di distribuzione dello scenario di riferimento (circa 130.000 utenti domestici) se si pretende un errore statistico<sup>60</sup> della inferenza non superiore allo 1% è necessario un campione non inferiore a 14.800 utenti scelti in modo casuale tra quelli serviti. A livello paese ogni distributore dovrebbe quindi selezionare un campione casuale di utenti in relazione alla dimensione della propria rete e a quanto indicato dalla

Tabella 18 ma complessivamente per poter estendere il procedimento inferenziale all'intero paese sarebbe sufficiente un campione di 17.000 utenti o di 67.000 se si tende ad un errore dello 0,5%.

La scelta del campione statistico può essere effettuata in due differenti modalità:

- a) Campionamento casuale semplice: il campione statistico è determinato considerando tutti gli utenti domestici con la stessa probabilità di emissioni post contatore. Il campione su cui effettuare le misure viene estratto in modo casuale dalla lista degli utenti indipendentemente dalla categoria d'uso del gas (C1, C2, C3;
- b)
- c) Tabella 20)
- d) Campionamento casuale stratificato: il campione statistico è determinato considerando che potrebbero esserci differenze tra le varie categorie d'uso del gas (C1, C2, C3)<sup>61</sup> sia per quanto attiene la probabilità di accadimento sia per l'entità delle perdite.

---

<sup>59</sup>La statistica inferenziale è il procedimento per cui si deducono le caratteristiche di una popolazione dall'osservazione di campione casuale

<sup>60</sup> L'errore indica con quanta probabilità i risultati dell'indagine rifletteranno il punto di vista della popolazione complessiva. Minore è l'errore, maggiore sarà la probabilità di ricevere la risposta esatta con un determinato livello di confidenza. Come esempio, se si utilizza un margine di errore di 1% e il risultato dell'indagine sul campione è 47% possiamo essere sicuri col 99% di confidenza che il risultato è compreso tra 46% e 48%

<sup>61</sup> Alle differenti categorie corrispondono impianti di distribuzione del gas post contatore generalmente più articolati, con maggiori dispositivi utilizzatori e con differente probabilità di perdita. Alcuni studi in USA associano le quantità di perdite post contatore al numero di dispositivi alimentati dal gas.



- e) Con una popolazione di 23,7 M di utenti, una deviazione standard (cautelativa) di 0,5 ed un livello di confidenza di 99%, nel caso di campionamento casuale semplice e in funzione dell'errore obiettivo, la dimensione del campione è quella riportata in
- f) Tabella 19.
- g) Anche nel caso di campionamento stratificato secondo la categoria d'uso del gas, il campione statistico dovrebbe essere non inferiore rispettivamente a 16.600 e 4.200 unità per ogni categoria, in relazione all'errore accettato rispettivamente di 1% oppure 2%, come indicato nella
- h)
- i) Tabella 20.

Tabella 18 – Dimensione minima del campione statistico

Minimum Sample	Error									
	0,50%	1%	1,50%	2%	2,50%	3%	3,50%	4%	4,50%	5%
50.000	57,1051%	24,9711%	12,8859%	7,6814%	5,0559%	3,5661%	2,6450%	2,0377%	1,6170%	1,3138%
60.000	52,5932%	21,7129%	10,9739%	6,4842%	4,2490%	2,9895%	2,2140%	1,7039%	1,3511%	1,0972%
100.000	39,9630%	14,2669%	6,8867%	3,9941%	2,5935%	1,8154%	1,3402%	1,0294%	0,8151%	0,6612%
130.000	33,8638%	11,3481%	5,3830%	3,1010%	2,0070%	1,4024%	1,0342%	0,7937%	0,6282%	0,5094%
200.000	24,9711%	7,6814%	3,5661%	2,0377%	1,3138%	0,9160%	0,6746%	0,5173%	0,4092%	0,3317%
250.000	21,0270%	6,2410%	2,8734%	1,6369%	1,0538%	0,7342%	0,5404%	0,4143%	0,3276%	0,2655%
300.000	18,1589%	5,2555%	2,4060%	1,3678%	0,8797%	0,6126%	0,4508%	0,3455%	0,2732%	0,2214%
500.000	11,7487%	3,2210%	1,4576%	0,8252%	0,5297%	0,3684%	0,2710%	0,2076%	0,1641%	0,1330%
1.000.000	6,2410%	1,6369%	0,7342%	0,4143%	0,2655%	0,1846%	0,1357%	0,1039%	0,0821%	0,0665%
1.200.000	5,2555%	1,3678%	0,6126%	0,3455%	0,2214%	0,1538%	0,1131%	0,0866%	0,0684%	0,0554%
1.500.000	4,2490%	1,0972%	0,4906%	0,2766%	0,1772%	0,1231%	0,0905%	0,0693%	0,0548%	0,0444%
2.000.000	3,2210%	0,8252%	0,3684%	0,2076%	0,1330%	0,0924%	0,0679%	0,0520%	0,0411%	0,0333%
23.604.000	0,2812%	0,0705%	0,0313%	0,0176%	0,0113%	0,0078%	0,0058%	0,0044%	0,0035%	0,0028%

Tabella 19- Dimensione del campione statistico semplice

Sample	Error
66.378	0,50%
16.629	1,00%
7.394	1,50%
4.160	2%

Tabella 20- Dimensione del campione statistico stratificato

Gas Use for	users	sample (e=1%)	sample (e=2%)
C1-Heating	2,17%	523.035	16.128
C2- Cooking + water heater	42,31%	10.197.979	16.614
C3 - Heat.+water heat.+cook.	53,97%	13.008.389	16.620
ToT	98,45%	23.729.404	

I costi da sostenere per organizzare gli interventi, effettuare le verifiche e per elaborare i dati statistici per un campione di 67.000 utenze sono stati stimati da Pietro Fiorentini circa 4,7 M€ ovvero un contributo di 20€cent per ciascun utente domestico. Se si considera anche questo contributo, la CBA dell'ipotesi AI, che considera anche l'aggiornamento del firmware degli smart meter esistenti, fornisce i seguenti risultati:

<i>Hypothesis AI - (single distribution network scenario)</i>	COSTS ( C )	BENEFITS ( B )	C-B	Cost per capita	Benefit per capita
DSO	€ 1.416.915	€ -	€ (1.416.915)	€ 11	€ -
GasCo	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Community	€ -	€ 2.549.522	€ 2.549.522	€ -	€ 20
<b>Total</b>	<b>€ 1.416.915</b>	<b>€ 2.549.522</b>	<b>€ 1.132.607</b>	<b>€ 11</b>	<b>€ 20</b>

<b>ROI</b>	<b>0,79</b>			
<b>ROI<sub>cs</sub></b>	<b>5,5%</b>			
<b>Eco_Cost (€/tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>74,35 €</b>			
<b>%AE</b>	<b>31,6%</b>	<b>Avoided Emissions (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>19.058</b>	

Il costo per l'inferenza statistica rappresenta il 2% dei costi sostenuti nel periodo.

**Il ROI si riduce al 80%, il ROI<sub>cs</sub> al 5% , il costo ecologico aumenta a 74€/tCO<sub>2</sub>eq.**

## 7. APPENDICE – A

La distribuzione di probabilità delle perdite ha rilevanza sulla CBA.

Restringendo il campo di interesse a funzioni di distribuzione della probabilità del flusso di perdita a due fattori queste sono caratterizzate dalla media  $\mu$  - e dalla deviazione standard  $\sigma$  -. La media è relazionata alla stima delle emissioni totali di gas naturale ( $Tot\_em$ ) negli impianti post contatore; la deviazione standard, nell'analisi CBA, è stata relazionata alla perdita massima considerata  $q_{leak\_max}$ , intendendo che almeno il 99% delle perdite di gas dovute a fuggitive siano di entità inferiore a  $q_{leak\_max}$ . La correlazione del ROI, delle emissioni evitate e del costo ecologico della ipotesi AI (considerata la più efficiente) alla stima delle perdite totali nelle reti post contatore e al valore di  $Q_{leak\_max}$ , per le due distribuzioni di probabilità analizzate, sono indicate nelle tabelle seguenti.

Tabella 21 – ROI della ipotesi AI in funzione di  $Tot\_em$  e deviazione standard (Distribuzione Gumbel)

Hypothesis AI - ROI										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		Total Natural Gas Leakage (Mmc)								
		10	20	30	42,4	50	60	70	80	90,00
standard deviation (dmc/h)	0,6	-0,97	-0,94	-0,91	-0,87	-0,85	-0,81	-0,78	-0,74	-0,71
	0,8	-0,89	-0,79	-0,68	-0,55	-0,46	-0,35	-0,23	-0,12	0,00
	1	-0,79	-0,58	-0,36	-0,10	0,05	0,26	0,47	0,68	0,90
	1,2	-0,68	-0,37	-0,06	0,30	0,53	0,83	1,13	1,42	1,71
	1,4	-0,60	-0,21	0,16	0,63	0,91	1,28	1,63	1,99	2,33
	1,6	-0,54	-0,10	0,33	0,86	1,17	1,58	1,99	2,38	2,77
	1,8	-0,50	-0,02	0,44	1,01	1,35	1,79	2,22	2,64	3,05
	2	-0,48	0,01	0,50	1,10	1,46	1,92	2,37	2,80	3,23
	2,2	-0,47	0,04	0,54	1,15	1,52	1,99	2,45	2,90	3,34
	2,4	-0,46	0,05	0,56	1,18	1,55	2,03	2,50	2,95	3,40
	2,6	-0,46	0,06	0,57	1,19	1,57	2,05	2,52	2,98	3,43
	2,8	-0,46	0,06	0,57	1,19	1,56	2,05	2,52	2,98	3,43
3	-0,46	0,05	0,56	1,18	1,55	2,03	2,51	2,97	3,42	

Tabella 22a – ROI della ipotesi AI in funzione di  $Tot\_em$  e deviazione standard (Distribuzione Lognormale)

Hypothesis AI - ROI										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		Total Natural Gas Leakage (Mmc)								
		10	20	30	42,4	50	60	70	80	90,00
standard deviation (dmc/h)	0,6	-0,71	-0,42	-0,19	0,03	0,13	0,24	0,31	0,37	0,40
	0,8	-0,66	-0,30	0,01	0,37	0,57	0,80	1,00	1,18	1,34
	1	-0,63	-0,22	0,16	0,61	0,86	1,18	1,47	1,74	2,00
	1,2	-0,61	-0,17	0,26	0,77	1,07	1,45	1,80	2,14	2,46
	1,4	-0,59	-0,12	0,34	0,90	1,23	1,64	2,04	2,43	2,79
	1,6	-0,58	-0,09	0,40	1,00	1,35	1,80	2,23	2,65	3,05
	1,8	-0,57	-0,06	0,45	1,08	1,45	1,92	2,38	2,82	3,25
	2	-0,56	-0,03	0,49	1,14	1,53	2,03	2,51	2,97	3,42
	2,2	-0,55	-0,01	0,53	1,20	1,60	2,11	2,61	3,09	3,56
	2,4	-0,54	0,00	0,56	1,25	1,66	2,19	2,70	3,19	3,67
	2,6	-0,54	0,01	0,59	1,29	1,71	2,25	2,78	3,28	3,78
	2,8	-0,53	0,03	0,61	1,32	1,75	2,31	2,84	3,36	3,87
3	-0,52	0,04	0,63	1,36	1,80	2,36	2,90	3,43	3,95	

Tabella 23 – Emissioni evitate con l'ipotesi AI in funzione di Tot\_em e deviazione standard (Distribuzione Gumbel)

Hypothesis AI - %Avoided Emissions										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		<b>Total Natural Gas Leakage (Mmc)</b>								
		<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>42,40</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>80</b>	<b>90</b>
standard deviation (dmc/h)	<b>0,6</b>	0,82%	0,84%	0,85%	0,87%	0,88%	0,90%	0,92%	0,94%	0,0097
	<b>0,8</b>	3,21%	3,24%	3,28%	3,33%	3,36%	3,41%	3,46%	3,52%	0,04
	<b>1</b>	7,00%	7,06%	7,12%	7,20%	7,25%	7,33%	7,41%	7,49%	0,08
	<b>1,2</b>	11,51%	11,58%	11,66%	11,77%	11,83%	11,92%	12,02%	12,12%	0,12
	<b>1,4</b>	16,15%	16,23%	16,32%	16,43%	16,51%	16,60%	16,71%	16,82%	0,17
	<b>1,6</b>	20,56%	20,65%	20,74%	20,86%	20,93%	21,04%	21,14%	21,25%	0,21
	<b>1,8</b>	24,59%	24,68%	24,77%	24,88%	24,96%	25,06%	25,16%	25,26%	0,25
	<b>2</b>	28,17%	28,25%	28,34%	28,45%	28,52%	28,62%	28,71%	28,81%	0,29
	<b>2,2</b>	31,31%	31,39%	31,47%	31,57%	31,64%	31,73%	31,82%	31,91%	0,32
	<b>2,4</b>	34,03%	34,11%	34,18%	34,28%	34,34%	34,42%	34,50%	34,59%	0,35
<b>2,6</b>	36,39%	36,46%	36,53%	36,62%	36,67%	36,75%	36,82%	36,90%	0,37	
<b>2,8</b>	38,43%	38,49%	38,55%	38,63%	38,69%	38,75%	38,82%	38,89%	0,39	
<b>3</b>	40,19%	40,24%	40,30%	40,38%	40,42%	40,49%	40,55%	40,61%	0,41	

Tabella 24a – Emissioni evitate con l'ipotesi AI in funzione di Tot\_em e deviazione standard (Distribuzione Lognormale)

Hypothesis AI - %Avoided Emissions										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		<b>Total Natural Gas Leakage (Mmc)</b>								
		<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>42,40</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>80</b>	<b>90</b>
standard deviation (dmc/h)	<b>0,6</b>	8,63%	8,72%	8,28%	7,57%	7,11%	6,53%	5,98%	5,47%	0,0501
	<b>0,8</b>	9,91%	10,54%	10,54%	10,29%	10,07%	9,76%	9,44%	9,11%	0,09
	<b>1</b>	10,81%	11,78%	12,08%	12,15%	12,11%	12,03%	11,91%	11,77%	0,12
	<b>1,2</b>	11,48%	12,69%	13,19%	13,48%	13,58%	13,65%	13,68%	13,70%	0,14
	<b>1,4</b>	12,00%	13,39%	14,04%	14,49%	14,68%	14,86%	15,01%	15,12%	0,15
	<b>1,6</b>	12,43%	13,95%	14,71%	15,28%	15,54%	15,80%	16,03%	16,22%	0,16
	<b>1,8</b>	12,79%	14,41%	15,26%	15,92%	16,22%	16,56%	16,84%	17,09%	0,17
	<b>2</b>	13,10%	14,79%	15,71%	16,45%	16,79%	17,17%	17,50%	17,79%	0,18
	<b>2,2</b>	13,36%	15,12%	16,09%	16,89%	17,27%	17,69%	18,05%	18,37%	0,19
	<b>2,4</b>	13,60%	15,41%	16,43%	17,27%	17,67%	18,12%	18,51%	18,86%	0,19
<b>2,6</b>	13,80%	15,66%	16,72%	17,60%	18,02%	18,50%	18,91%	19,29%	0,20	
<b>2,8</b>	13,99%	15,89%	16,97%	17,89%	18,33%	18,83%	19,26%	19,65%	0,20	
<b>3</b>	14,16%	16,09%	17,20%	18,15%	18,60%	19,11%	19,56%	19,97%	0,20	

Tabella 25- Costo\_ecologico della Ipotesi AI in funzione di Tot\_em e deviazione standard (Distribuzione di Gumbel)

Hypothesis AI - R O I - Eco_Cost (€/tCO2eq)										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		Total Natural Gas Leakage (Mmc)								
		10	20	30	42,4	50	60	70	80	90
standard deviation (dmc/h)	0,6	4.834,04 €	2.384,22 €	1.565,97 €	1.085,68 €	908,26 €	742,50 €	623,33 €	533,29 €	462,68 €
	0,8	1.290,76 €	641,06 €	424,32 €	297,38 €	250,62 €	207,06 €	175,86 €	152,40 €	134,09 €
	1	637,56 €	318,53 €	212,18 €	149,96 €	127,08 €	105,80 €	90,59 €	79,18 €	70,30 €
	1,2	427,94 €	214,79 €	143,76 €	102,23 €	86,97 €	72,79 €	62,67 €	55,08 €	49,19 €
	1,4	339,36 €	170,87 €	114,73 €	81,92 €	69,87 €	58,67 €	50,68 €	44,70 €	40,05 €
	1,6	295,91 €	149,28 €	100,43 €	71,88 €	61,40 €	51,66 €	44,71 €	39,51 €	35,47 €
	1,8	272,85 €	137,80 €	92,81 €	66,52 €	56,86 €	47,88 €	41,49 €	36,70 €	32,98 €
	2	260,27 €	131,52 €	88,62 €	63,55 €	54,34 €	45,79 €	39,69 €	35,12 €	31,57 €
	2,2	253,56 €	128,16 €	86,37 €	61,95 €	52,98 €	44,64 €	38,69 €	34,24 €	30,79 €
	2,4	250,38 €	126,54 €	85,28 €	61,16 €	52,30 €	44,06 €	38,19 €	33,79 €	30,37 €
	2,6	249,39 €	126,02 €	84,91 €	60,88 €	52,05 €	43,84 €	37,99 €	33,60 €	30,20 €
	2,8	249,80 €	126,19 €	85,00 €	60,92 €	52,07 €	43,85 €	37,98 €	33,59 €	30,17 €
	3	251,12 €	126,82 €	85,40 €	61,18 €	52,28 €	44,01 €	38,11 €	33,69 €	30,25 €

Tabella 26a- Costo\_ecologico della Ipotesi AI in funzione di Tot\_em e deviazione standard (Distribuzione Lognormale)

Hypothesis AI - R O I - Eco_Cost (€/tCO2eq)										
Average (mc/y)		0,42	0,85	1,27	1,80	2,12	2,54	2,97	3,39	3,81
		Total Natural Gas Leakage (Mmc)								
		10	20	30	42,4	50	60	70	80	90
standard deviation (dmc/h)	0,6	463,25 €	232,72 €	165,48 €	129,83 €	117,91 €	107,85 €	101,58 €	97,63 €	95,17 €
	0,8	404,09 €	193,53 €	131,23 €	97,10 €	85,08 €	74,21 €	66,68 €	61,18 €	57,02 €
	1	371,04 €	173,66 €	115,18 €	83,06 €	71,67 €	61,30 €	54,04 €	48,68 €	44,56 €
	1,2	349,61 €	161,53 €	105,84 €	75,28 €	64,45 €	54,60 €	47,69 €	42,58 €	38,65 €
	1,4	334,42 €	153,28 €	99,69 €	70,32 €	59,94 €	50,49 €	43,88 €	38,99 €	35,24 €
	1,6	322,98 €	147,27 €	95,30 €	66,87 €	56,83 €	47,71 €	41,33 €	36,62 €	33,01 €
	1,8	314,00 €	142,66 €	92,00 €	64,31 €	54,55 €	45,68 €	39,49 €	34,93 €	31,44 €
	2	306,71 €	138,99 €	89,41 €	62,33 €	52,79 €	44,14 €	38,10 €	33,66 €	30,26 €
	2,2	300,66 €	135,99 €	87,31 €	60,75 €	51,39 €	42,92 €	37,01 €	32,66 €	29,34 €
	2,4	295,53 €	133,48 €	85,57 €	59,44 €	50,25 €	41,92 €	36,12 €	31,85 €	28,59 €
	2,6	291,11 €	131,35 €	84,11 €	58,35 €	49,29 €	41,09 €	35,38 €	31,18 €	27,98 €
	2,8	287,25 €	129,51 €	82,85 €	57,42 €	48,47 €	40,39 €	34,75 €	30,62 €	27,46 €
	3	283,85 €	127,90 €	81,75 €	56,61 €	47,77 €	39,78 €	34,22 €	30,13 €	27,01 €