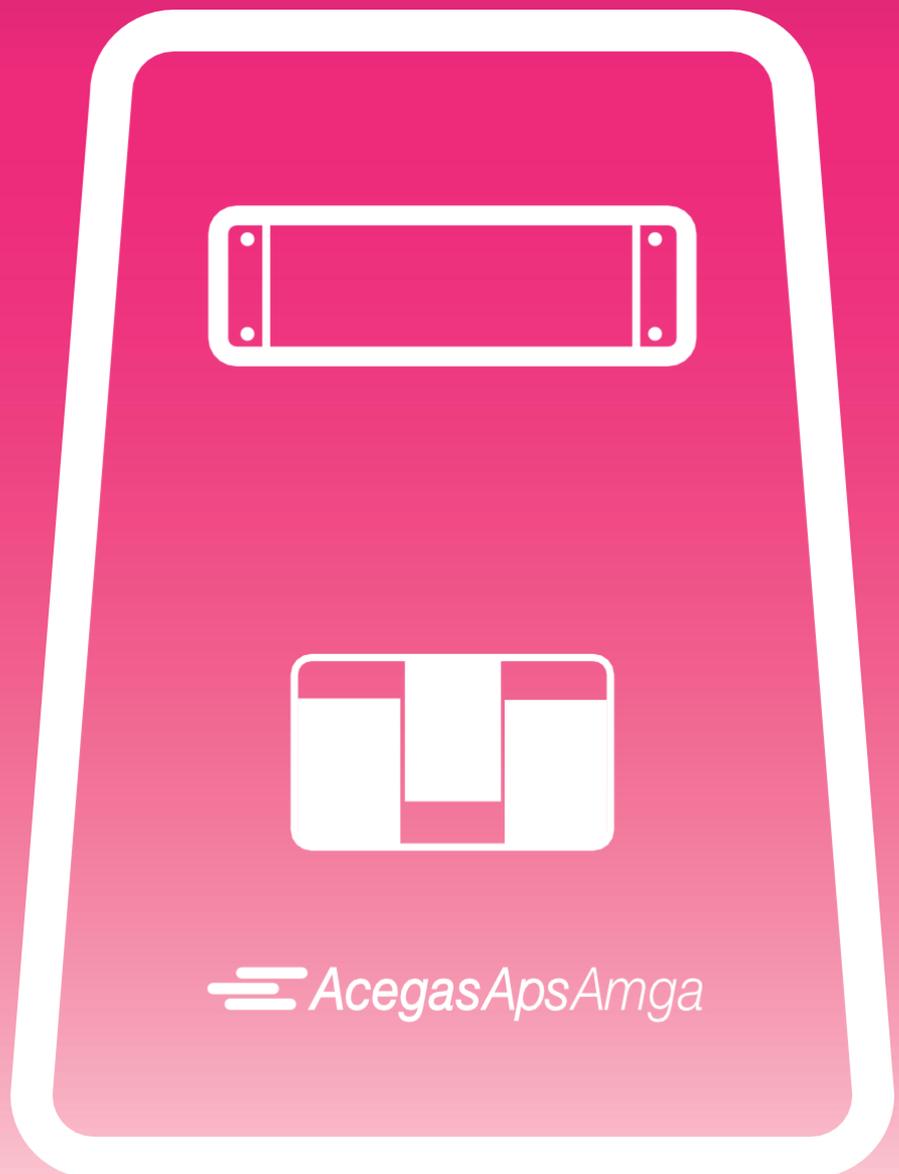


# Piano di Messa in Servizio del sistema di *smart metering* 2G (PMS2)



# Indice

<b>01.</b> Introduzione	01
<b>02.</b> AcegasApsAmga: il profilo aziendale	08
<b>03.</b> Sistema <i>smart metering</i> 1G: funzionalità e <i>performance</i>	20
<b>04.</b> Benefici attesi dalla messa in servizio del sistema di <i>smart metering</i> 2G	29
<b>05.</b> Soluzione tecnologica adottata per il sistema <i>smart metering</i> 2G	37
<b>06.</b> Piano volumi dei misuratori 2G	41
<b>07.</b> Piano dei concentratori e sistemi centrali 2G	45
<b>08.</b> Le scelte operative nella sostituzione dei misuratori 2G	49
<b>09.</b> Il cliente al centro: la comunicazione del piano di messa in servizio dei misuratori 2G	56
<b>10.</b> Spese previste per il sistema <i>smart metering</i> 2G	75

# 01.

## Introduzione



## 1.1 Premessa

In questi tempi assistiamo a un cambio di marcia da parte delle nostre città che stanno diventando sempre più smart city, ovvero luoghi in cui si applicano tecnologie finalizzate a migliorare la vivibilità e, i servizi erogati alla collettività e a raggiungere gli obiettivi di sostenibilità. Ciò grazie all'innovazione che rappresenta un processo che porta un'idea a tradursi in un bene o servizio, replicabile e sostenibile, a cui si riconosce un valore.

Tra gli strumenti innovativi messi in campo per rendere più smart la quotidianità dei cittadini, rientrano i misuratori per l'energia elettrica di seconda generazione: gli smart meter 2G. Grazie a essi infatti i cittadini potranno contare su strumenti che consentiranno di attivare servizi innovativi per la casa e grazie alle nuove funzionalità di cui sono dotati, potranno ricevere un servizio migliore e monitorare i propri consumi. I nuovi misuratori sono infine uno strumento green che, grazie al risparmio energetico conseguibile, porteranno benefici anche di carattere ambientale.

Le pagine che compongono questo documento illustrano il Piano di Messa in Servizio del sistema di *smart metering* 2G che AcegasApsAmga, società di distribuzione dell'energia elettrica, attuerà per portare il nuovo meter nei comuni di Gorizia e Trieste in cui risulta concessionaria del servizio.

## 1.2 L'evoluzione normativa e regolatoria nell'unione europea e in Italia

**Il servizio di misura dell'energia** rappresenta un **volano decisivo per rilanciare la politica energetica nazionale**. Un settore elettrico efficiente e all'interno di un mercato concorrenziale, deve necessariamente avvalersi di sistemi per la misura dei prelievi di energia elettrica tecnologicamente avanzati (**smart metering 2G**).

Il rinnovamento del parco misuratori su scala nazionale si inserisce, quindi, all'interno di una più ampia transizione tecnologica ed energetica attivata a livello europeo fin dai primi anni 2000. Bisogna però evidenziare che la legislazione italiana, come approfondito nei paragrafi successivi, non è sempre stata un semplice veicolo nazionale dei più ampi inquadramenti eurounitari, ma ne ha talvolta essa stessa anticipato gli orientamenti. La **Commissione Europea segna il solco per l'innovazione del servizio di misura definendo obiettivi di lungo termine e funzionalità tecnologiche**. A livello nazionale, invece, è l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)** a **definire modalità e tempi entro cui i distributori di energia elettrica dovranno agire** per rinnovare il proprio sistema di misura sotto le direttrici dell'efficienza e dell'efficacia, garantendo ai clienti finali la massima trasparenza nelle varie fasi di sostituzione dei misuratori.

## 1.2.1 Quadro normativo euronitario

L'Unione europea, come richiamato in precedenza, interviene più volte nel corso degli anni per promuovere sistemi di misura intelligenti. All'inizio degli anni 2000, la Commissione Europea, all'interno del processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica, inizia a individuare nel servizio della misura un valido strumento per la promozione dell'uso efficiente della risorsa (Direttiva 2006/32/CE). Ma è solo nel 2009 con il cosiddetto **III pacchetto energia che la Commissione stabilisce dei veri e propri obblighi in materia di sistemi di misurazione intelligenti**: gli Stati membri, qualora opportuno un'analisi dei costi benefici correlate all'introduzione di tali sistemi di misurazione desse un esito positivo, dovranno dotare almeno l'80% dei consumatori di un misuratore intelligente entro il 2020 (Direttiva 2009/72/CE).

Il 2012 è l'anno in cui, a livello europeo, si cominciano a **delineare le prime funzionalità dei sistemi di smart metering di prima generazione (1G)**: se la Direttiva 2012/27/CE definisce il sistema di misurazione intelligente come *“un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia,(...), e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica”*, è la Raccomandazione n. 148 del 2012 della Commissione Europea che indica precisamente i requisiti funzionali minimi dei sistemi di misura, ne evidenzia i benefici per gli utenti e attenzione il tema della sicurezza dei dati che transiteranno sui nuovi dispositivi.

Successivamente, nel 2014, la Commissione Europea stila un **Rapporto di benchmarking sullo stato di implementazione dei sistemi di misurazione intelligente di prima generazione nell'UE-27** (Rapporto n. 356/2014). Da questa analisi comparativa emerge che sono stati compiuti notevoli progressi e che oltre due terzi degli Stati membri sono impegnati nella posa di misuratori intelligenti (l'Italia, insieme a Finlandia e Svezia guidava la classifica dei Paesi più virtuosi). Ciò che emerge dal Rapporto, però, è che il **sistema attualmente in uso in Italia**, sebbene soddisfi i requisiti funzionali minimi individuati in precedenza a livello europeo, **non garantisce un aggiornamento dei dati di lettura con sufficiente frequenza**, funzionalità cruciale per consentire il tracciamento dell'impronta energetica dell'utente finale così da gestire in maniera efficiente la risorsa.

Per quanto riguarda la normativa tecnica, a livello europeo è la Direttiva MID (*Measuring Instruments Directive*) 2004/22/CE, a definire i requisiti tecnici e metrologici degli strumenti di misura commercializzati in Europa.

## 1.2.2 Quadro normativo e regolatorio in Italia

L'Italia, come precedentemente accennato, è stato **uno dei primi Paesi a livello europeo a rinnovare il proprio parco misuratori**: i primi apparecchi elettronici telegestiti sono stati installati già dal 2001, in netto anticipo rispetto alla Direttiva 2009/72/CE.

A definire le **specifiche tecniche dei misuratori intelligenti** di prima generazione in Italia è la Delibera 292/2006/1/eel dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (ora ARERA) che segue quanto riportato dalla Direttiva MID, recepita a livello nazionale nel febbraio 2007 con il D.Lgs. 22/2007. Tale Decreto demandava a un successivo provvedimento del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) la definizione dei criteri e delle modalità di effettuazione dei controlli metrologici.

Il MISE, quindi, con il D.M. 60/2015, successivamente aggiornato dal **D.M. 93/2017**, stabilisce che la "*verificazione periodica*" dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione deve avvenire ogni 15 anni a cura di un laboratorio terzo accreditato secondo la normativa europea di settore. Tale modalità di verifica comporterebbe costi decisamente superiori alla sostituzione del misuratore con uno nuovo apparato: di fatto, quindi, **il Decreto stabilisce che la vita utile tecnico-economica di un misuratore è pari a 15 anni**.

Il provvedimento legislativo più decisivo per lo sviluppo dei sistemi di *smart metering* 2G è il **D.Lgs. 102/2014**, che delega all'ARERA la definizione dei requisiti funzionali del sistema di seconda generazione auspicando che "*gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i clienti finali siano pienamente considerati nella definizione delle funzionalità minime dei misuratori*". Inoltre, il Decreto pone molta enfasi sulla **garanzia della sicurezza dei dati gestiti dai misuratori**, in tutte le fasi del tracciamento, dalla raccolta alla conservazione. All'interno di una filiera sempre più fluida, in cui i centri di produzione e consumo sono diffusi "a macchia di leopardo", il Decreto prevede che i misuratori di fornitura siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale.

Dando seguito alle prescrizioni del D.Lgs. 102/2014, l'ARERA, con **Delibera 87/2016/R/eel**, definisce **funzionalità, caratteristiche e livelli di performance attesi** dalla seconda generazione di misuratori intelligenti. Nello stesso anno, dopo un ampio processo di consultazione, ARERA delinea, con **Delibera 646/2016/R/eel**, la **metodologia per il riconoscimento dei costi sostenuti per i piani di installazione massiva di misuratori 2G** che saranno avviati nel triennio 2017-2019.

Tale metodologia introduce alcuni elementi innovativi sotto il profilo tariffario, prevedendo che il riconoscimento dei costi sia subordinato a diversi fattori, tra cui i più significativi sono:

- la **correttezza delle previsioni di spesa** elaborate ex-ante dai distributori;
- l'efficienza che il distributore riuscirà a dimostrare **nell'effettuare le operazioni** di sostituzione;
- la **puntualità nella messa in servizio dei misuratori**;
- **gli effettivi livelli di performance** raggiunti dai nuovi sistemi di misura.

Nel corso del 2017, l'Autorità procede a regolamentare i processi tecnici e comunicativi che emergeranno dalle nuove funzionalità dei misuratori intelligenti; quindi con la **Delibera 229/2017/R/eel indica la configurazione base dei nuovi misuratori** di energia elettrica in bassa tensione, con la **Delibera 248/2017/R/eel indica le modalità e le tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura ai venditori** tramite il Sistema Informativo Integrato (SII), e con la **Deliberazione 88/2018/R/eel fornisce le disposizioni funzionali alla configurazione e alla visualizzazione sul display dello smart metering 2G** ad uso delle imprese di vendita.

Nel 2019, l'Autorità, attraverso la pubblicazione della **Delibera 306/2019/R/eel**, aggiorna al triennio 2020-2022 il contenuto prescrittivo della Delibera 646/2016/R/eel e introduce, per i distributori che servono più di 100.000 punti di consegna dell'energia elettrica, **scadenze temporali entro cui concludere la fase massiva di sostituzione**. In particolare tali distributori dovranno sostituire almeno il 90% dei misuratori di prima generazione entro la fine del 2025 e almeno il 95% entro la fine del 2026.

**Nel 2020**, a seguito della **situazione emergenziale** generata dalla pandemia da Covid-19, la pianificazione di roll-out del parco dei misuratori elettrici subisce un rallentamento: la **Delibera 177/2020/R/eel proroga i termini entro cui i distributori sono tenuti a presentare i Piani di sostituzione Massiva nell'anno 2020** e la Delibera 213/2020/R/eel dispone **modifiche transitorie**, sempre per l'anno 2020, di alcune delle direttive per i sistemi di *smart metering* di seconda generazione.

Infine con la **pubblicazione della Delibera 105/2021/R/eel**, ARERA definisce le **linee guida entro cui i distributori dovranno veicolare le informazioni sul piano di sostituzione dei misuratori ai clienti finali e introduce ulteriori elementi a tutela degli stessi**: il provvedimento oltre a definire temporalmente le modalità comunicative stabilisce infatti i contenuti minimi e prevede l'istituzione di specifici canali di contatto con i clienti finali che devono essere costantemente informati circa i benefici dei nuovi misuratori, le tempistiche previste per l'intervento di sostituzione, e alcuni diritti loro garantiti, tra i quali la possibilità di richiedere le opportune verifiche sul misuratore sostituito. La Delibera tiene altresì conto delle comunicazioni che il distributore è tenuto ad effettuare nei confronti dei **venditori** e del **Gestore del Servizio Elettrico**.

## 1.3 Sintesi e obiettivi degli investimenti

L'affermazione del ruolo sempre più strategico del servizio di misura e l'approssimarsi della fine della vita utile dei misuratori elettronici di prima generazione (1G) hanno spinto quindi la Società AcegasApsAmga S.p.A a predisporre il Piano di Sostituzione Massiva dei Misuratori di prima generazione con quelli di seconda generazione (PMS2) in ottemperanza alla regolazione di riferimento (Delibera 306/2019/R/eel e Delibera 105/2021/R/eel). AcegasApsAmga **avvierà la fase massiva di sostituzione del proprio parco misuratori a partire dal secondo semestre del 2022 e la concluderà nel 2025** con l'esecuzione degli eventuali interventi residuali nel corso del 2026. Le operazioni di gestione delle singole utenze saranno ovviamente garantite anche durante la fase massiva di sostituzione. Il piano complessivo, illustrato nei capitoli che seguono, verrà completato nel 2036.

Per definire le aree territoriali sulle quali pianificare la posa massiva dei nuovi misuratori la Società, ai sensi della Delibera 87/2016/R/EEL, ha suddiviso il proprio territorio servito in **aree territoriali significativamente rilevanti** (pari a un Comune o una sua porzione). Per ciascuna di tali aree ha censito il numero dei punti di prelievo ai fini della misura e ha programmato l'inizio e la fine delle installazioni massive. Il cronoprogramma degli interventi, scaturito dalla pianificazione appena esposta, si articola quindi come segue.

### Area Gorizia:

- **Prima fase** (dal 1° gennaio 2021 fino all'avvio della seconda fase), durante la quale saranno eseguite le ordinarie attività di gestione d'utenza e commerciali, che saranno affiancate da operazioni di sostituzione di misuratori particolari o a servizio di utenze non interrompibili, come descritto più avanti.
- **Seconda fase**, che sarà invece ufficialmente avviata entro il secondo semestre del 2022 con l'inizio della sostituzione massiva dei misuratori 1G con le modalità descritte in seguito. Le attività massive termineranno entro la fine del 2022. I "ripassi" ed i cambi su appuntamento fissato dal cliente finale potrebbero prolungare il termine di questa fase fino ai primi mesi del 2023.

*Pianificazione temporale delle sostituzioni nell'Area di Gorizia.*

● 2022



Figura 1 - Pianificazione temporale delle sostituzioni nell'Area di Gorizia

## Area Trieste:

- **Prima fase** (dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2022), rivolta allo stesso modo all'esecuzione delle attività ordinarie di gestione d'utenza e commerciali, unitamente alla sostituzione di misuratori particolari o a servizio di utenze non interrompibili, come descritto più avanti.
- **Seconda fase**, avviata il 1° gennaio 2023 con la sostituzione massiva dei misuratori 1G con le modalità descritte in seguito. Le sostituzioni cominceranno dal centro città dando priorità alle zone con maggiore anzianità media dei misuratori, per concludersi poi nel 2025. Questa fase terminerà formalmente il 31 dicembre 2025. I "ripassi" ed i cambi su appuntamento fissato dal cliente finale potrebbero prolungare il termine di questa fase fino ai primi mesi del 2026.



Figura 2 - Pianificazione temporale delle sostituzioni nell'Area di Trieste

Gli investimenti che verranno attuati nel corso del quadriennio interessato dal rinnovamento del parco misuratori innescheranno una **serie di vantaggi per tutti gli attori coinvolti nel servizio di misura**. Le nuove funzionalità degli apparecchi, che verranno descritte nei prossimi capitoli del documento, permetteranno:

- un **utilizzo più efficiente dell'energia da parte dei clienti finali** i quali, avendo una maggiore consapevolezza sui propri consumi, riusciranno a diminuire il loro impatto ambientale dei loro consumi energetici, oltre alla loro spesa in bolletta;
- un **aumento delle dinamiche competitive tra venditori** che, disponendo di dati effettivi di consumo giornalieri, riusciranno a proporre offerte commerciali sempre più mirate e personalizzate;
- un **bilanciamento della rete sempre più automatico** grazie a una programmazione più accurata dei prelievi da parte delle società di vendita e al maggior controllo delle immissioni in rete da parte dei produttori di energia;
- una **gestione più tempestiva ed efficiente della rete** da parte del distributore

Gli investimenti necessari alla diffusione di un sistema di misura di seconda generazione, quindi, lasciano prefigurare uno scenario in cui **l'intero sistema elettrico potrà diventare più efficiente, più dinamico e più conveniente**.

# 02.

## AcegasApsAmga: il profilo aziendale



## 2.1 L'Azienda e i servizi offerti

### 2.1.1 Storia e sviluppo dell'Azienda

**AcegasApsAmga** è una delle principali multiutility del nord-est, ha sede a Trieste, in via del Teatro 5 e opera nei settori ambientale, idrico e nella distribuzione di gas ed energia elettrica in Veneto e Friuli Venezia Giulia. L'Azienda nasce dall'aggregazione di diverse ex municipalizzate del Nordest italiano. In particolare, nel 2003, si sono aggregate **Acegas** di Trieste e **Aps** di Padova, dando vita ad **AcegasAps** che dieci anni dopo, nel 2013, è confluita nel **Gruppo Hera**. L'anno successivo, ad AcegasAps è stata aggregata **Amga** di Udine, dando alla Società l'attuale denominazione. Hera detiene al 100% il controllo di AcegasApsAmga, mentre i comuni di Padova, Trieste e Udine sono soci di Hera e concorrono alla governance della Capogruppo che della controllata AcegasApsAmga.

L'Azienda si impegna quotidianamente per essere la migliore multiutility per i propri clienti, lavoratori e azionisti. Tale impegno si concretizza con la progettazione di **servizi in continua evoluzione** per rispondere in modo proattivo alle esigenze dei territori serviti e con il continuo sviluppo di soluzioni tecnologiche per promuovere attività dal forte impatto rigenerativo a sostegno della resilienza dell'ambiente e dell'**uso intelligente delle risorse**. Un modello d'impresa caratterizzato dal forte impegno **nell'economia circolare** e nella **sostenibilità ambientale**, attraverso l'adozione di soluzioni che portino all'utilizzo di materiali e componenti impiantistiche che possano essere destinate al recupero o al riciclo alla fine del loro ciclo di vita e la progettazione di interventi improntati alla più alta efficienza energetica. AcegasApsAmga, nella definizione del piano di messa in servizio dei misuratori 2G ha costruito importanti sinergie operative con INRETE, la seconda società di distribuzione elettrica appartenente al Gruppo Hera.



## 2.1.2 I numeri di AcegasApsAmga

AcegasApsAmga, con circa 1.800 dipendenti, è attiva 24 ore su 24 a servizio delle città con servizi essenziali per 1,5 milioni di cittadini. L'Azienda porta nelle case gas, acqua ed energia elettrica. Gestisce, inoltre, igiene urbana, illuminazione pubblica e servizi energetici, anche di strutture sensibili come scuole e ospedali per circa 250 Comuni. Tutti i servizi offerti, inoltre, sono progettati con lo scopo di tutelare l'ambiente, risparmiare e rigenerare risorse a vantaggio della sostenibilità dei territori.

## 2.2 Attività di distribuzione energia elettrica e territori serviti

AcegasApsAmga distribuisce energia elettrica nelle città di Gorizia e Trieste. In queste città l'energia viene distribuita sia in bassa che in media tensione a utenze di tipo domestico, non domestico e industriale. L'Azienda garantisce la sicurezza e la continuità dell'erogazione, provvedendo alla gestione e alla manutenzione di tutta la rete elettrica e degli impianti a essa collegati.

In qualità di distributore dell'energia elettrica a Gorizia e Trieste, AcegasApsAmga fornisce anche **il servizio di misura** che comprende le operazioni organizzative, di elaborazione, informatiche e telematiche. Tali operazioni sono finalizzate alla determinazione, rilevazione, validazione e messa a disposizione e archiviazione del dato di misura validato dell'energia elettrica immessa e prelevata dalle reti di distribuzione.

Per questo AcegasApsAmga assicura:

- gli interventi di sviluppo degli impianti e di potenziamento delle reti di distribuzione a seguito di richieste di connessioni in aree non servite, o concordati con gli enti concedenti
- la gestione tecnica degli impianti di distribuzione, anche mediante sistemi di telecontrollo
- operazioni commerciali e operative per espletare le richieste di servizi/prestazioni onerose (vulture, subentri, connessioni, etc.)
- l'obbligo di installazione e manutenzione dei misuratori e della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica (solo ove previsto dalla normativa per il caso specifico della produzione di energia elettrica)
- il ritiro di energia elettrica dei produttori nell'ambito della cessione dedicata
- il servizio di pronto intervento e gestione delle emergenze e degli incidenti
- attività e relazioni con le società di vendita ed Enti, finalizzate alla costruzione dei bilanci energetici dei volumi dispacciati attraverso la rete di distribuzione

Posizionamento nel settore distribuzione dell'Energia Elettrica nell'anno 2020:

### AcegasApsAmga in pillole



[www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it)

## 2.2.1 Il bacino d'intervento

Dal 2022 al 2025 AcegasApsAmga svolgerà la sostituzione massiva degli attuali misuratori elettrici con misuratori di nuova generazione nei territori serviti: gli *smart metering* 2G. Saranno coinvolti **162.000 clienti finali** alimentati in bassa tensione.

L'area in cui si svolgeranno le operazioni di sostituzione dei misuratori elettrici corrisponde al territorio su cui AcegasApsAmga svolge in concessione il servizio di distribuzione di energia elettrica, ovvero **Gorizia e Trieste**.



Figura 3 - Aree di intervento della sostituzione massiva

## Il Comune di Trieste

- **Conformazione geografica:** la città si sviluppa su un pendio collinare, a ridosso del mare, che cresce di altitudine fino a terreno semi-montagnoso
- **Vocazione turistica e stagionalità:** molto attivo il turismo in periodo estivo e primaverile, con picchi in occasione di eventi particolari (Barcolana).
- **Clients:** eterogeneità del tessuto d'utenza rispetto all'introduzione di modalità tecnologiche e digitali di fruizione dei servizi ambientali, con una tendenza a una media d'età piuttosto elevata. Il Comune è anche sede universitaria, pertanto ci sono molte residenze dedicate a gli studenti che rientrano tra i clienti finali



Figura 4 - immagini del Comune di Trieste

## Il Comune di Gorizia

- **Conformazione geografica:** pianeggiante, con alcune risalite collinari;
- **Vocazione turistica e stagionalità:** Presenza di turismo in periodo primaverile, con picchi in occasione di eventi particolari (Gusti di Frontiera).
- **Clients:** Eterogeneità del tessuto d'utenza rispetto all'introduzione di modalità tecnologiche e digitali di fruizione dei servizi ambientali, con una tendenza a una media d'età piuttosto elevata. Anche il Comune di Gorizia è sede universitaria, pertanto ci sono molte residenze dedicate agli studenti che rientrano nei clienti finali
- **Presenza e tipologia attività produttive:** generalmente piuttosto elevata e diversificata



Figura 5 - immagini del Comune di Gorizia

La collocazione geografica dei due territori vede la vicinanza con il confine sloveno, con la conseguenza di una **forte presenza di popolazione di lingua slovena**. Per tale motivo AcegasApsAmga svilupperà una campagna di comunicazione in linea con le norme **a tutela della minoranza linguistica slovena della regione Friuli Venezia Giulia** fornendo, ove necessario, informazioni sia in lingua italiana che slovena.

### 2.2.2 Ambiente e Sicurezza

AcegasApsAmga dedica molta attenzione al rispetto dell'ambiente, senza dimenticare l'importanza della sicurezza e della continuità del servizio.

Già da diversi anni la multiutility realizza tutte le nuove linee in media tensione, esclusivamente con il cavo interrato. Questa scelta consente di ridurre sensibilmente i campi magnetici, ottenendo un duplice vantaggio per il territorio, poiché contemporaneamente viene ridotto sia l'impatto ambientale che l'occupazione del suolo. In ambito di efficienza e sicurezza, queste sono sempre garantite grazie al centro operativo di telecontrollo elettrico di Trieste che, oltre a monitorare le reti di Trieste stessa e Gorizia, può operare in interoperabilità con il centro operativo telecontrollo elettricità di Hera a Modena.

Un'ulteriore evoluzione in termini di stabilità del servizio di distribuzione elettrica si configura nel progetto *disaster recovery*, attualmente in fase di sviluppo. L'obiettivo è di superare i limiti dell'architettura delle reti, affinché, in caso di danni alle infrastrutture, i centri di telecontrollo elettrico siano in grado di governare autonomamente la totalità della rete, raggiungendo le cabine primarie di Modena e Imola dalla centrale di Trieste o, viceversa, gli impianti di Trieste e Gorizia da Modena.

### 2.2.3 Innovazione

Gorizia e Trieste sono state tra le prime smart city in Italia grazie ad AcegasApsAmga e al partner tecnologico Acantho. In entrambe le città sono infatti state attivate dal 2017 reti LoRaWan per supportare nuovi servizi realizzati, come i misuratori smart, integrando gli strumenti già presenti nelle città, quali videosorveglianza o wifi, ma offrono inoltre la possibilità di future innovazioni per tutta la città.

## 2.3 Caratteristiche dei misuratori di punti di energia elettrica in bassa tensione

Al 31.12.2020 il numero totale di misuratori contrattualmente attivi, alimentati in bassa tensione, ripartito per tecnologia e tipologia di misuratore, è riportato nella tabella seguente:

Tipo di misuratori	Monofase	Trifase semidiretti	Trifase diretti	Totale Parco misuratori attivi al 31.12.2020
Misuratori elettronici 1G	146.690	1.353	13.045	<b>161.088</b>
Misuratori elettronici 2G	1.500	1	344	<b>1.845</b>
Misuratori Elettromeccanici	1.400	0	38	<b>1.438</b>
<b>Totale misuratori</b>	<b>149.590</b>	<b>1.354</b>	<b>13.427</b>	<b>164.371</b>

Tabella 1 - Parco misuratori attivi al 31.12.2020

Con riferimento sempre al 31.12.2020 il numero di misuratori elettronici contrattualmente chiusi è ripartito nel modo seguente:

Tipo di misuratori	Monofase	Trifase semidiretti	Trifase diretti	Totale Parco misuratori non attivi al 31.12.2020
Misuratori elettronici 1G	13.902	134	1.634	<b>15.670</b>
Misuratori elettronici 2G	103	0	9	<b>112</b>
Misuratori Elettromeccanici	4.463	0	500	<b>4.963</b>
<b>Totale misuratori</b>	<b>18.468</b>	<b>134</b>	<b>2.143</b>	<b>20.745</b>

Tabella 2 - Parco misuratori non attivi al 31.12.2020

Saranno oggetto della campagna di sostituzione massiva i misuratori con contratto attivo e quelli contrattualmente chiusi posti nell'ambito di batterie ove è presente almeno un misuratore attivo.

I misuratori elettronici installati su utenze di produzione, già compresi nelle numeriche riportate sono:

Tipo di misuratori	Monofase	Trifase semidiretti	Trifase diretti	Totale Parco misuratori attivi al 31.12.2020
Misuratori di produzione 1G (2G)	1.501	20	165	<b>1.686</b>

Tabella 3 - Parco misuratori di produzione attivi al 31.12.2020

Il profilo temporale dell'anzianità della messa in servizio dei misuratori 1G nel periodo 2008-2020, mostra come la prima sostituzione massiva abbia avuto luogo principalmente nell'anno 2009, sia per il territorio storico di Trieste sia per il comune di Gorizia, entrato a far parte del Gruppo HERA nel 2014.

Di seguito è riportato il cosiddetto profilo temporale dei misuratori di prima generazione, dal quale è possibile evincere il picco degli anni 2008-2020 corrispondente alla fase massiva di installazione dei misuratori di prima generazione nel territorio gestito da AcegasApsAmga.

Anno di installazione	Monofase	Trifase semidiretti	Trifase diretti	Totale misuratori
2008	34.724	521	1.779	<b>37.024</b>
2009	79.837	295	4.909	<b>85.041</b>
2010	19.477	97	3.150	<b>22.724</b>
2011	9.121	73	1.637	<b>10.831</b>
2012	3.028	59	637	<b>3.724</b>
2013	2.362	42	669	<b>3.073</b>
2014	2.010	53	348	<b>2.411</b>
2015	2.485	46	303	<b>2.834</b>
2016	1.975	38	258	<b>2.271</b>
2017	1.977	69	244	<b>2.290</b>
2018	1.697	49	316	<b>2.062</b>
2019	1.624	84	291	<b>1.999</b>
2020	257	60	129	<b>446</b>
<b>Totale misuratori</b>	<b>160.574</b>	<b>1.486</b>	<b>14.670</b>	<b>176.730</b>

Tabella 4 - Andamento temporale della posa misuratori 1G

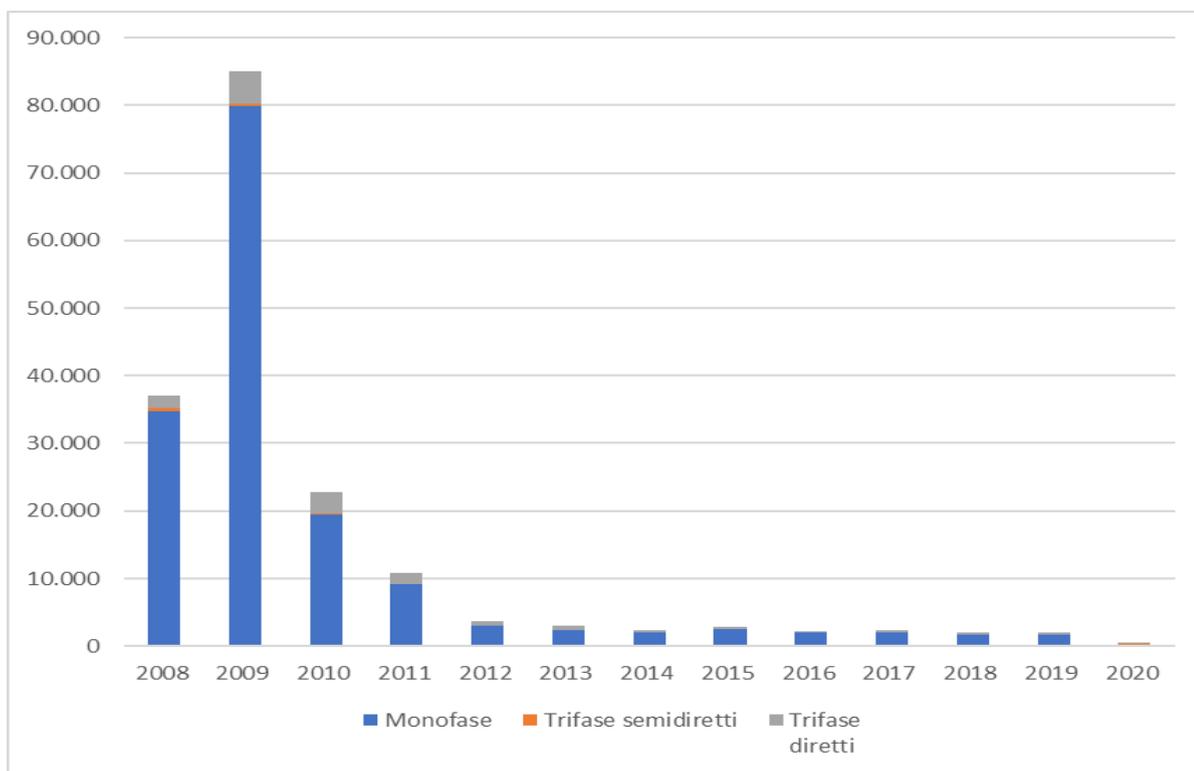


Grafico 1 - Andamento temporale della posa misuratori 1G

## 2.4 Specificità del servizio di misura

Oltre a quanto sopra già indicato relativamente alla necessità di **tutela della minoranza linguistica slovena della regione Friuli Venezia Giulia**, il territorio di Gorizia, acquisito nel 2014 a seguito di fusione per incorporazione del ramo Energy del precedente operatore (Isontina Reti Integrate e Servizi SpA), è caratterizzato dalla presenza di un **sistema 1G con tecnologia Landis&Gyr**. Per tale sistema, il passaggio alla soluzione unificata 2G comporta la necessità di sostituire completamente anche gli apparati di campo (misuratori e concentratori) di più recente installazione. A Trieste invece è stata a suo tempo adottata la tecnologia “Enel-IBM” ed è stato pertanto possibile, dal 2019, installare apparati funzionanti in retrocompatibilità.

Sono inoltre previsti dei maggiori oneri per la sostituzione dei residui misuratori elettromeccanici, determinati dalle presumibili difficoltà di carattere operativo che ne hanno finora impedito lo scambio (come, ad esempio, le dimensioni e la localizzazione degli alloggiamenti, l'opposizione dei clienti, ecc.) e che richiederanno l'impiego di personale con specifica formazione. Tale fattispecie di misuratori saranno pertanto interessati dalla sostituzione singola e non dalla sostituzione massiva.

Un ulteriore elemento di peculiarità del servizio di misura gestito da AcegasApsAmga, che incrementa i costi di passaggio al sistema di *smart metering* 2G, è dato dalla presenza di **misuratori con scadenza di validità metrologica ex DM 93/2017 nel quadriennio 2022-2025**. La programmazione della sequenza dei territori significativamente rilevanti è stata effettuata in modo da massimizzare il numero di tali misuratori per i quali la sostituzione avvenga prima della scadenza stessa. Tuttavia, la scelta di dedicare il 2022 al comune di Gorizia per la risoluzione della problematica legata alla presenza del sistema “Landis&Gyr” determina un residuo non eliminabile di misuratori sparsi nel territorio di Trieste per i quali

la validità metrologica decadrà prima che sia possibile affrontare la sostituzione massiva di tutti i misuratori nel territorio significativamente rilevante in cui si trovano.

Per tali misuratori (circa 9 mila unità), la sostituzione sarà pertanto anticipata rispetto al periodo designato per l'adeguamento degli altri misuratori sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT. Verranno quindi formati degli appositi lotti in base non alla collocazione geografica ma alle tempistiche di scadenza dell'omologazione, che saranno gestiti dall'Impresa appaltatrice effettuando uno o più tentativi di sostituzione con le medesime modalità adottate per la fase massiva (preavviso 7-3 giorni, primo tentativo in data e fascia oraria stabilita unilateralmente, eventuale rilascio di contatti per fissare tramite call-center un appuntamento di ripasso ecc.). In questo modo sarà possibile garantire ai clienti finali serviti da questi misuratori gli stessi diritti previsti per la sostituzione massiva, con particolare riferimento alla possibilità di richiedere la verifica metrologica del misuratore rimosso fino a 90 giorni dopo la sostituzione e con le stesse modalità previste per la generalità dei clienti finali.

# 03.

## Sistema

### *smart metering 1G:*

### funzionalità

### *e performance*



Il Sistema di *smart metering* 1G di AcegasApsAmga è composto da apparati elettronici interconnessi:

- i **Misuratori**, dispositivi che misurano l'energia e la potenza installati nel punto di consegna dell'energia elettrica all'utente (punto di scambio) e nel punto di produzione dell'impianto del cliente;
- i **Concentratori**, apparati installati nella cabina secondaria di trasformazione che convogliano i dati provenienti dai misuratori verso il sistema centrale;
- il **Sistema centrale di Telelettura e Telegestione**, costituito dall'Automated Meter Management (AMM) per l'area di Trieste e da URM (Utility Resource Manager) per l'area di Gorizia, che raccoglie i dati provenienti dai misuratori e ai quali può inviare anche i comandi per il supporto ai processi operativi, è interfacciato con l'applicativo gestionale di AcegasApsAmga e con il sistema informativo integrato per l'invio dei dati di misura alle società di vendita. Si precisa che i due sottosistemi, seppure con differenze tecnologiche ed implementative, hanno lo stesso schema di funzionamento.

**La comunicazione bidirezionale tra misuratore e concentratore avviene per mezzo di un segnale a onde convogliate (PLC, Power Line Communication) che sfrutta la stessa linea elettrica di bassa tensione per la trasmissione dei dati.**

I dati di misura collezionati dal concentratore vengono poi indirizzati ed elaborati dal Sistema Informativo Centrale. La trasmissione bidirezionale di dati e comandi tra sistema centrale e concentratore avviene, di norma, mediante la rete di telecomunicazione tradizionale tramite protocollo GSM/GPRS. Infatti, in ogni cabina secondaria dotata di concentratore (uno per ogni trasformatore) è installato un modulo GSM/GPRS con relativa antenna.

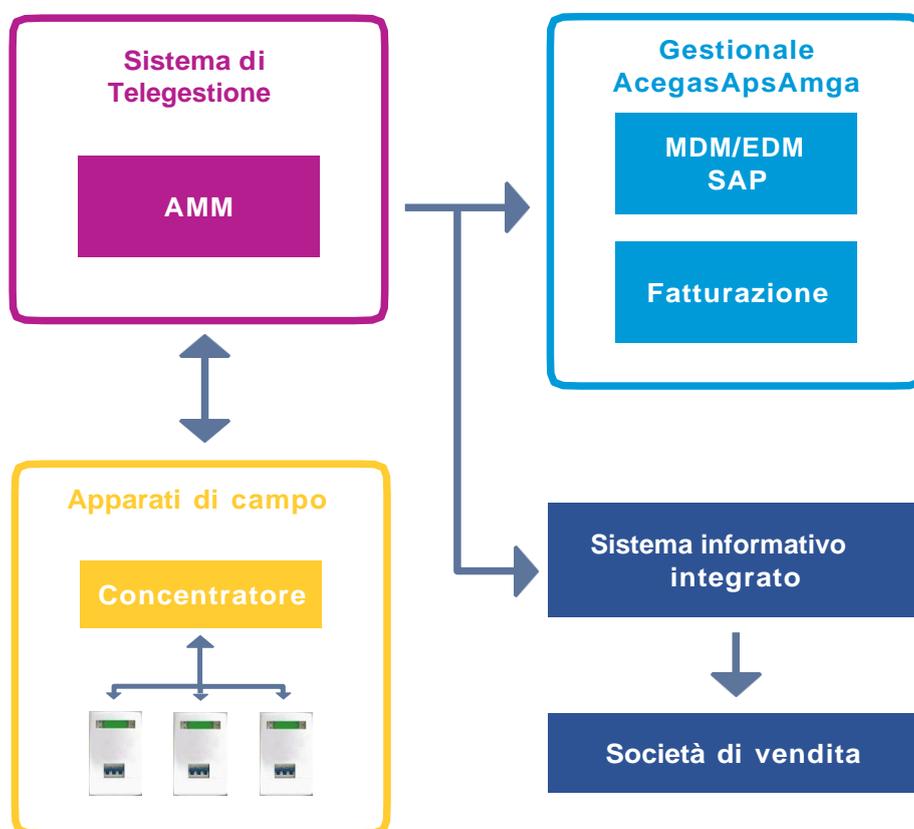


Figura 6 - Schema sintetico del sistema di *smart metering* di prima generazione

## 3.1 I vantaggi del misuratore 1G

L'introduzione del sistema di *smart metering* 1G ha apportato un miglioramento sostanziale della qualità del servizio di misura in termini di:

- **riduzione dei tempi di intervento e dei costi** per le operazioni connesse alle richieste commerciali, attivazione e cessazione fornitura, variazioni di potenza, voltture e modifiche contrattuali in generale;
- **maggiore efficacia nella gestione della misura** (misura per fasce, monitoraggio della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, possibilità di adattare le tariffe alle caratteristiche del consumo dei clienti finali);
- **aumento della disponibilità di consumi mensili reali** e conseguente riduzione delle misure che necessitano del processo di stima;
- **monitoraggio del parco misuratori mediante il controllo da remoto** del corretto funzionamento e la rilevazione di eventuali tentativi di manomissione

### 3.1.1 Le funzionalità del Misuratore Elettronico 1G

Il misuratore elettronico di prima generazione (1G) ha consentito di mettere a disposizione diverse funzionalità di supporto alle esigenze del cliente finale e del distributore.

### 3.1.2 I dati di misura

**Il misuratore 1G è in grado di registrare e memorizzare i consumi di energia attiva e reattiva** (in maniera conforme alle norme tecniche CEI EN 61036 e CEI EN 61268), sia prelevata che immessa in rete, nel punto di installazione. I registri del misuratore sono totalizzatori per fascia (la tariffazione multipla prevede fino a 4 differenti fasce orarie, anche se le normative attuali ne prevedono l'utilizzo di sole 3, e diverse combinazioni di conteggio a settimana/ giornata) e complessivi del periodo corrente e del periodo di fatturazione precedente.

Altri dati collezionati dal misuratore sono:

- il picco di potenza attiva in assorbimento nel periodo corrente e nel periodo; precedente i valori quartorari (ogni 15 minuti), di energia attiva e reattiva sia prelevata che immessa, su una memoria circolare con profondità di 38 giorni, allo scopo di poter delineare il profilo di carico del cliente finale;
- le interruzioni della fornitura, sulla base dell'istante di inizio (data, ora, minuti, secondi) e la sua durata in secondi, fino ad un numero massimo di 10 eventi per ogni periodo di fatturazione (corrente e precedente);
- la tensione di alimentazione e, sulla base di determinati parametri, l'indicazione se tali valori rientrano nelle tolleranze dettate da normativa.

## Display

Il misuratore 1G è dotato di un *display* che **mostra al cliente le informazioni principali della fornitura**, tra cui il codice POD, i dati di consumo (per esempio, registri di accumulo e potenza istantanea) e le informazioni di data e ora.

I messaggi che possono essere visualizzati sono sia automatici, come quelli di allarme o quelli attivati dal sistema centrale di telegestione, sia visualizzabili dal cliente mediante la pressione del tasto.

Il *display*, scorrendo il menù, presenta i messaggi in lingua italiana.

## L'autodiagnostica

Il misuratore 1G è in grado di **riconoscere la propria fase elettrica di inserzione e comunicarla al concentratore** segnalando anche la presenza di eventuali errori di installazione del misuratore.

Il misuratore 1G è dotato inoltre di un **sistema di autodiagnosi** del corretto funzionamento che, attraverso alcune "parole di stato", indica al sistema centrale eventuali anomalie che possono essere risolte da remoto o sul campo.

Tali parole di stato possono anche segnalare, per esempio, la presenza di possibili manomissioni o consumi non autorizzati in atto sul misuratore.

## La gestione da remoto

Il sistema centrale AMM, mediante il concentratore, può inviare al misuratore 1G **istruzioni di riprogrammazione** in grado di attivare o cessare la fornitura, nonché di apportare le riduzioni o gli aumenti della potenza disponibile.

Ciò permette di **esaudire le richieste del cliente** veicolate per tramite dei venditori alla società di distribuzione e di gestire i processi legati alla morosità dei clienti stessi di modifiche contrattuali (per esempio, aumenti di potenza).

## Livelli di performance raggiunti con il sistema di *smart metering* 1G

Il sistema di telelettura e telegestione di AcegasApsAmga permette di operare sui misuratori di prima generazione installati presso i clienti finali. Sono **acquisite e messe a disposizione dei soggetti interessati le letture mensili** da impiegare nel processo di fatturazione, permettendo così un drastico calo degli acconti e dei conguagli dovuti alle letture stimate, ridotte, quest'ultime, solo ai casi di guasto del misuratore o temporanea irraggiungibilità dei componenti sul campo. Al tempo stesso, come descritto in precedenza, **il sistema permette di eseguire la maggior parte delle richieste cliente** pervenute tramite il sistema commerciale in merito ad attivazioni, cessazioni o modifiche contrattuali.

L'analisi puntuale e precisa delle informazioni sullo stato che i misuratori restituiscono a seguito dell'invio di un comando o di un ordine di lettura, permette di organizzare specifici interventi di manutenzione al fine di ripristinare il funzionamento dei misuratori nei casi in cui si è manifestata una qualche anomalia non dovuta al guasto delle apparecchiature.

AcegasApsAmga verifica periodicamente la performance del proprio sistema di smart metering tramite indicatori di qualità, il più significativo dei quali è la resa di telelettura calcolata come rapporto percentuale tra il numero di misuratori effettivamente teleletti (le cui misurazioni sono state acquisite e validate dal sistema centrale nei tempi stabiliti) e il numero totale dei misuratori elettronici installati. **La resa di telelettura media negli ultimi 12 mesi di rilevazione disponibile si è attestata a 96,5%.**

Mese di rivelazione	% Resa di telelettura
Maggio 2020	96,6%
Giugno 2020	96,6%
Luglio 2020	96,4%
Agosto 2020	96,3%
Settembre 2020	96,1%
Ottobre 2020	96,3%
Novembre 2020	95,7%
Dicembre 2020	97,1%
Gennaio 2021	96,5%
Febbraio 2021	96,9%
Marzo 2021	96,9%
Aprile 2021	97,1%
<b>Media % resa di telelettura</b>	<b>96,50%</b>

Tabella 5 - Performance di telelettura nell'ultimo anno

Per quanto riguarda la resa di telegestione, calcolata come rapporto percentuale tra gli Ordini di Lavoro di Gestione Utensile eseguiti in remoto e il numero totale di Ordini di Lavoro di Gestione Utensile ricevuti dal sistema commerciale, si attesta nello stesso periodo di rilevazione su un valore medio pari al 93,1%.

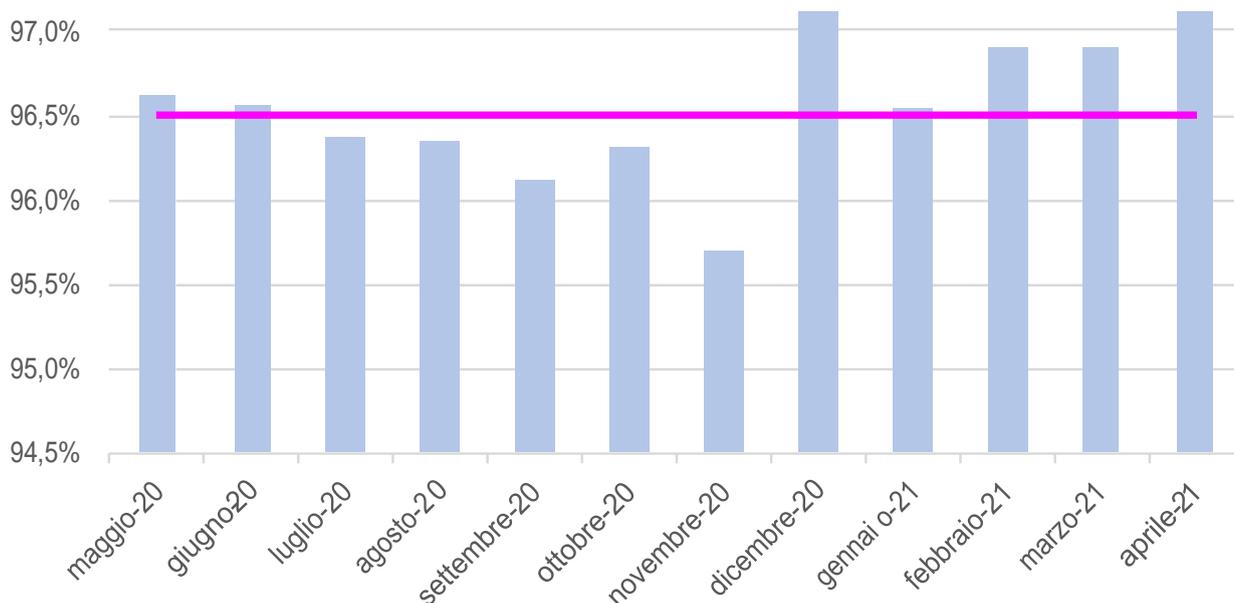


Grafico 2 - Performance di telelettura nell'ultimo anno

## Prestazioni di telegestione del sistema *smart metering* 1G

Mese di rivelazione	% Resa di telegestione
Maggio 2020	95,4%
Giugno 2020	94,8%
Luglio 2020	95,4%
Agosto 2020	94,2%
Settembre 2020	93,0%
Ottobre 2020	90,3%
Novembre 2020	93,8%
Dicembre 2020	88,6%
Gennaio 2021	94,5%
Febbraio 2021	90,6%
Marzo 2021	95,4%
Aprile 2021	95,4%
<b>Media % resa di telegestione</b>	<b>93,1%</b>

Tabella 6 - Performance di telegestione nell'ultimo anno

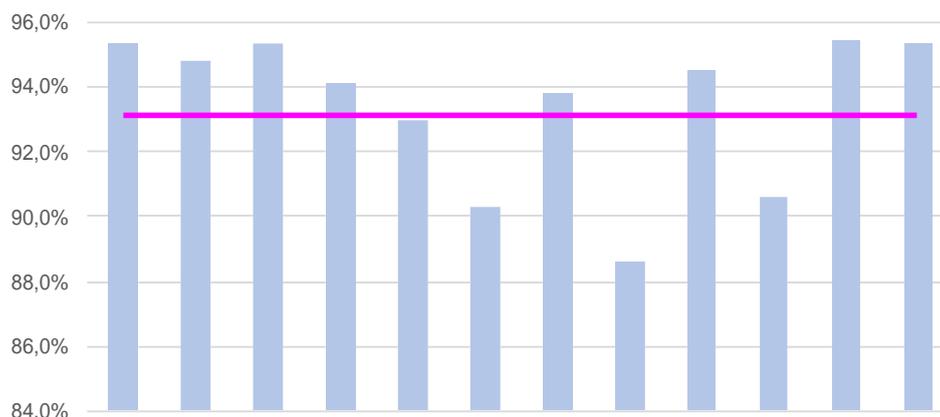


Grafico 3 - Performance di telegestione nell'ultimo anno

La differenza di resa tra l'attività di telegestione e quella di telelettura è dovuta ad una maggiore complessità della prima rispetto alla seconda.

In particolare, il processo di telelettura risulta facilitato in quanto:

- È una attività che richiede una comunicazione monodirezionale (dal misuratore al sistema centrale) di recupero dei registri contenenti i dati di consumo e delle informazioni di stato;
- È possibile eseguirla anche se il misuratore presenta alcune anomalie non gravi;
- La campagna di telelettura dura, normalmente fino al decimo giorno del mese, per cui in questo lasso di tempo è possibile fare interventi di manutenzione sugli apparati che non comunicano.

Al contrario, il processo di telegestione è sfavorito in quanto:

- Il processo richiede una comunicazione bidirezionale per la lettura e la scrittura dei registri;
- Non è possibile eseguire il processo in caso di particolari anomalie e, solitamente, è necessario intervenire per sostituire il misuratore;
- I tempi di esecuzione dell'ordine sono di 2 giorni, pertanto frequentemente non è possibile intervenire per ripristinare il malfunzionamento;
- Alcuni misuratori non dispongono della comunicazione bidirezionale, per cui alcune attività non possono essere eseguite tramite la telegestione, ma solo direttamente in campo.

In caso di mancata telelettura o telegestione, il personale di AcegasApsAmga o delle imprese incaricate da AcegasApsAmga interviene in loco, per effettuare la lettura del misuratore o svolgere gli interventi di gestione utenza.

**La resa di entrambi i processi di telelettura e telegestione è condizionata dall'eventuale mancata comunicazione tra misuratore e sistema centrale**, che può essere attribuita alle principali cause di seguito descritte:

- Problemi di connettività sulla rete GSM che collega i concentratori al sistema centrale;
- Malfunzionamento dei concentratori o dei modem GSM, spesso risolvibile mediante reset delle apparecchiature da eseguire in loco;
- Malfunzionamento dei misuratori elettronici;
- Disturbi veicolati sulle linee BT, eventualmente introdotti da dispositivi installati dagli utenti, che disturbano la comunicazione sul canale PLC;
- Forte attenuazione dei segnali PLC dovuti alle caratteristiche e lunghezza delle linee di bassa tensione
- Fenomeni di diafonia (o *cross-talking*) che si verificano tra due o più cavi vicini, che possono portare all'attribuzione errata delle letture ai misuratori elettronici;
- Errata configurazione della rete caricata sul sistema centrale, in questo caso l'associazione tra il misuratore e il concentratore non corretta impedisce a quest'ultimo di acquisire le letture.

## 3.2 Criticità emerse durante l'esercizio del sistema di *smart metering* 1G

### 3.2.1 Limiti delle prestazioni, del sistema di telelettura e telegestione

L'affinamento dell'attuale architettura ha permesso, quindi, di ottenere elevati standard prestazionali. AcegasApsAmga ha riscontrato, però, che **il mancato miglioramento del tasso di successo delle attività di telelettura e telegestione è dovuto a fattori esogeni, quali:**

- **disturbi o forti attenuazioni del segnale sul canale PLC** (Power Line Communication) tra misuratore e concentratore, problema che con il passare degli anni è diventato sempre più rilevante;
- **copertura inadeguata o insufficiente disponibilità del canale di comunicazione** offerto dalla rete pubblica dei provider telefonici tra Concentratore e Sistema Centrale.

#### **Decadimenti prestazionali causati da specifiche componenti del sistema**

Nel corso degli ultimi anni di esercizio del sistema *smart metering* 1G, AcegasApsAmga ha registrato **decadimenti prestazionali del sistema correlati con l'anzianità di specifiche componenti** installate sui concentratori. Sulla base di queste considerazioni, AcegasApsAmga ha avviato una campagna di interventi nelle cabine secondarie volta a migliorare le prestazioni del sistema di telegestione, prevenirne i decadimenti prestazionali e a predisporre l'infrastruttura in campo all'introduzione del 2G.

#### **Inadeguatezza della connettività GSM**

**Il protocollo GPRS**, fin qui impiegato per la telelettura dei misuratori di prima generazione, **risulta inadeguato a trasmettere gli elevati volumi di dati previsti nella modalità 2G**, pertanto è necessario adottare una tecnologia di trasmissione più moderna che sia in grado di garantire le prestazioni necessarie, come il protocollo LTE 4G.

#### **Rete di distribuzione con livelli di tensione a 230V**

Un certo numero di trasformatori della rete in BT del territorio dei Comuni serviti da AcegasApsAmga, distribuiscono energia elettrica con livello di tensione 127/230V, per cui gestiscono un doppio livello di tensione in quanto la restante rete è servita in 230/400V. I limiti della soluzione 1G, vista la presenza in cabina di un unico concentratore alimentato dalla sezione 127/230V, comporta che il trasferimento del segnale PLC sulla porzione di rete servita dalla tensione 230/400V avviene tramite fenomeno induttivo generando "rumore" sul canale e disturbi nella raggiungibilità. L'accoppiamento del segnale avviene tramite un dispositivo sviluppato appositamente per risolvere questo tipo di problemi.

#### **Vetustà del Parco Misuratori**

**I misuratori in campo stanno per superare la durata di vita tecnica di 15 anni.** Emergono pertanto anomalie che richiedono interventi manutentivi che possono portare alla sostituzione del misuratore stesso, piuttosto che specifici trattamenti in ambito lettura periodica.

#### **Non scalabilità del sistema centrale 1G rispetto al volume di dati atteso dal 2G**

**Il sistema 1G era stato a suo tempo dimensionato per soddisfare requisiti di base limitati alla raccolta da remoto delle misurazioni, normalmente una volta al mese, e all'esecuzione da remoto delle attività di gestione utenza (attivazioni, subentri, ecc.).**

Le prestazioni ottenibili dal sistema 1G erano connesse con il livello di sviluppo raggiunto nei primi anni 2000 dalla tecnologia dei microprocessori e dalle memorie, il cui costo era inoltre molto più elevato rispetto ad oggi.

Con l'aumento delle esigenze prestazionali emerse negli ultimi anni, come ad esempio la necessità di riprogrammazione massiva dei misuratori per modificare la struttura tariffaria o per l'aggiornamento del firmware degli apparati, i limiti costituiti dalla capacità di elaborazione e memorizzazione dei dati sul misuratore e sul concentratore 1G e dalla tecnologia utilizzata dal concentratore per comunicare con il sistema centrale basata sul protocollo GSM (l'unico disponibile a livello nazionale quindici anni fa, peraltro attualmente in fase di dismissione da parte dei gestori dei servizi di TLC) hanno posto una barriera insormontabile all'evoluzione funzionale del sistema esistente e ne impongono la completa sostituzione.

### **Canale PLC come attuale unico canale di comunicazione tra misuratore e concentratore**

Le principali cause di insuccesso delle attività di telegestione sono da attribuire sia alla presenza di disturbi o di forti attenuazioni del segnale sul canale PLC (Power Line Communication), anche a seguito di cambiamenti di assetto della rete BT, sia all'inadeguata copertura o all'insufficiente disponibilità del canale di comunicazione GSM, offerto dalla rete pubblica dei *provider* telefonici, sia a malfunzionamenti degli apparati di campo.

Infine, un eventuale guasto sulla linea elettrica BT, rende automaticamente indisponibile il canale PLC, non consentendo l'invio di segnalazioni spontanee di imminente interruzione del servizio al sistema centrale.

**Il sistema 1G non prevede canali alternativi di backup per l'esecuzione delle attività di telegestione**, pertanto – adottate tutte le possibili strategie di ottimizzazione della catena di trasmissione – non sono possibili ulteriori miglioramenti del tasso di successo delle attività di telegestione. L'adozione di soluzioni di comunicazione più evolute con il sistema 2G renderà possibile un miglioramento del livello di copertura e di disponibilità, sul territorio nazionale rispetto a quello offerto dall'attuale standard GSM.

### **Assenza di un canale di comunicazione tra misuratore e cliente finale**

Negli anni Novanta, quando fu progettato il sistema 1G, **non era stata ravvisata l'esigenza di garantire la trasmissione dei dati di misura in tempo reale al cliente finale**, né questi – nella quasi totalità dei casi – disponeva nella propria abitazione delle tecnologie necessarie alla ricezione ed elaborazione di tale dato (*WiFi, Bluetooth, Personal Computer, Smartphones* ecc.). Con il progredire della transizione digitale, al giorno d'oggi la maggior parte delle abitazioni possiede una capacità di ricezione, elaborazione ed archiviazione di dati su "Home Devices" che rende tecnicamente possibile e pertanto desiderato dai clienti finali accedere a tutte le informazioni relative al proprio profilo di prelievo, anche mediante "App" che suggeriscano, in base all'elaborazione continua dei relativi dati, comportamenti virtuosi dal punto di vista del risparmio energetico e della sostenibilità ambientale. L'unico canale PLC disponibile nel sistema 1G, utilizzato per la Telegestione, potrebbe essere messo a disposizione anche per la comunicazione lato cliente ma la logica *master-slave* che governa l'invio delle informazioni al fine di evitare possibili conflitti con la comunicazione utilizzata per la telegestione e per la sicurezza pone un severo limite alla frequenza con la quale sarebbe oggi possibile inviare le informazioni al dispositivo utente e anche alla quantità di informazioni inviate.

# 04.

## Benefici

### attesi dalla messa

### in servizio del sistema

### di *smart metering* 2G



## 4.1 Funzionalità del sistema di *smart metering* 2G

Il sistema di *smart metering* 2G costituisce un'evoluzione della precedente generazione, e le sue funzionalità consentono di superare le criticità del sistema 1G, descritte in precedenza, in particolare

**1. Comunicazione tra misuratore e concentratore 2G attraverso due canali indipendenti: i misuratori dispongono di un canale principale**, che sfrutta la connessione elettrica in bassa tensione tra misuratore e concentratore ed utilizza la tecnologia PLC per la comunicazione, **e di un canale di backup via radio** alla frequenza di 169 MHz che diventa operativo in caso di fallimento della comunicazione via PLC. Il doppio canale di comunicazione consente di superare le problematiche ai processi di telegestione che si presentano in caso di impossibilità di comunicazione tramite PLC nei misuratori di prima generazione, che non dispongono del canale di back-up.

**2. Protocollo di comunicazione standard unificato:** al termine del piano di sostituzione massiva, sarà possibile il passaggio dagli attuali protocolli di comunicazione PLC tra misuratori e concentratori (gli stessi impiegati dalla prima generazione) ad un nuovo protocollo unificato, che consentirà una gestione più efficace (non saranno più possibili errori di comunicazione nel caso che il concentratore e i misuratori ad esso collegati non siano configurati con lo stesso protocollo) e dovrebbe garantire anche un **maggior tasso di successo delle prestazioni di telegestione effettuate via PLC**.

**3. Aggiornamento della tecnologia di comunicazione tra concentratore e sistema centrale:** la totalità del parco concentratori sarà **connesso con tecnologia LTE 4G invece che GSM/GPRS**, attraverso una campagna di sostituzione degli attuali modem. La capacità di trasmissione dati della nuova tecnologia consente di gestire il volume di dati molto superiore rispetto alla precedente generazione di smart meter.

**4. Sistema Centrale modulare cloud based:** il Sistema Informativo Centrale è costituito da una suite di moduli ciascuno dei quali svolge una specifica funzione. Per fronteggiare il crescente numero di misuratori 2G e il conseguente incremento del volume di dati, **il sistema è interamente basato sul cloud**, allo scopo di garantire la scalabilità della potenza elaborativa necessaria per la gestione dei dati di misura e della capacità di memoria necessaria per la loro conservazione. Il sistema è inoltre integrato negli applicativi aziendali per il supporto ai processi operativi. I sistemi informativi esistenti saranno dismessi a seguito dell'entrata in servizio del nuovo sistema.

Le funzionalità migliorate introdotte dal nuovo sistema di *smart metering* 2G nel suo insieme – considerando quindi i misuratori, i concentratori, le reti di comunicazione e i sistemi informativi centrali – consentono di garantire i requisiti prestazionali e di performance descritti nell'allegato B della Delibera 87/2016/R/eel.

## 4.2 Funzionalità di dettaglio del sistema di smart metering 2G

I molteplici miglioramenti e benefici conseguibili con l'introduzione del sistema di smart metering di seconda generazione dipendono dalle funzionalità proprie del nuovo misuratore 2G, dei nuovi concentratori 2G (LVM) e dall'architettura rivista del nuovo sistema centrale di acquisizione dati; al già presente **componente AMM**, già presente nel sistema di telegestione attuale e aggiornato alla nuova versione 2.0, **si affianca il nuovo componente MDM 2.0** (Meter Data management), che si occupa della **gestione, validazione e archiviazione** della mole di dati che deriva dall'acquisizione delle misure quortorarie dai misuratori 2G.

Ciascun componente deve essere progettato, installato e gestito in maniera coordinata per garantire il raggiungimento delle performance di telelettura e telegestione richieste dalla delibera 87/2016/R/eel.

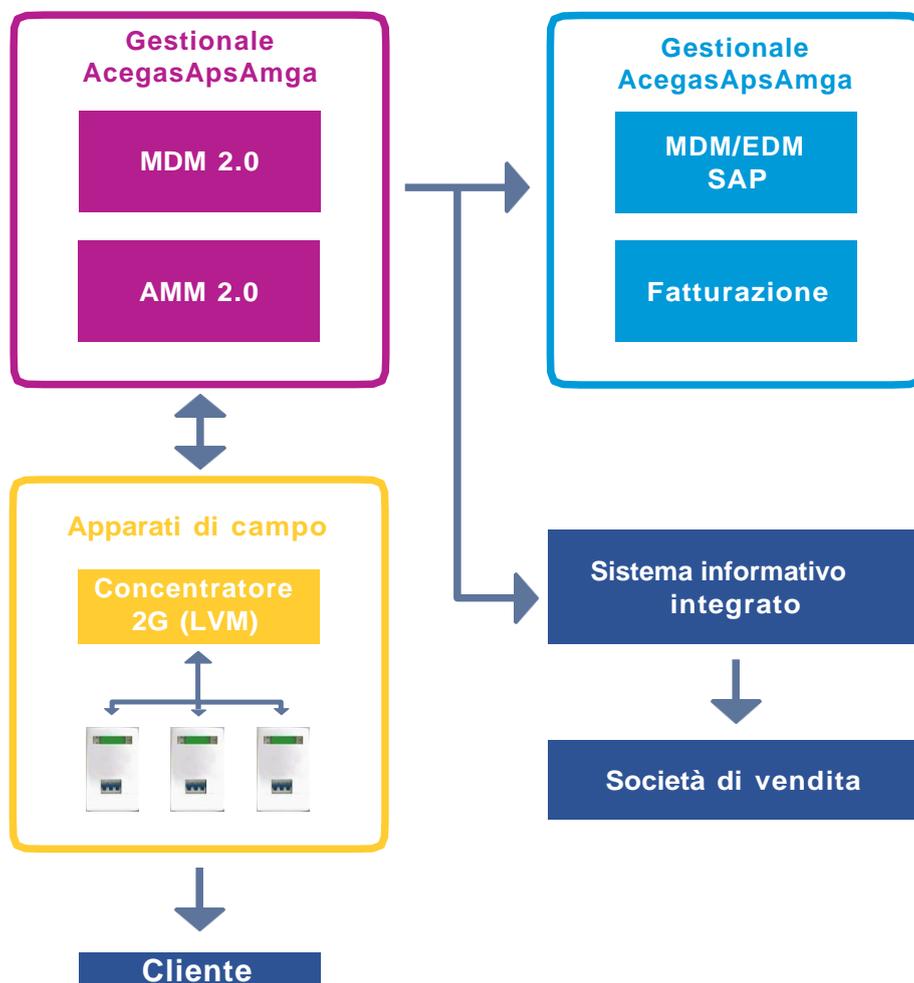


Figura 7 - Schema sintetico del sistema di smart metering di seconda generazione.

L'introduzione del sistema di *smart metering* 2G consente una **conoscenza** notevolmente **migliorata** dei due elementi fondamentali per l'esercizio delle reti elettriche, i prelievi e le immissioni di energia che in uno scenario di crescente diffusione della generazione distribuita sono destinati ad assumere ancora maggior importanza.

Questa aumentata conoscenza abilita la transizione verso una gestione della rete elettrica basata su **dati effettivi e quasi in tempo reale**, al contrario della gestione attuale basata su dati stimati e desunti su base storici, con evidenti benefici derivanti dall'incrementata efficacia delle attività e dei processi per tutti gli attori della filiera (cliente finale, società di vendita, distributore, ecc).

I misuratori di seconda generazione presentano le seguenti caratteristiche principali:

#### **Retrocompatibilità**

È garantita per l'utilizzo in abbinamento ai concentratori e al sistema di telegestione attualmente utilizzati.

#### **Canale di comunicazione dedicato**

Denominato chain 2 e con protocollo PLC, consente eventualmente l'acquisizione da parte dell'utente dei dati di lettura non validati attraverso l'ausilio di un dispositivo utente (DU)

#### **Canale di back-up alternativo a quello in PLC**

È possibile grazie alla dotazione di un modem interno RF a 169 MHz che comunica con i concentratori 2G

#### **Programmazione personalizzate delle fasce giornaliere di consumo**

Fino a 6 fasce di prezzo multiorarie assegnabili ad un massimo di dieci intervalli temporali in ciascun giorno della settimana, configurabili dal venditore

#### **Maggiori informazioni visualizzabili a display**

- fascia di appartenenza
- info contrattuali
- totalizzatori di energia per periodo corrente e 6 periodi precedenti
- totalizzatori di potenza quattoraria giornaliera
- curve di carico con intervalli di campionamento programmabili
- stato limitatore di potenza
- messaggi personalizzabili

#### **Intervento del limitatore di potenza**

Registrazione fino a 10 eventi con dettaglio temporale, della causale ed eventuale valore percentuale di riduzione della potenza

#### **Misurazione e registrazione**

Fino a 4 settimane delle variazioni di tensione campionate in conformità alla Delibera ARG/elt/198/11 e successive

#### **Rilevazione e registrazione di disalimentazione presso il cliente finale**

Fino a 20 eventi, con notifiche real-time verso il sistema centrale in caso di interruzione tramite canale di back-up

#### **Riduzione della potenza disponibile per i clienti morosi**

Attivabile da remoto

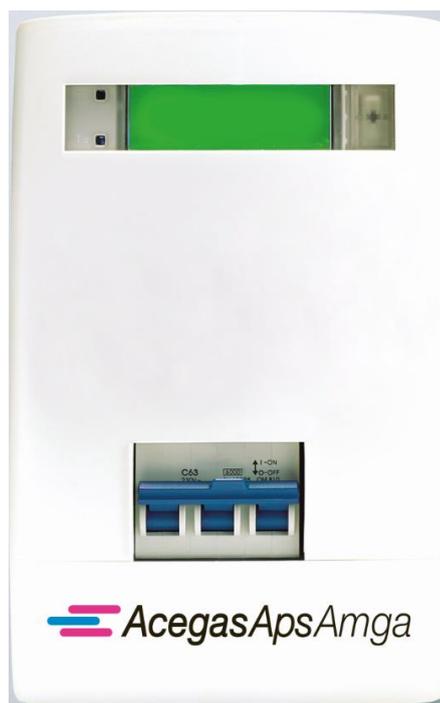


Tabella 7 - Principali funzionalità dei misuratori 2G

I concentratori 2G presentano le seguenti funzionalità.

#### Retrocompatibilità

È garantita per l'utilizzo in abbinamento ai misuratori elettronici e al sistema di telegestione attualmente utilizzati.

#### Canale di back-up alternativo a quello in PLC

Mediante collegamento ad un modem interno RF a 169 MHz per la comunicazione con i concentratori 2G

#### Notifiche in tempo reale verso il sistema centrale

Veicola informazioni quali l'assenza e ripristino di tensione sul concentratore apparato e sui misuratori alimentati, nonché dei loro relativi allarmi

#### Connettività

Tramite il collegamento a modem/router per le connessioni di tipo LT 4G o fibra ottica, supporta la trasmissione dei dati di lettura con il sistema centrale

#### Gestione del processo di raccolta dai misuratori ad esso sottesi e invio delle curve di carico al sistema centrale

Il concentratore gestisce in modo autonomo:

- la raccolta giornaliera delle curve di carico ottimizzata per limitare la perdita di dati;
- la raccolta giornaliera dei totalizzatori di energia alla mezzanotte;
- la raccolta dei picchi di potenza massima giornaliera sia in prelievo sia in immissione;
- la raccolta dei dati sulla qualità del servizio.

Tabella 8 - Principali funzionalità dei concentratori 2G

## 4.3 Impatti del sistema *smart metering* 2G

### 4.3.1 Vantaggi per i clienti finali

**Il processo di fatturazione sarà reso più performante** dalla diponibilità giornaliera delle curve di prelievo validate. Infatti, le società di vendita potranno emettere verso i propri clienti finali fatture basate sui consumi effettivi maggiormente tempestive e dettagliate, con riduzione delle eventuali rettifiche e dei conseguenti conguagli in bolletta.

Inoltre, grazie alla disponibilità sui misuratori 2G di un canale di comunicazione di *back-up* a radiofrequenza e alla gestione intelligente delle richieste di telegestione da parte dei concentratori 2G, **sarà possibile rendere più rapide le operazioni commerciali** quali *switch*, voltura, attivazione/cessazione di fornitura, aumento di potenza normalmente richieste alle rispettive società di vendita ma la cui attuazione è in capo al distributore di competenza. La disponibilità dei profili di prelievo quartorari, unitamente alle flessibilità di configurazione della tariffazione multioraria dei misuratori 2G (fino a 6 fasce giornaliere configurabili dal venditore), **permetterà alle società di vendita di proporre alla clientela offerte mirate**, orarie o a fasce configurabili e basate sulle abitudini di consumo, in un contesto di mercato sempre più competitivo per l'ormai prossima abolizione del regime di maggior tutela. Il concentratore 2G mette a disposizione un apposito canale di comunicazione (*chain 2*) che consentirà ai clienti finali, tramite un dispositivo d'utente aggiuntivo (DU), di accedere direttamente ai dati di prelievo non validati per il monitoraggio personale di propri consumi energetici. I DU avranno accesso ai dati storici e ai dati istantanei, consentendo di effettuare analisi ed elaborazioni grafiche anche da remoto. Da ultimo, i clienti finali potranno beneficiare della **riduzione dei tempi per la risoluzione dei guasti sulla rete di bassa tensione**, in quanto i misuratori 2G possono segnalare spontaneamente al distributore, attraverso il canale di *back-up* in radiofrequenza, le situazioni di disalimentazione.

### 4.3.2 Vantaggi per i venditori e altri operatori

La disponibilità giornaliera delle curve di prelievo validate contribuirà anche al **miglioramento dei processi di fatturazione delle società di vendita**. Infatti, potranno essere emesse fatture più tempestive rispetto al reale utilizzo energetico e più coerenti con i consumi effettivamente sostenuti dal cliente finale, riducendo le rettifiche e i conseguenti conguagli in bolletta. È prevedibile che la maggiore accuratezza del processo consentirà di ridurre l'impiego di risorse destinate alla gestione dei contatti di *customer relationship management* correlata alla fatturazione e del contenzioso con i clienti finali.

**La riduzione dei tempi necessari per effettuare operazioni commerciali consentirà una gestione maggiormente dinamica dei rapporti con i clienti finali**, mentre la disponibilità dei dati di consumo effettivi faciliterà le fatture, riducendo o eliminando le fatture di conguaglio. In generale le relazioni commerciali potranno essere facilitate e rese maggiormente efficaci, in un'ottica di miglioramento della soddisfazione del cliente finale.

**Le società di vendita potranno proporre nuove offerte, innovative rispetto quelle attuali nel corrispondere alle esigenze di consumo quotidiane**, che potranno contribuire alla fidelizzazione del cliente finale.

Infine, la disponibilità quotidiana di curve di prelievo quartorarie consentirà da una lato alle società di vendita una previsione più accurata e veritiera dei consumi di tutta la propria clientela, contribuendo a ridurre così gli oneri di dispacciamento dovuti per gli sbilanciamenti, dall'altro renderà più efficiente e puntuale i processi di *settlement*, ovvero l'attribuzione ai singoli soggetti responsabili dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica in una data area e in un dato periodo.

Altri soggetti, diversi da distributori, società di vendita e clienti finali, riceveranno benefici derivanti dall'introduzione e del sistema di *smart metering* di seconda generazione.

**I venditori, o terze parti designate dai clienti medesimi** (per esempio, ESCo, aggregatori, *system integrator*) **potranno**, sfruttando le potenzialità della *chain 2*, **fornire servizi di analisi e reporting a valore aggiunto** e quindi passare a una gestione proattiva e personalizzata del customer service, aumentando il coinvolgimento del cliente finale.

Integratori di sistemi, aggregatori di dati, ESCo potranno fornire servizi di analisi e reporting ed efficientamento del consumo di energia elettrica, sfruttando la disponibilità dei dati di consumo per mezzo della *chain 2*.

La granularità della misura giornaliera quartoraria comporterà vantaggi anche per il TSO nazionale (TERNA). Infatti, un dato più accurato potrà **permettere una migliore stima e previsione dei transiti di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale**. In particolare, la conoscenza dei profili giornalieri di immissione in rete da parte dei produttori da fonti rinnovabili consentirà a TERNA di approvvigionarsi in maniera efficiente di riserve di potenza, evitando quindi di far gravare su tutti gli utenti del sistema gli oneri derivanti da sbilanciamenti ed eccessi di riserva.

Infine, **anche il GSE potrà avvalersi di una maggiore frequenza di dati provenienti dai misuratori associati a impianti di produzione**, nonché di una maggiore percentuale di successo della telelettura consentita dal canale di *back-up* a radiofrequenza.

### 4.3.3 Vantaggi per il distributore

L'utilizzo della maggiore disponibilità di dati rilevati direttamente dal campo tramite i misuratori permessa dal nuovo sistema 2G consentirà di **migliorare il servizio di gestione della rete elettrica** di AcegasApsAmga.

**La disponibilità di misure quartorarie rilevate in continuo permette una maggiore osservabilità della rete di bassa tensione** e, indirettamente, della rete di media tensione tramite l'aggregazione delle letture dei misuratori sottesi alla medesima cabina secondaria. In particolare, la ricostruzione esatta dei profili di prelievo consente di affinare la precisione degli algoritmi di calcolo dei flussi di potenza nella rete e di verificare le condizioni di carico dei conduttori; in definitiva sarà possibile individuare condizioni di carico anomalo (sovraccarico o sotto carico) ed attuare opportune modifiche dell'assetto di rete per la ripartizione dei carichi o pianificare gli eventuali investimenti necessari per gli interventi di potenziamento. Quest'ultimo aspetto è particolarmente rilevante nell'orizzonte temporale del PMS2, durante il quale è previsto un aumento del carico sulla rete elettrica per l'incremento della generazione distribuita e la progressiva elettrificazione di alcuni consumi.

La capacità dei misuratori 2G di comunicare spontaneamente con i sistemi centrali, utilizzando anche il canale di comunicazione di *back-up* in radiofrequenza a 169 MHz, può essere utilizzata, per esempio, per **segnalare con tempestività uno stato critico del misuratore quale la disalimentazione per mancanza di tensione** a seguito di un guasto sulla rete di bassa tensione o in cabina secondaria. Questa possibilità consentirà di migliorare la continuità del servizio, infatti il distributore avendo una conoscenza più ampia e tempestiva della porzione di rete e dei clienti interessati dal guasto e sull'istante di inizio del disservizio, potrà accorciare i tempi intervenendo anche in mancanza di segnalazioni telefoniche da parte dei clienti.

Il *metering* 2G consentirà inoltre di ridurre l'impegno del personale operativo richiesto per l'esecuzione di alcune attività che attualmente sono svolte manualmente, quali:

- le attivazioni/disattivazioni/riprogrammazioni, grazie all'incremento dei tassi di successo delle operazioni di telegestione e di telelettura;
- la registrazione delle interruzioni BT, grazie alle comunicazioni spontanee di anomalie;
- la localizzazione dei guasti, derivante grazie all'ottimizzazione delle attività di ricerca permessa dalla più precisa individuazione delle porzioni di rete disalimentate;
- l'individuazione dei consumi anomali, grazie alla migliore capacità di individuare e discriminare da remoto le perdite e le frodi.

#### 4.3.4 Impatti sul servizio di misura

Per raggiungere le prestazioni di telelettura e di telegestione stabilite dalla delibera 87/2016/R/eel, e in particolare gestire il quantitativo di dati di due ordini di grandezza superiore rispetto al sistema della precedente generazione, è necessario dotarsi di un sistema integrato di *smart metering* di seconda generazione interamente rinnovato, in particolare:

- misuratori 2G provvisti di modulo ed antenna RF a 169 MHz per implementare il canale di comunicazione backup;
- concentratori di seconda generazione;
- sistema di comunicazione basato su tecnologia LTE 4G;
- sistema centrale di telegestione in grado di gestire ed elaborare l'enorme mole di dati e le richieste di natura commerciale.

Il nuovo sistema, per raggiungere le performance del processo di messa a disposizione dei dati validati di misura in presenza di un radicale aumento della numerosità dei dati messi a disposizione dai misuratori 2G, richiede anche un aggiornamento del processo di gestione del dato basato sulle più recenti innovazioni nelle architetture ICT (tecnologie cloud, big data ecc.). Tali innovazioni, che comprendono anche la creazione di sistemi ad hoc di gestione della catena della misura e della gestione contrattuale dei clienti, comportano un'ottimizzazione di tutti i processi da essa impattati e una razionalizzazione delle interfacce con i sistemi commerciali.

# 05.

## Soluzione tecnologica adottata per il sistema *smart metering 2G*



I livelli prestazionali prescritti per il sistema di *smart metering* di seconda generazione, stabiliti da ARERA con la Delibera 87/2016/R/eel, sono stati **elementi progettuali imprescindibili per la definizione delle specifiche funzionali del sistema di *smart metering* 2G** e del nuovo sistema di telelettura e telegestione.

## 5.1 Gestione della complessità e rispetto dei vincoli industriali

Al fine di generare economie di scala a beneficio del cliente finale, AcegasApsAmga, come anche INRETE, l'altra società di distribuzione di energia elettrica del Gruppo societario di appartenenza, ha scelto di avvalersi del medesimo sistema di *smart metering* 2G. A livello di Gruppo societario, il quadro tecnico dell'attuale sistema di *smart metering* 1G è forse unico a livello nazionale, in quanto:

- i misuratori in tecnologia 1G attualmente gestiti dal Gruppo Hera sono di **quattro differenti tipologie**:
  - Landis&Gyr (utilizzati da AcegasApsAmga nel territorio di Gorizia)
  - IBM (utilizzati da AcegasApsAmga nel territorio di Trieste)
  - Enel Echelon (utilizzati da INRETE nel territorio di Modena Appennino)
- e sono attualmente integrati in **tre differenti sistemi di telegestione 1G**:
  - AMM IBM (ad utilizzo di AcegasApsAmga per i misuratori IBM)
  - URM Ericsson Atlantica (ad utilizzo di AcegasApsAmga per i misuratori Landis&Gyr)
  - AMM Enel (ad utilizzo di INRETE per i misuratori Kaifa ed Echelon)

Nel disegno della architettura dei sistemi centrali è stato quindi necessario tenere conto dei seguenti aspetti:

- **integrare il funzionamento di misuratori di tipi differenti**, nel rispetto dei vincoli di proprietà industriale e intellettuale delle differenti tecnologie utilizzate;
- **gestire la migrazione** da due sistemi di telegestione differenti;
- **contenere la complessità della mappa applicativa** complessiva, al fine di garantire tempi di attraversamento del dato coerenti con le prestazioni previste dalla Delibera 87/2016/R/EEL;

Alla luce di quanto sopra, si è ritenuto che la scelta più adeguata per la gestione della tecnologia 2G sia costituita dalla *suite* di Enel denominata BEAT e in particolare declinata nelle sue componenti principali:

- **TwoBeat** (componente AMM) per la telegestione dei misuratori 2G
- **ExaBeat** (componente MDM) per la gestione dell'aggregazione e trasmissione delle misure

Sono presenti inoltre altri moduli software in ausilio che consentono operazioni specifiche, quali ad esempio la configurazione degli apparati in campo, la rilevazione dei guasti, la gestione delle attività operative, etc.

Alla luce di quanto sopra, si è ritenuto che la scelta più adeguata alla gestione della tecnologia 2G sia costituita dalla **suite** di Enel denominata **BEAT** e in particolare declinata nelle sue componenti principali:

- **TwoBeat** (componente AMM) per la telegestione dei misuratori 2G
- **ExaBeat** (componente MDM) per la gestione degli obblighi normativi di aggregazione e trasmissione misure

Sono presenti inoltre altri moduli software in ausilio che consentono operazioni specifiche.

## 5.2 Retrocompatibilità con il sistema 1G

La necessità di garantire l'acquisizione dei dati di misura da un parco di misuratori sia di prima sia di seconda generazione in evoluzione durante lo sviluppo del PMS2, ha richiesto l'adozione da parte di AcegasApsAmga di una **soluzione integrata che assicuri il massimo grado di retrocompatibilità** del sistema di smart meter 2G con i dispositivi di campo della precedente generazione, limitando le incompatibilità ai soli casi dove sono presenti vincoli insormontabili a livello di hardware e di relativi protocolli di comunicazione come si vedrà più avanti. In particolare:

- il sistema di telegestione 1G fornito da AMM IBM, nel periodo precedente all'avvio della fase massiva, può gestire sia misuratori sia concentratori 2G in modalità 1G. Al contrario il sistema URM è in grado di gestire solo misuratori 1G Landis&Gyr installati a Gorizia;
- il nuovo sistema centrale 2G, che sarà messo in servizio all'avvio della fase massiva, sarà in grado di gestire sia il parco di concentratori e misuratori 1G ancora installato e in attesa di sostituzione, sia il crescente parco di concentratori e misuratori 2G già installati;
- durante la fase massiva, sia i concentratori 1G non ancora sostituiti o aggiornati tecnologicamente sia i nuovi concentratori 2G potranno gestire misuratori 1G e 2G in modalità 1G;
- per quanto riguarda gli apparati installati a Gorizia il sistema di telegestione 1G URM non potrà invece essere sostituito dal nuovo sistema centrale ma dovrà funzionare in parallelo con esso fino alla completa dismissione del parco misuratori 1G;
- a livello di mappa applicativa il sistema URM è completamente indipendente dalla piattaforma 2G e, a livello centrale, non presenta grosse criticità di funzionamento. Inoltre, a livello di interazione con i misuratori, è stata positivamente testata la coesistenza sulla stessa rete di apparati dei due diversi produttori senza rilevanti interferenze nelle comunicazioni misuratore-concentratore (in modalità 1G).

## 5.3 Flessibilità rispetto a nuovi requisiti futuri

I misuratori 2G adottati sono progettati per raggiungere i livelli di performance indicati da ARERA. Le capacità di calcolo e di memorizzazione implementate, superiori a quanto oggi strettamente richiesto, **rendono possibile per i dispositivi supportare future evoluzioni di tipo funzionale** grazie alla possibilità di aggiornare il software da remoto in maniera massiva.

## 5.4 Interoperabilità tra distributori diversi

L'interoperabilità dei sistemi di *smart metering* 2G è, secondo quanto definito dal Gruppo di Lavoro istituito dell'Autorità con la Delibera 87/2016/R/eel, la "**possibilità da parte di un Distributore, nel caso di subentro in una concessione, di esercire gli apparati di campo** (concentratori e misuratori) appartenenti alla chain 1 precedentemente in carico a un altro Distributore senza necessità di sostituire o modificare (se non a livello di configurazione) il proprio sistema centrale di telegestione".

L'elemento centrale per consentire l'interoperabilità fra sistemi di telegestione in uso a diversi Distributori è l'impiego di un **protocollo standard e aperto** (per evitare incrementi di costi derivanti dalle royalties) con i concentratori. In questo modo un eventuale Distributore subentrante potrebbe ricevere le letture dei nuovi misuratori acquisiti semplicemente riconfigurante i propri sistemi centrali.

Le attività di definizione di tale protocollo sono attualmente demandate al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) che sta operando nell'ambito del già menzionato Gruppo di Lavoro.

# 06.

## Piano volumi dei misuratori 2G



Il parco misuratori attivi da sostituire di AcegasApsAmga ammonta a circa **162.000**, di cui circa 161.000 sono misuratori elettronici di prima generazione e poco più di 1.000 sono contatori di tipo elettromeccanico.

Il piano di sostituzione di seguito descritto è articolato su un **periodo di 15 anni (2022-2036)**, ma **circa il 96% delle sostituzioni sarà concentrato nei primi 4 anni** di piano, con il completamento della fase massiva.

Tenuto conto del parco misuratori al 31.12.2020, del tasso di successo di sostituzioni previsto durante la fase massiva, delle previsioni effettuate sulle future nuove pose a seguito di richieste commerciali, con particolare riferimento allo sviluppo della mobilità elettrica, e di altre casistiche, tra cui il tasso di guasto dei misuratori di nuova generazione, **AcegasApsAmga prevede la messa in servizio di poco meno di 200.000 misuratori 2G** suddivisi temporalmente e tecnologicamente come da tabella seguente:

	Misuratore 2G Monofase	Misuratore 2G Trifase semidiretti	Misuratore 2G Trifase diretti	Totale misuratori
2022	25.421	256	2.242	<b>27.919</b>
2023	44.989	372	3.320	<b>48.681</b>
2024	45.242	296	3.933	<b>49.471</b>
2025	34.152	438	3.955	<b>38.545</b>
2026	7.360	62	705	<b>8.127</b>
2027	2.230	22	212	<b>2.464</b>
2028	2.287	22	217	<b>2.526</b>
2029	2.338	23	222	<b>2.583</b>
2030	2.388	23	226	<b>2.637</b>
2031	2.370	23	226	<b>2.619</b>
2032	2.353	23	224	<b>2.600</b>
2033	2.336	23	223	<b>2.582</b>
2034	2.318	23	221	<b>2.562</b>
2035	2.301	22	220	<b>2.543</b>
2036	2.283	22	218	<b>2.523</b>
<b>Totale misuratori</b>	<b>180.368</b>	<b>1.650</b>	<b>16.364</b>	<b>198.382</b>

Tabella 9 - misuratori messi in servizio per ogni anno di piano

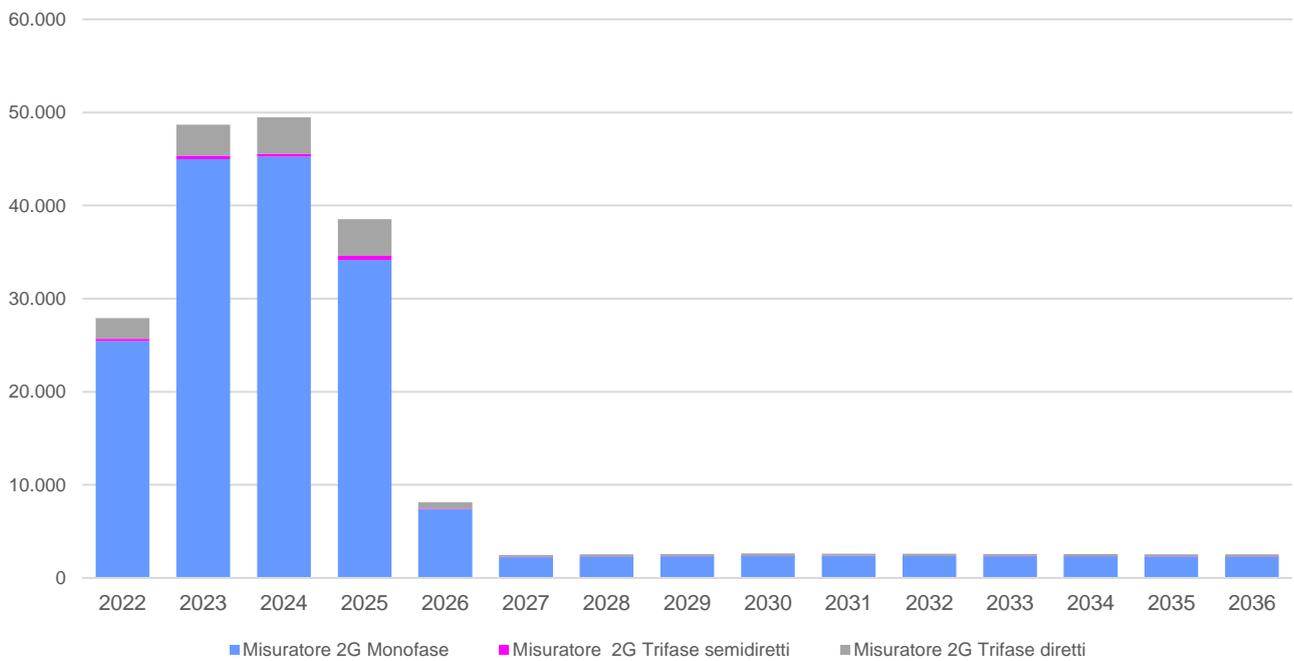


Grafico 4 - installazioni 2G complessive in arco piano

Si precisa che il numero di misuratori 2G messi in servizio nell'anno 2022 sarà superiore rispetto al totale dei misuratori che verranno effettivamente installati nello stesso anno, in quanto vengono qui ricompresi convenzionalmente i misuratori 2G installati nel periodo precedente l'avvio della fase massiva e resi retrocompatibili con l'attuale sistema 1G.

## 6.1 Stock 2G attivi

Di seguito si riporta il profilo temporale del numero di misuratori 2G attivi previsti al 31.12 di ogni anno del piano.

Anno	CE 2G Monofase	CE 2G Trifase semidiretti	CE 2G Trifase diretti	Totale misuratori
2022	25.387	256	2.237	<b>27.880</b>
2023	70.145	625	5.535	<b>76.305</b>
2024	114.769	916	9.413	<b>125.098</b>
2025	147.934	1.345	13.279	<b>162.558</b>
2026	153.940	1.393	13.851	<b>169.184</b>
2027	154.760	1.400	13.925	<b>170.085</b>
2028	155.629	1.408	14.003	<b>171.040</b>
2029	156.542	1.417	14.085	<b>172.044</b>
2030	157.495	1.425	14.170	<b>173.090</b>
2031	158.422	1.434	14.255	<b>174.111</b>
2032	159.323	1.442	14.336	<b>175.101</b>
2033	160.199	1.450	14.416	<b>176.065</b>
2034	161.050	1.458	14.493	<b>177.001</b>
2035	161.874	1.465	14.568	<b>177.907</b>
2036	162.674	1.472	14.640	<b>178.786</b>

Tabella 10 - profilo temporale misuratori 2G attivi al 31.12 di ogni anno.

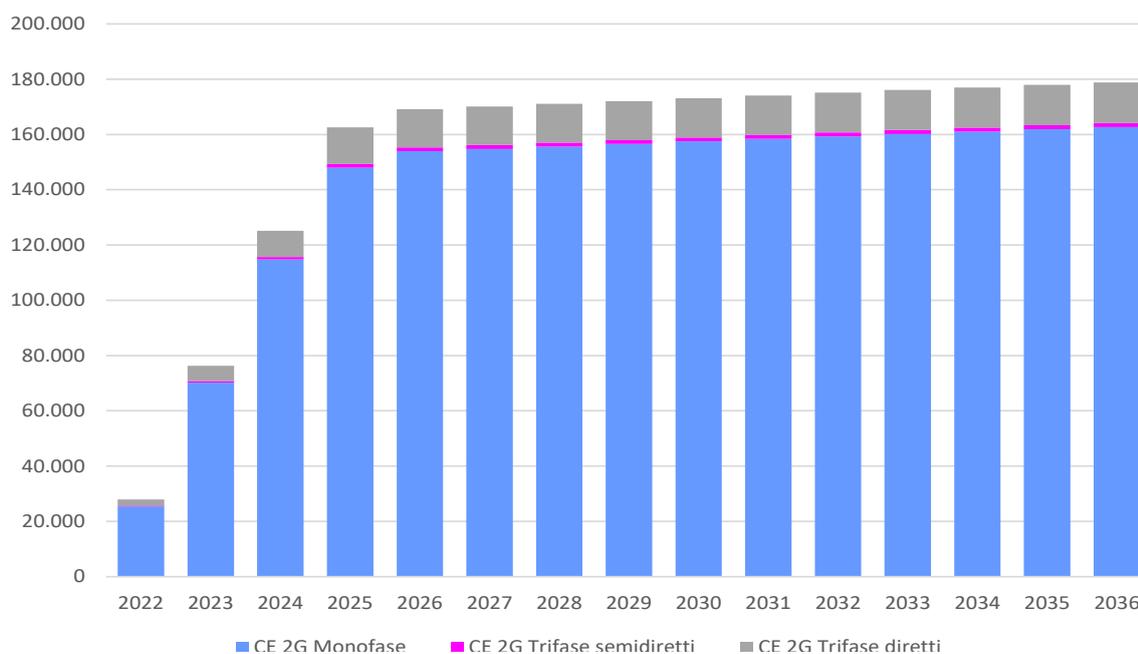


Grafico 5 - profilo temporale misuratori 2G attivi al 31.12 di ogni anno.

# 07.

## Piano dei concentratori e Sistemi centrali 2G



## 7.1 Piano volumi concentratori 2G

Il **parco concentratori** di AcegasApsAmga risulta in **maggioranza costituito da concentratori 1G** e in **parte minoritaria** da concentratori compatibili con i sistemi di *smart metering* 2G. A partire dal 2018, infatti, AcegasApsAmga ha cominciato a utilizzare i concentratori compatibili con il 2G in modalità di comunicazione retrocompatibile con i misuratori 1G, nei seguenti casi:

- sostituzione di un concentratore 1G a seguito di guasto;
- realizzazione di nuove cabine di trasformazione MT/BT;
- installazione di nuovi trasformatori in cabine MT/BT.

Durante la fase massiva del PMS2 negli anni 2022-2025 **saranno sostituiti progressivamente tutti i concentratori di prima generazione con nuovi concentratori di seconda generazione**, mentre i concentratori compatibili 2G già installati saranno mantenuti in servizio e sottoposti a un upgrade tecnologico con lo scopo di sfruttarne pienamente le potenzialità. L'upgrade tecnologico consiste nell'aggiornamento del firmware, nell'installazione del modulo e dell'antenna per la comunicazione in Radio Frequenza a 169 MHz e nella sostituzione del modem GPRS con modem/Router LTE 4G.

Per quanto riguarda la sola area di Gorizia, ove è presente un diverso sistema di telelettura (prodotto da Landys & Gyr), la fase di posa massiva implicherà delle attività analoghe a quelle per un nuovo impianto, non essendo compatibili le basi supporto attuali. In ogni caso, vista l'impossibilità di effettuare le letture sui meter 1G residui con il nuovo sistema 2G, i concentratori L&G rimarranno in funzione fino a fine del 2022 per permettere la lettura dei meter sottesi non ancora scambiati.

La comunicazione tra concentratore e sistema centrale di telegestione, tenuto conto del progressivo abbandono della tecnologia GSM e della necessità di assicurare la trasmissione di un volume di dati notevolmente incrementato, avverrà tramite tecnologia LTE 4G.

Allo scopo **AcegasApsAmga sostituirà durante la fase massiva tutti i modem GSM** attualmente impiegati con nuovi modem/router 4G. La sostituzione sarà eseguita contestualmente alla sostituzione del concentratore di prima generazione o all'esecuzione dell'upgrade tecnologico dei concentratori di seconda generazione già installati.

Nella tabella seguente è rappresentato il profilo temporale delle installazioni e degli aggiornamenti tecnologici dei concentratori. Si precisa che negli anni precedenti l'avvio del PMS2 sono stati installati concentratori già predisposti al 2G in sostituzione di 612 apparati di prima generazione obsoleti o difettosi il che comporterà la sostituzione, durante la fase massiva, di un numero di concentratori inferiore rispetto al parco concentratori attualmente in uso.

Anno	Massiva	Guasti	Nuove pose	Upgrade	Totale
2022	230	68	1	0	299
2023	133	63	1	138	335
2024	153	40	1	137	331
2025	48	17	1	160	226
2026	0	12	1	0	13
2027	0	16	1	0	17
2028	0	20	1	0	21
2029	0	23	1	0	24
2030	0	27	1	0	28
2031	0	31	1	0	32
2032	0	34	1	0	35
2033	0	38	1	0	39
2034	0	42	1	0	43
2035	0	45	1	0	46
2036	0	49	1	0	50
<b>Totale</b>	<b>564</b>	<b>525</b>	<b>15</b>	<b>435</b>	<b>1.539</b>

Tabella 11 - Concentratori 2G posati/adequati per ogni anno

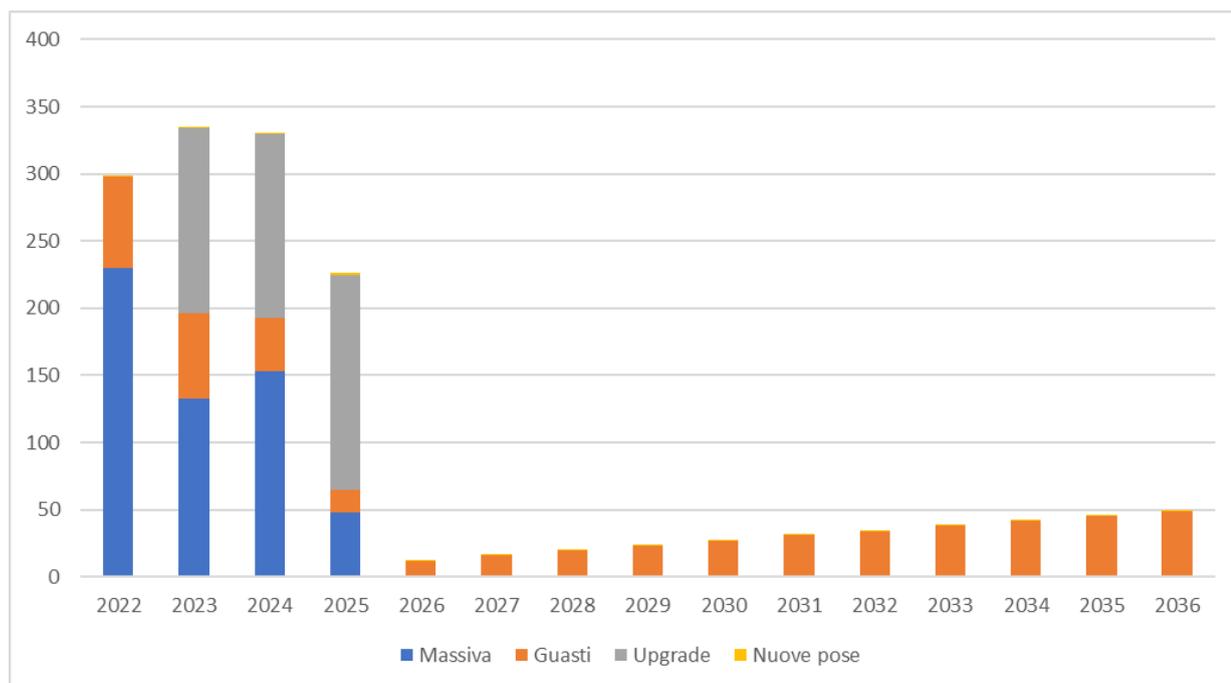


Grafico 6 - Concentratori 2G posati/adequati per ogni anno

## 7.2 Sistema centrale: la suite BEAT

Il sistema centrale 2G scelto da INRETE, come precedentemente anticipato, è la **suite software denominata BEAT**, opportunamente integrata e interfacciata con il sistema informatico gestionale del Distributore.

La *suite* sarà adeguata sia alle disposizioni regolatorie sia a specifiche esigenze interne di AcegasApsAmga e costituirà **uno strumento fondamentale** per raggiungere e garantire le funzionalità e le *performance* richiesta dalla regolazione vigente.

Si tratta di un sistema ad architettura modulare di elevata complessità, ciascun modulo è progettato per svolgere una specifica funzione in cooperazione con gli altri moduli. Per consentire che l'infrastruttura hardware abbia la scalabilità necessaria per garantire la capacità di archiviazione della mole e di calcolo della consistente quantità di dati generata dal misuratore 2G, INRETE ha deciso di installare i componenti della *suite BEAT* su un'architettura *cloud*.

Il sistema centrale 2Gavrà quindi le seguenti caratteristiche:

- sarà ospitato sulla piattaforma cloud *Amazon Web Services*;
- sarà implementato e configurato direttamente dalla Società sviluppatrice;
- introdurrà nella mappa applicativa dei sistemi aziendali un nuovo componente denominata "MDM" che andrà a eseguire le operazioni di elaborazione, aggregazione e ricostruzione;
- **sarà integrato con la componente mobile (WFLM)** sviluppata per la gestione dei misuratori in versione 1G e di prossimo adeguamento al fine di consentire il dialogo anche con i sistemi e misuratori 2G;
- consentirà la migrazione delle due tipologie di misuratori attualmente utilizzati da AcegasApsAmga (Landys & Gear a Gorizia e Enel-IBM a Trieste) verso la tecnologia 2G, mantenendo nel contempo la retrocompatibilità con i misuratori 1G per i misuratori ENEL-IBM a Trieste;
- sarà integrato con i sistemi aziendali di AcegasApsAmga tramite interfacce automatiche al fine di garantire la coerenza e il funzionamento degli attuali processi di fatturazione e di abilitare i nuovi flussi di comunicazione delle misure.

# 08.

## Le scelte operative nella sostituzione dei misuratori 2G



Per l'individuazione e la definizione dello scenario ottimale di sostituzione dei misuratori 2G AcegasApsAmga ha preso in considerazione i seguenti elementi:

- profilo temporale d'installazione del **precedente intervento** massivo di sostituzione 1G;
- **scadenza metrologica** dei misuratori in esercizio;
- **sostenibilità** operativa del personale impiegato nel piano di sostituzione.
- **efficienza economica** dell'intervento.

A supporto di queste necessità, grazie alla recente esperienza nel cambio massivo dei misuratori del gas, AcegasApsAmga ha potuto porsi **obiettivi sfidanti e allo stesso tempo raggiungibili** utilizzando sistemi di **Work Force Management e tablet** per la corretta e rapida registrazione ed archiviazione dei documenti relativi al cambio nei sistemi informativi.

## 8.1 Diverse tipologie di sostituzione del misuratore e dei misuratori particolari

### 8.1.1 Sostituzione massiva

Il cambio massivo sarà la modalità principale di sostituzione dei misuratori e sarà affidato a una o più imprese appaltatrici che interverranno **nei primi 4 anni del piano, dal 2022 al 2025**, sui singoli territori significativamente rilevanti, rispettando le indicazioni fornite da AcegasApsAmga con l'obiettivo di sostituire il maggior numero di misuratori nel territorio assegnato.

Per ciascun lotto di sostituzioni, verrà valutata la *performance* dell'appaltatore con premi e penalità di entità prestabilita, in modo da incentivare chi opera sul campo a raggiungere le massime percentuali di successo possibili. **Anche l'utilizzo di veicoli a basso impatto ambientale** sarà inserito come criterio premiale per la selezione, attraverso una procedura di gara ad evidenza pubblica da aggiudicarsi secondo il criterio dell'offerta economicamente più vantaggiosa e del miglior rapporto qualità/prezzo, determinato, ai sensi dell'art. 95, comma 2 e 6, del D. Lgs. 50/2016 e ss.mm. ii.

In particolare, **le modalità operative che l'appaltatore dovrà mettere in campo** per massimizzare le percentuali di successo e per contenere al minimo il disagio per i clienti, si traducono nelle seguenti azioni:

- **pianificazione dell'attività** sulla base degli ordini di lavoro assegnati mensilmente da AcegasApsAmga e comprendenti tutte le utenze sottese a una o più cabine di trasformazione MT/BT nell'ambito del territorio significativamente rilevante interessato;
- **distribuzione in modo capillare degli "Avvisi di prossima sostituzione"** con un anticipo di 7-3 giorni rispetto alla data scelta per il passaggio in ciascuna unità immobiliare;
- esecuzione del primo tentativo di sostituzione e, qualora non andasse a buon fine, affissione di un avviso contenente i **contatti telefonici per fissare un successivo appuntamento**;

- **rispetto della data di appuntamento** concordata con il cliente, anche nel caso di appuntamento al sabato, e della relativa fascia oraria non superiore alle 2 ore;
- **installazione e programmazione dei nuovi misuratori** elettronici dell'energia elettrica 2G presso il punto di consegna (POD);
- **registrazione dei dati** sui sistemi informatici - sia dell'Impresa sia della Committente - e/o su supporti cartacei relativi alle attività eseguite in campo e relative operazioni conseguenti;
- conservazione presso la propria sede operativa dei misuratori rimossi per un periodo minimo di 90 gg;
- **gestione della logistica legata alla verifica metrologica** degli apparati per i quali verrà ad AcegasApsAmga la richiesta di verifica dal cliente finale.

Subito dopo il primo passaggio, ai **clienti** per i quali non sia possibile installare il nuovo misuratore e **che presentino un indirizzo di esazione diverso dall'indirizzo in cui si trova l'apparecchio** da sostituire, sarà inviata a mezzo posta copia dell'“Avviso di mancata sostituzione” per garantire la massima efficacia della comunicazione anche verso i soggetti che, non risiedendo abitualmente nell'immobile ove si trova il misuratore da sostituire, potrebbero non avere l'opportunità di leggere tempestivamente gli avvisi affissi o immessi nella cassetta postale.

Qualora **il cliente al quale non sia possibile installare il nuovo misuratore** non contatti AcegasApsAmga per fissare un appuntamento di ripasso, trascorsi 30 giorni l'impresa incaricata effettuerà un nuovo tentativo in data e fascia oraria stabilite unilateralmente, preceduto dall'affissione, con un anticipo di 7-3 giorni, di un “Avviso di prossima sostituzione” che riporterà esplicitamente anche la data del precedente tentativo non andato a buon fine, senza indicare dati personali del cliente finale.

**Qualora impossibilitato a essere presente anche al secondo passaggio**, il cliente finale potrà richiedere tramite call-center lo spostamento dell'intervento in altra data o fascia oraria. A esito negativo di questo secondo tentativo, l'impresa incaricata procederà alla definitiva consuntivazione della mancata esecuzione dell'ordine di sostituzione; il cliente finale potrà comunque contattare AcegasApsAmga in tempi successivi, anche per il tramite della propria società di vendita, per richiedere l'installazione del nuovo misuratore.

Al cliente finale saranno inoltre assicurati i seguenti servizi, più avanti descritti nel dettaglio:

- **Numero Verde 800.990.220**
- **area pubblica del portale web di AcegasApsAmga**
- **area riservata del portale web**

### 8.1.2 Sostituzione puntuale

In occasione della richiesta di riattivazione di un POD chiuso, ovvero in caso di chiamata al Pronto Intervento per un eventuale guasto che comporti un intervento sul singolo POD ancora dotato di misuratore 1G, AcegasApsAmga provvederà a installare un misuratore di seconda generazione indipendentemente dal fatto che lo stesso sia ubicato in un territorio significativamente rilevante interessato dalla sostituzione massiva o no.

La fattispecie del cambio puntuale potrà determinarsi anche nel caso in cui, terminata la fase massiva i clienti titolari di POD attivi rimasti ancora dotati di misuratore 1G contattino AcegasApsAmga anche tramite la propria società di vendita, per richiedere l'installazione del nuovo misuratore.

### 8.1.3 Sostituzione metrologica

**I misuratori con omologazione MID**, che rappresentano la maggior parte del parco misuratori di AcegasApsAmga, sono soggetti a determinati vincoli temporali. In particolare, negli anni 2024-2025 la numerosità di **misuratori** che andranno in **scadenza di validità metrologica** ex DM 93/2017 sarà rilevante.

Nonostante la programmazione della sequenza dei territori significativamente rilevanti venga effettuata in modo da massimizzare il numero di misuratori sostituiti prima della scadenza metrologica, rimarrà un residuo non eliminabile di misuratori per i quali **la validità metrologica decadrà prima** dell'avvio della fase massiva. Ai relativi clienti, **AcegasApsAmga invierà, a mezzo posta, una comunicazione riportante i recapiti per contattare il call-center e l'invito a fissare un appuntamento per la sostituzione.**

### 8.1.4 Sostituzione dedicata a utenze non interrompibili

Per alcune tipologie di forniture, in particolar modo i **POD di utenze non interrompibili** (clienti con apparecchi elettromedicali e clienti non interrompibili ai fini PESSE) e quelli **relativi a servizi di Pubblica Utilità**, la sostituzione verrà effettuata esclusivamente previo appuntamento.

A tale scopo, circa 30 giorni prima dell'inizio delle operazioni sul campo in ciascun territorio significativamente rilevante, per i POD rientranti in tali categorie, individuati da apposita codifica nel Sistema Informativo aziendale, **AcegasApsAmga invierà a mezzo posta ai clienti interessati una comunicazione riportante i recapiti per contattare il call-center e l'invito a fissare un appuntamento per la sostituzione.** Al fine di tutelare la *privacy* dei clienti finali appartenenti a tali categorie, nei contesti multicliente (condomini), l'“Avviso di prossima sostituzione” non evidenzierà che per una o più utenze la sostituzione è già stata o sarà programmata con modalità personalizzate, essendo tali clienti già al corrente delle specifiche modalità di sostituzione loro riservate grazie all'avviso individuale ricevuto in precedenza.

## 8.1.5 Cambio dei misuratori particolari

### Misuratori “Landis&Gyr”

Le attività necessarie per la posa dei misuratori 2G in area **Gorizia**, a causa della **particolarità** connesse alla presenza di un diverso sistema 1G, comporteranno delle **operazioni aggiuntive**, quali la disconnessione della morsettiera e l'acquisizione manuale delle letture di levata dai misuratori, con eventuale utilizzo di un computer portatile nel caso di display non leggibile.

A causa delle attività dettagliate sopra, comunque ricomprese nell'ambito delle sostituzioni massive, ci si attende un livello di produttività pari a circa la metà di quello atteso per la sostituzione dei misuratori di tipo “Enel-IBM”.

### Misuratori elettromeccanici

La sostituzione dei **misuratori elettromeccanici residui** necessita di particolare attenzione causa delle peculiarità relative alla loro installazione, che richiedono l'impiego di personale con specifica formazione. Tale fattispecie di misuratori saranno pertanto interessati dalla **sostituzione puntuale** e non dalla sostituzione massiva.

Saranno inoltre modificati, ove tecnicamente fattibile, tutti gli eventuali elementi che dovessero impedire la corretta posa del misuratore.

Le **sostituzioni puntuali dei misuratori elettromeccanici saranno eseguite solamente sui misuratori attivi**, in quanto i misuratori chiusi sono in molti casi non accessibili. Tali misuratori saranno sostituiti singolarmente nel caso di richiesta di attivazione.

Si prevedono comunque delle difficoltà nella finalizzazione degli scambi con i 2G in quanto questi misuratori risultano in buona parte non accessibili e con scarsa presenza in sito da parte dei clienti o, in altri casi, con caratteristiche di posizionamento molto critiche.

## 8.2 Misure di mitigazione previste in caso di variazione dei volumi di misuratori

Le modalità operative finora esposte si inseriscono in un Piano il cui sviluppo, anche a causa del lungo orizzonte temporale coperto e della numerosità degli attori coinvolti, **potrà subire variazioni** per cause non immediatamente gestibili da AcegasApsAmga.

Allo scopo di **minimizzare tali variazioni** sono state prese in considerazione le possibili cause di scostamento dalle previsioni, per le quali sono state adottate le **misure di mitigazione** descritte nella tabella seguente.

Cause della potenziale variazione del piano	Misure di mitigazione
<b>Variazione del tasso atteso di produttività e affidabilità delle imprese appaltatrici</b>	<p>Nei contratti è previsto un <b>meccanismo di premialità/penalità</b> per incentivare le imprese appaltatrici al raggiungimento del target di sostituzione prefissato.</p> <p>Inoltre, il target di sostituzione prefissato è stato definito in base alla probabilità attesa di sostituzione e differenziato in base alla <b>densità dei misuratori sul territorio</b> per aree urbane, periurbane e rurali.</p> <p>Nel caso in cui una delle imprese appaltatrici dovesse risultare al di sotto della soglia di produttività prevista o dovesse sospendere/cessare la propria attività, il <b>carico di lavoro verrà ridistribuito sulle altre imprese coinvolte</b> e/o assegnato ad altra impresa, applicando allo stesso tempo tutte le penali previste dal contratto.</p>
<b>Ritardi nell'approvvigionamento dei materiali</b>	<p>Il mancato approvvigionamento dei materiali necessari darà luogo all'applicazione di <b>penali verso il fornitore</b>.</p> <p>Per minimizzare l'effetto di eventuali ritardi, sono state inoltre prese le seguenti ulteriori misure:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la pianificazione delle consegne relative agli anni 2022, 2023 e 2024 prevede un <b>anticipo delle consegne</b> pari al 20% dei quantitativi previsti per l'anno successivo, mentre il quantitativo previsto in fornitura per il 2025 sarà a conguaglio in relazione ai quantitativi già forniti e ai misuratori ancora da sostituire;</li> <li>• il contratto di fornitura prevede la possibilità di <b>variare i quantitativi da fornire</b>, allo scopo di adeguarli alle situazioni contingenti e recuperare eventuali ritardi;</li> <li>• il termine per la <b>consegna</b> del fabbisogno di misuratori relativi al <b>primo anno</b> di fase massiva (2022) è <b>anticipata di 4 mesi</b> rispetto all'effettivo avvio della campagna massiva.</li> </ul>

	I magazzini disporranno inoltre di un volume sufficiente a soddisfare le esigenze della massima punta di attività per un periodo non inferiore a 60 giorni.
<b>Inaccessibilità del misuratore</b>	La <b>campagna informativa</b> capillare e l'apposizione di specifici avvisi, <b>l'utilizzo della stessa impresa</b> appaltatrice in uno specifico territorio rilevante per tutta la durata prevista della fase massiva consentiranno di raggiungere gli obiettivi di sostituzione nei tempi richiesti.
<b>Cause di forza maggiore</b>	Il piano di installazione non tiene conto gli effetti di un eventuale decisione, da parte della pubblica autorità, di introdurre misure di limitazione delle attività legate alla situazione sanitaria nazionale.
<b>Eventi meteorologici</b>	Il piano considera i potenziali effetti avversi delle <b>precipitazioni nevose</b> , che nel periodo invernale rendono difficile fino ad impedirla la mobilità necessaria per recarsi nei luoghi delle sostituzioni. Tali eventi assumono maggior rilevanza nei Comuni dell'Appennino Modenese, nei quali la fase massiva concentra le sostituzioni negli anni 2024 e 2025. Allo scopo di minimizzare gli effetti avversi degli eventi meteo, la pianificazione delle sostituzioni prevede pertanto di evitare di operare nelle località a maggior rischio di mancata raggiungibilità durante i mesi invernali.
<b>Variazioni nello scenario economico locale</b>	Le previsioni sulla crescita del parco misuratori si basano su stime, frutto dei dati consuntivati negli ultimi 4 anni. In particolare, sono stati acquisiti gli effetti sul 2020 della crisi economica derivante dalla situazione sanitaria nazionale, ma non sono state fatte proiezioni di tali effetti negli anni successivi. Nel caso gli effetti sull'economia dovessero discostarsi significativamente dalle previsioni e alterare significativamente le tendenze storiche prese a riferimento, sarà necessario rivedere i quantitativi previsti
<b>Problematiche connesse all'incompatibilità della piattaforma 2G con quella 1G presente a Gorizia</b>	Il piano considera i <b>potenziali effetti derivanti</b> dall'incompatibilità tra il <b>sistema di telelettura presente a Gorizia</b> (prodotto da L&G) e la piattaforma 2G. Allo scopo di minimizzare gli impatti la pianificazione delle sostituzioni prevede la partenza proprio in quel territorio in modo da poterne anticipare la dismissione e avere contemporaneamente il tempo di gestire situazioni particolari. È stato anche previsto un piano di funzionamento in parallelo tra i sistemi di telelettura quantomeno nella finestra temporale tra la posa massiva e l'attivazione delle funzionalità 2G, il cui grado di compatibilità è apparso mediamente buono e ha evidenziato delle criticità solo in casi particolari.

Sebbene le contromisure indicate risultino adeguate a fronteggiare il potenziale impatto delle singole casistiche considerate, si tratta in ogni caso di fenomeni i cui effetti non sono pienamente controllabili, per cui AcegasApsAmga si riserva, in ultima istanza, di aggiornare i volumi di misuratori da sostituire in occasione delle finestre di aggiornamento triennale previste dalla regolazione di ARERA.

# 09.

## Il cliente al centro: la comunicazione del piano di messa in servizio dei misuratori 2G



Per supportare il Piano di sostituzione massiva, AcegasApsAmga attuerà una campagna multicanale e ingaggiante che avrà al centro il cliente e si adeguerà alle peculiarità del territorio servito, ottimizzare il tasso di successo degli interventi di installazione dei nuovi misuratori.

Le attività di comunicazione saranno **modulate rispetto all'effettivo piano di sostituzione dei misuratori**.

Da fine 2021 si svolgeranno attività di sensibilizzazione e preparazione dei cittadini alla sostituzione dei misuratori.

Dal 2022 al 2025, si svolgerà l'attività massiva di sostituzione dei misuratori, pertanto le azioni di comunicazione si concentreranno soprattutto in questo arco temporale.

In tutte le sue fasi, il piano di comunicazione prevede un **coinvolgimento attivo dei clienti** con una rete di strumenti attraverso i quali il cliente potrà essere costantemente informato sulle attività di sostituzione, oltre a poter monitorare e verificare lo svolgimento delle attività di sostituzione. Come precedentemente esposto, i bacini d'utenza serviti presentano caratteristiche tali da rappresentare una preziosa occasione per mettere in campo capacità comunicative e organizzative, a garanzia di un sistema di comunicazione affidabile, modulabile e di qualità.

Le attività di comunicazione saranno sviluppate preliminarmente e contestualmente all'installazione dei misuratori 2G, in modo da contenere il più possibile il disagio dei clienti finali, tutelarli e accompagnarli in questo processo.

I target principali della comunicazione, oltre ai clienti interessati dalla sostituzione, saranno **gli stakeholder dei territori di riferimento**. Fra i destinatari più importanti verranno coinvolti gli amministratori di condominio, le istituzioni e gli Enti, le Associazioni dei consumatori, le associazioni di categorie economiche, gruppi d'interesse e le Società di Vendita. AcegasApsAmga vede nelle **attività di engagement e di coinvolgimento**, uno strumento importante per favorire un clima di collaborazione tra cittadino, stakeholder e Distributore. La collaborazione, infatti, permette di evitare un'adesione "fredda" del cittadino ai nuovi pro-getti, altrimenti percepiti come imposti e difficilmente comprensibili.

Per stakeholder particolari come Enti e Associazioni dei Consumatori o economiche, AcegasApsAmga attiverà operazioni di **engagement per "fare squadra"**. In particolare, saranno inviate comunicazioni ad hoc via e-mail e saranno organizzati degli incontri istituzionali (virtuali se ci sarà il permanere della pandemia), per illustrare il progetto e i relativi benefici, le tempistiche di installazione nelle zone coinvolte e le modalità di informazione ai clienti. L'azienda ha da tempo attivato canali di contatto con queste realtà, con le quali ha l'abitudine di condividere progetti per il territorio, prima che essi siano attivati. Questi interlocutori si sono sempre dimostrati validi partner per amplificare l'informazione sul territorio d'intervento.

Tra gli incontri che saranno svolti, quelli dedicati agli **amministratori di condominio** saranno cruciali per condividere tempistiche e modalità operative legate all'installazione. I riscontri degli amministratori saranno utili a AcegasApsAmga per eseguire le operazioni di sostituzione più agevolmente.

Il piano massivo di sostituzione sarà raccontato ai cittadini grazie ad una campagna fatta di informazioni che saranno fornite ai clienti e in generale agli stakeholder.

Le comunicazioni ai clienti finali svolte nelle fasi del piano di comunicazione degli interventi, punteranno ad approfondire i seguenti temi:

- **benefici** derivanti dalla sostituzione del misuratore con il misuratore smart 2G
- **tempistiche e modalità** di sostituzione dei misuratori
- **i canali di contatto** a disposizione dei clienti
- la **riconoscibilità del personale** che effettuerà le sostituzioni e la **gratuità dell'intervento**
- la possibilità da parte del cliente di richiedere le **verifiche sul misuratore**

#### **a) Benefici della sostituzione**

Il nuovo misuratore 2G sarà presentato al cittadino come **un moderno modo di vivere l'energia**, ovvero un elemento innovativo che ben rientra nell'ottica di smart city, grazie all'innovazione tecnologica e ai vantaggi che lo contraddistinguono. In particolare, si spiegherà al cittadino che grazie al nuovo misuratore potrà attivare servizi innovativi per la casa e che l'apparecchio sarà dotato di nuove funzionalità che consentiranno di avere un servizio migliore e di monitorare i consumi. Inoltre, sarà evidenziato anche **l'aspetto green del nuovo misuratore** che grazie al risparmio energetico aumenterà i benefici ambientali. Sarà data evidenza anche alla facilità dell'operazione di sostituzione per il cittadino.

#### **b) Tempistiche e modalità di sostituzione dei misuratori**

A partire da 4 mesi dall'avvio della sostituzione massiva, AcegasApsAmga utilizzerà una serie di strumenti comunicativi per **annunciare a clienti, istituzioni e stakeholder l'arrivo sul territorio del misuratore elettronico** di nuova generazione.

**A ridosso** del giorno dell'intervento (tra 7 e 3 giorni prima della sostituzione), saranno comunicate al cliente **la data e la fascia oraria** in cui gli operatori di AcegasApsAmga, o incaricati dalla stessa, saranno presenti presso l'immobile interessato dall'intervento per effettuare la sostituzione del misuratore, mettendo in evidenza l'importanza della collaborazione da parte del cliente stesso nel caso in cui il misuratore si trovi in luogo non accessibile. Sarà cura degli operatori incaricati da AcegasApsAmga rispettare la data e la fascia oraria prevista per l'intervento. **Contestualmente** alla sostituzione, sarà messo a disposizione del cliente **materiale informativo** circa l'operazione svolta ed il funzionamento dei nuovi apparecchi.

AcegasApsAmga rivolgerà un'attenzione speciale nei confronti delle cosiddette **utenze non interrompibili** (clienti con apparecchi elettromedicali, i servizi di Pubblica Utilità come Forze dell'Ordine, Scuole, Pubblica Amministrazione ecc), per le quali saranno attivati canali di contatto specifici per concordare gli appuntamenti per la sostituzione del misuratore. Per queste tipologie di fornitura la sostituzione verrà effettuata esclusivamente previo appuntamento: sarà inviata una comunicazione individuale riportante i recapiti per contattare il call-center e l'invito a fissare un appuntamento per la sostituzione.

Come anticipato, sarà curato anche il contatto verso i **clienti** per i quali non sia stato possibile installare il nuovo misuratore e che presentino un **indirizzo di esazione diverso dall'indirizzo in cui si trova il misuratore che si è tentato di sostituire**. A distanza di pochi giorni dal primo tentativo, sarà loro inviata a mezzo posta la documentazione relativa all'avviso di mancata sostituzione che riporterà la data in cui si è tentato di effettuare la sostituzione e i contatti per concordare un successivo appuntamento. Questa misura garantirà la massima efficacia della comunicazione anche verso i soggetti che, non risiedendo abitualmente nell'immobile ove si trova il misuratore da sostituire, potrebbero non avere l'opportunità di

leggere tempestivamente gli avvisi affissi o immessi nella cassetta postale.

### c) I canali di contatto

Facilitare al cliente l'accesso alle informazioni è alla base della strategia di AcegasApsAmga. Un cliente informato vive meno il disagio della sostituzione. AcegasApsAmga metterà quindi a disposizione i seguenti canali di contatto:

- **Numero Verde 800990200**, attivo nei seguenti giorni e orari: lunedì-venerdì 8.00-22.00 sabato 8.00-18.00, al quale rispondono operatori adeguatamente formati.
- Portale web dedicato **[www.acegasapsamga.it/sotituzione contatori elettronici](http://www.acegasapsamga.it/sotituzione_contatori_elettronici)**, tale sezione del sito internet di AcegasApsAmga veicolerà l'intera comunicazione digitale relativa al nuovo misuratore e sarà pubblica, accessibile a tutti i clienti senza necessità di registrazione. In questa sezione del sito verranno pubblicate tutte le informazioni generali, la descrizione dei benefici per i clienti, la pianificazione degli interventi di sostituzione e lo stato di avanzamento del piano. Nello specifico sarà possibile
  - **presentazione sintetica del piano** di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G;
  - **piano di messa in servizio** del sistema di *smart metering* 2G (documento completo);
  - **piano di dettaglio delle installazioni** massive dei misuratori (PDFM) con vista fino al semestre successivo e l'elenco dei Comuni che rientrano nello slot di sostituzione, aggiornato semestralmente. Il cliente potrà anche, digitando il nome del proprio Comune, vedere il dettaglio di avanzamento della zona in cui risiede;
  - **consuntivi di avanzamento** (a partire dal terzo piano di dettaglio);
  - **guida rapida alle funzionalità principali** del misuratore 2G (allegata in versione cartacea ad ogni misuratore);
  - **guida tecnica** completa del misuratore (in formato pdf scaricabile) contenente informazioni sulle nuove funzionalità, caratteristiche e specifiche tecniche del nuovo misuratore;
  - **informativa dettagliata relativa alle modalità di sostituzione**;
  - **calendario delle iniziative istituzionali** ed eventi pubblici dedicati al piano di installazione;
  - **contatti utili** per l'invio di osservazioni e quesiti sui contenuti della documentazione pubblicata;
  - **sezione dedicata alle FAQ**;
  - comunicazioni riguardanti gli eventuali **aggiornamenti del piano di installazione**;
  - informativa relativa alla possibilità, da parte del cliente, di **richiedere la verifica metrologica del misuratore sostituito e la verifica della lettura di rimozione**.
- Area riservata del Portale web dedicato **[www.acegasapsamga.it/sotituzione contatori elettronici](http://www.acegasapsamga.it/sotituzione_contatori_elettronici)** a ridosso della sostituzione, il cliente potrà accedere, direttamente dalla sezione pubblica del Portale web, ad un'area a lui riservata tramite user e password (codice POD e Codice Fiscale). Il cliente potrà visualizzare e scaricare le informazioni relative all'attività di sostituzione: la data e la fascia oraria prevista per l'intervento, se ancora da eseguire, e, una volta avvenuto, il rapporto di sostituzione contenente la lettura di rimozione e la lettura di installato. Queste informazioni saranno disponibili per almeno 5 anni dalla data di sostituzione.

#### d) Riconoscibilità del personale e gratuità dell'intervento

Per tutelare i clienti da eventuali truffe, l'operatore impiegato nella sostituzione sarà riconoscibile attraverso un **tesserino identificativo** che riporterà oltre a nome, cognome e società, anche il numero di matricola, anche nel caso di operatore di società terze incaricate da AcegasApsAmga.

Questi dati potranno essere verificati dal cliente contattando il numero verde 800990200 al quale potrà anche segnalare casi sospetti.

Il tesserino di riconoscimento AcegasApsAmga è un documento con i seguenti campi di testo:

- NOME
- COGNOME
- DIR. E LUOGO DI NASCITA
- CITTA
- COMMITTENTE
- MATRICOLA per conto:

In basso a destra è presente il logo AcegasApsAmga. In un riquadro giallo in basso al centro c'è scritto **GESTIONE CONTATORI**.

Figura 8 - Esempio di tesserino di riconoscimento

AcegasApsAmga ricorderà inoltre ai clienti che in nessuna circostanza l'operatore può richiedere denaro per la sostituzione del misuratore.

#### e) Possibilità da parte del cliente di richiedere le verifiche del misuratore sostituito

Durante tutte le interazioni previste con il cliente finale, siano esse lettere scritte o avvisi affissi o comunicazioni verbali, **sarà ribadito il suo diritto a richiedere la verifica metrologica del misuratore** oggetto di rimozione e la verifica della lettura di rimozione, contattando il *call-center* del Distributore, sulla base di quanto previsto dalla regolazione in vigore.

AcegasApsAmga conserverà tutti i misuratori rimossi per 90 giorni, al fine di permettere al cliente finale di esercitare il proprio diritto alla verifica della lettura di rimozione e/o alla verifica metrologica. **La conservazione dei misuratori avverrà per data di sostituzione**, in modo da rendere efficace il tracciamento del misuratore rimosso, in caso di richiesta proveniente dal cliente finale.

I misuratori rimossi, dal punto di vista di impatto ambientale, verranno trattati in maniera responsabile. AcegasApsAmga, quale Società del Gruppo Hera, primo operatore in Italia nei servizi ambientali, promuove soluzioni ambientalmente sostenibili mediante il conferimento dei misuratori a filiere dedicate al riciclo: in questo modo permettiamo ai materiali di essere reimpiegati per nuovi oggetti.

## 9.1 Strategie comunicative della società

Per tutte le comunicazioni che perseguiranno le finalità appena esposte, AcegasApsAmga utilizzerà carta ecologica e riciclata al 100%, nel pieno rispetto della sostenibilità ambientale. La Società, inoltre, pubblicherà tutte le comunicazioni al cliente, ove necessario, anche in lingua slovena oltre a prevedere una nota in lingua inglese che segnalerà la possibilità di reperire le informazioni nella seconda lingua sul portale *web* dedicato.

Per garantire un'immagine coordinata sempre puntuale, aggiornata e uniforme, AcegasApsAmga utilizza il **manuale d'identità visiva** che contiene le regole e i modelli grafici relativi alla comunicazione dedicata ai vari servizi che svolge.

Oltre al manuale generale, AcegasApsAmga dispone anche di dossier tematici legati all'identità visiva di iniziative di comunicazione specifiche. Sia il manuale che i dossier rispettano le linee guida, che prevedono l'utilizzo dei colori per contrassegnare i vari servizi.

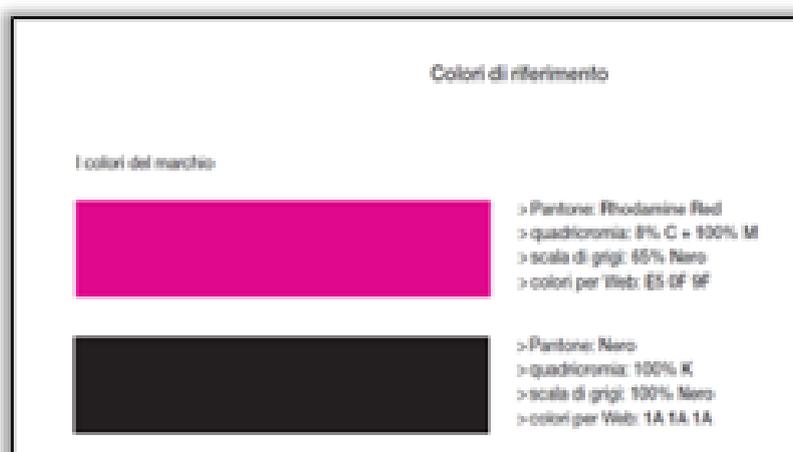


Figura 9 Estratti del Manuale di identità visiva

## 9.2 Fasi del piano di comunicazione

Nell'ambito della comunicazione visiva sono standardizzati i supporti comunicativi e i messaggi, in quanto la comunicazione visiva presenta una notevole immediatezza nel contatto con l'utenza, ovvero, l'“andare incontro” al cittadino.



Figura 9 - Estratti del Manuale di identità Figura 10 Bussola Piano attività di comunicazione ed informazione ai clienti

La campagna informativa sarà distinta tra **campagna massiva** e campagna basata su una comunicazione più “personale” perché fatta di **informazioni rivolte solo ai clienti coinvolti** dalle attività di sostituzione. Sarà legata e adattata alle tre tempistiche dell'intervento di sostituzione del misuratore:

- fase antecedente l'installazione;
- fase a ridosso della sostituzione;
- fase contestuale alla sostituzione.

AcegasApsAmga nel tempo ha maturato una grande esperienza sul campo per quanto riguarda il contatto con i clienti, in occasione dei vari interventi di sostituzione dei misuratori di energia elettrica e gas che ha svolto sottoforma sia di campagne massive sia di gestione ordinaria delle utenze. Utilizzerà per le proprie comunicazioni messaggi visivi semplici e un linguaggio chiaro, accessibile e distintivo in ogni momento di contatto con il cliente, con attenzione particolare anche alla dimensione emotiva della comunicazione.



## 9.2.1 Fase di lancio: la sessione pubblica



Figura 11 - Bussola Piano attività di comunicazione ed informazione ai clienti: la sessione pubblica

Verrà assicurata un'adeguata informazione grazie alle attività previste dal piano di comunicazione e agli incontri istituzionali con gli stakeholder del territorio. Prima della presentazione pubblica, grazie ai canali di contatti sviluppati negli anni con amministratori, enti ed associazioni dei consumatori, le associazioni di categorie economiche, ecc, sarà avviata un'attività di ingaggio e di coinvolgimento del territorio, in quanto l'influenza di tali stakeholder è un'ottima cassa di risonanza per la circolazione delle informazioni a cittadini e clienti finali.

Dopo aver svolto tale attività di anticipazione della campagna di sostituzione, si organizzerà un **incontro pubblico** per illustrare il progetto di sostituzione e il piano di comunicazione, che si svolgerà prima dell'avvio operativo.

Al fine di rispettare le misure di contenimento della pandemia COVID 19, si opterà per un evento *on-line*, supportato da una forte attività di *media relation*.

La partecipazione alla presentazione on line potrà avvenire attraverso un *link* che sarà comunicato con sufficiente anticipo.

## 9.2.2 Fase antecedente la sostituzione: la campagna massiva



Figura 12 - Bussola Piano attività di comunicazione ed informazione ai clienti: la campagna massiva

AcegasApsAmga promuoverà un primo forte ingaggio del territorio attraverso una **campagna massiva** basata soprattutto sull'*advertising* che annuncia a clienti, istituzioni, *mass media* e *stakeholder* l'arrivo sul territorio del nuovo misuratore e la conseguente sostituzione del vecchio. La campagna massiva sarà avviata a partire da 4 mesi prima dell'inizio degli interventi programmati di sostituzione, con richiami periodici che si intensificheranno soprattutto a ridosso del primo tentativo di sostituzione.

La campagna massiva sarà veicolata attraverso mezzi di comunicazione sia tradizionali che digitali come affissioni, social e siti web dei media e del Distributore, in modo da essere il più capillare possibile e quindi raggiungere il maggior numero di clienti. Tutte le comunicazioni saranno supportate da una forte attività di media relation che comprende il coinvolgimento di quotidiani locali e nazionali, riviste di settore, televisioni locali e testate *web*.

Di seguito si riporta un esempio di pianificazione sulle principali testate del bacino:

Testata	Edizione	Periodicità	Formato
<b>Il Piccolo</b>	Trieste	Quotidiano	Junior page
<b>Il Piccolo</b>	Gorizia	Quotidiano	Junior page

Figura 13 - Esempio di pianificazione su quotidiani locali

Il concept creativo della campagna massiva partirà da un invito all'accoglienza dell'innovazione. Un cambio di apparecchiatura che porterà con sé una forte connotazione di innovazione, non solo tecnologica, ma soprattutto un nuovo modo di vivere l'energia



**Apri la porta  
alla nuova generazione  
di contatori elettrici.**

Fai entrare efficienza,  
sostenibilità e innovazione.  
**Veniamo a installarlo  
gratuitamente a casa tua.**

**AcegasApsAmga**

**AcegasApsAmga**

Figura 14 - Esempio di immagine della campagna di advertising

Lo sviluppo del concept creativo ideato da AcegasApsAmga vede l'enfasi della **novità, nell'innovazione che entrerà nelle case** dei clienti, ma anche **un invito all'accoglienza** del personale che effettuerà le sostituzioni, aspetto di grande rilevanza data la comprensibile diffidenza dei cittadini ad aprire la porta di casa ad estranei, per paura di eventuali truffe. Volendo dare un'ulteriore lettura alla campagna "l'aprire la porta", il concept creativo potrà rappresentare anche il ritorno all'esterno e quindi alla vita "normale" dopo un periodo di assenza dalla società dovuto alla pandemia.

"Perché cambiare?" Il contenuto della campagna conterrà anche le informazioni principali per facilitare il cliente a comprendere le ragioni del cambio misuratore ("efficienza, sostenibilità e innovazione").

La campagna sarà declinata anche in affissioni pubbliche come ad esempio presso le pensiline degli autobus e attraverso *banner* che fungeranno da *teaser*, sui siti di notizie.



Figura 15 - Rendering di possibile applicazione della campagna di advertising



Figura 16 - Esempi di banner della campagna di advertising

## 9.2.3 Fase a ridosso della sostituzione: comunicazione “personale”



Figura 17 - Bussola Piano attività di comunicazione ed informazione ai clienti: comunicazione personale a ridosso della sostituzione

Questa fase è caratterizzata da una specifica comunicazione “personale” al cliente finale.

La comunicazione avverrà attraverso l'affissione negli immobili interessati dalle sostituzioni di **avvisi di prossima sostituzione** in un periodo che va **dai 7 ai 3 giorni prima** della data programmata per l'intervento. Gli stessi operatori incaricati della sostituzione provvederanno a collocare gli avvisi in posizione ben visibile al passaggio quotidiano dei clienti.

Questo supporto comunicativo conterrà, oltre alle informazioni di dettaglio della sostituzione programmata, anche i benefici attesi dal misuratore di nuova generazione, la gratuità dell'operazione, la riconoscibilità del personale addetto alle operazioni in loco e la necessità di una breve interruzione nella fornitura.

Entrando nei dettagli dell'operazione, l'avviso indicherà ai clienti **la data e la fascia oraria** in cui si svolgerà l'intervento evidenziando l'importanza della loro collaborazione al fine di completare con successo l'operazione di sostituzione. Indicherà inoltre ai clienti finali i canali di contatto per eventuali richieste di ulteriori approfondimenti: un numero verde di *call-center* e il Portale web dedicato dove si potranno trovare tutte le informazioni sul progetto di sostituzione e i contatti dell'azienda.

Nell'avviso verrà riportata infine la disponibilità di informazioni tecniche e dati effettivi di consumo del punto di prelievo interessato, tramite il Portale Consumi, nonché l'indicazione della possibilità per il cliente finale di richiedere la verifica metrologica attraverso il *call-center* messo a disposizione da AcegasApsAmga.

Per questa fase AcegasApsAmga, a supporto dell'attività di comunicazione personale effettuata tramite l'affissione degli avvisi di prossima sostituzione, attiverà in contemporanea una comunicazione multicanale, affiancata da un'attività di media relation, per informare i clienti attraverso la pubblicazione di news su siti web e canali social.

E03.01.01 M3\_Avviso di prossima sostituzione - 1° avviso\_R0 del xx/yy/2022



## Avviso di prossima sostituzione del nuovo misuratore elettronico per l'energia elettrica

**Gentile Cliente,**  
AcegasApsAmga Spa, gestore della rete elettrica di distribuzione e della misura dell'energia elettrica, nei prossimi giorni effettuerà la sostituzione degli attuali misuratori elettronici con quelli di nuova generazione per migliorare il servizio offerto e adeguarlo alle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Informiamo che operatori incaricati da AcegasApsAmga Spa saranno dotati di tesserino di riconoscimento e che nessun operatore è autorizzato a chiedere denaro o a proporre alcuna revisione di contratto.

In caso di dubbi, per verificare l'identità degli operatori, potrà contattare il numero verde che trova in fondo alla locandina.

**La sostituzione del misuratore è programmata per il giorno**

.....

Dalle ore .....alle ore.....

La presenza del cliente, o quella di un suo incaricato, è richiesta nei casi in cui risulti indispensabile per l'accesso al misuratore. Il nuovo misuratore sarà installato nello stesso posto del vecchio misuratore e non sarà possibile cambiare il posizionamento.

Si avvisa che la sostituzione del misuratore causerà una brevissima interruzione dell'energia elettrica necessaria ai fini del completamento dell'attività. Ci scusiamo in anticipo per il disagio.

Le operazioni di sostituzione si concludono con la configurazione e l'attivazione del nuovo misuratore, che viene riprogrammato con gli stessi dati contrattuali del misuratore precedente e permette l'immediato ripristino dell'erogazione di energia elettrica.

Ai sensi dell'articolo 5 della Delibera dell'Autorità 105/2021/R/EEL, è possibile richiedere la verifica metrologica del misuratore sostituito direttamente al Distributore entro 90 giorni dalla data di sostituzione accedendo all'area a Lei riservata sul sito [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it) nell'apposita sezione dedicata alla sostituzione del misuratore elettronico con misuratore di seconda generazione o contattando per informazioni il numero verde che trova in fondo documento. La verifica metrologica è intesa alle condizioni economiche e secondo le modalità previste dalla normativa vigente.

Si ricorda che è possibile consultare le informazioni relative ai dati effettivi di consumo del proprio punto di prelievo tramite il Portale Consumi ([www.consumienergia.it](http://www.consumienergia.it)).

Per qualsiasi dubbio o ulteriori informazioni la invitiamo a consultare il sito [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it) nella apposita sezione dedicata alla sostituzione del misuratore elettronico, con misuratore di seconda generazione. In questa sezione potrà accedere anche ad un'area riservata che riporterà ulteriori informazioni di dettaglio.

*The content of this communication is available in English on AcegasApsAmga's web site.*

---

informazioni e chiarimenti: AcegasApsAmga S.p.A.  
**800.990.200** numero verde gratuito da fisso e cellulare  
attivo dal lunedì al venerdì 8-22, sabato 8-18



Figura 18 - Facsimile di avviso di prossima sostituzione

## 9.2.4 Fase a ridosso della sostituzione: comunicazione “personale”



Figura 19 - Bussola attività di comunicazione ed informazione ai clienti: comunicazione personale nel giorno dell'intervento

Il giorno programmato per l'intervento di sostituzione del misuratore sarà caratterizzato da una comunicazione “personale” rivolta al cliente finale che potrà manifestarsi sottoforma di diversi documenti, in funzione dell'**esito del tentativo di sostituzione**.

Il giorno della sostituzione, l'operatore incaricato procederà in autonomia ad installare e programmare i nuovi misuratori senza che sia necessaria la presenza del cliente finale, fermo restando la necessità della collaborazione da parte del cliente per garantire l'accesso al misuratore nei casi di misuratori inaccessibili. Ad ogni nuovo dispositivo messo in esercizio sarà allegata una **“Guida rapida”** che illustrerà brevemente i benefici e le principali funzionalità del nuovo misuratore, le modalità di lettura del *display* e dei suoi messaggi, oltre alle istruzioni relative ai principali indicatori.

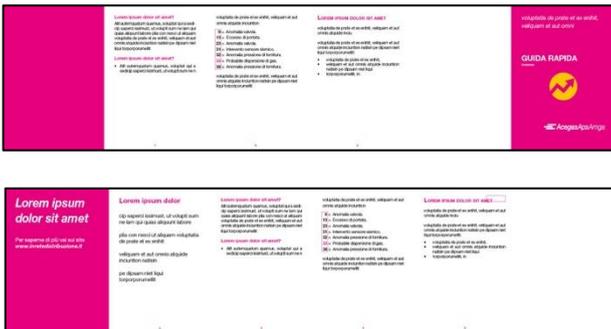


Figura 20 - Facsimile di guida allo smart meter 2G



A conclusione dell'attività di sostituzione in ciascuna unità immobiliare, l'incaricato di AcegasApsAmga lascerà in un posto di facile reperibilità per il cliente (es. cassetta postale, porta/portone di ingresso, ...), l'**Avviso di avvenuta sostituzione** in cui troverà indicazioni sull'avvenuta sostituzione e sui contatti utili per chiedere ulteriori informazioni in merito all'operazione effettuata dall'operatore. Troverà inoltre le indicazioni per poter scaricare dalla sezione specifica a lui riservata nel Portale web il rapporto di sostituzione e anche l'indicazione sulla possibilità di richiedere la verifica del misuratore.

In particolare, il cliente finale, nei 90 giorni successivi alla data di sostituzione del misuratore, potrà richiedere:

- la **verifica metrologica**, con modalità e condizioni economiche stabilite dalla regolazione vigente;
- la **verifica della lettura di rimozione** riportata nel Rapporto di sostituzione. In quest'ultimo caso, AcegasApsAmga, su richiesta del cliente finale, metterà a disposizione le fotografie delle letture dei diversi totalizzatori per fascia oraria, scattate in occasione della sostituzione al display del misuratore rimosso.

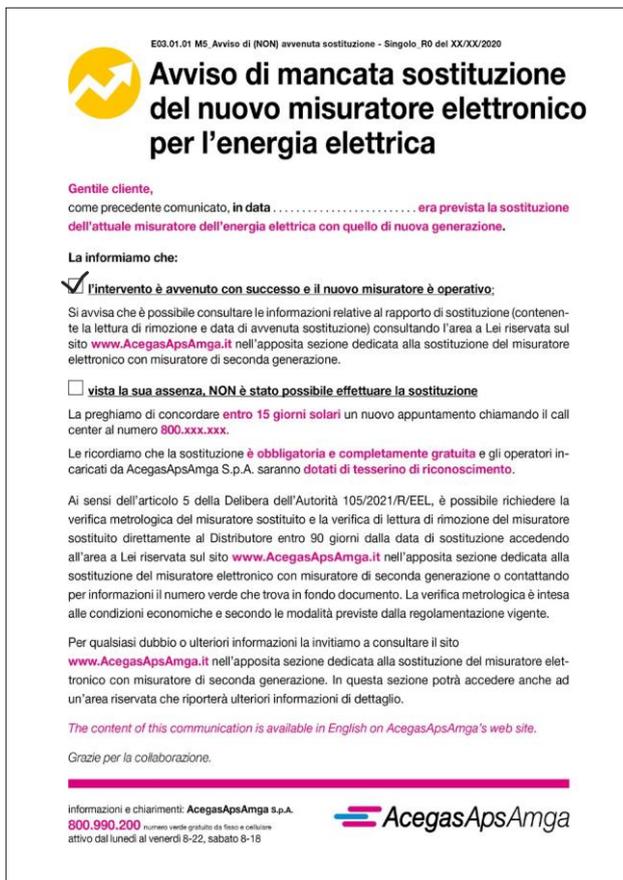


Figura 22 - Facsimile di avviso di avvenuta sostituzione

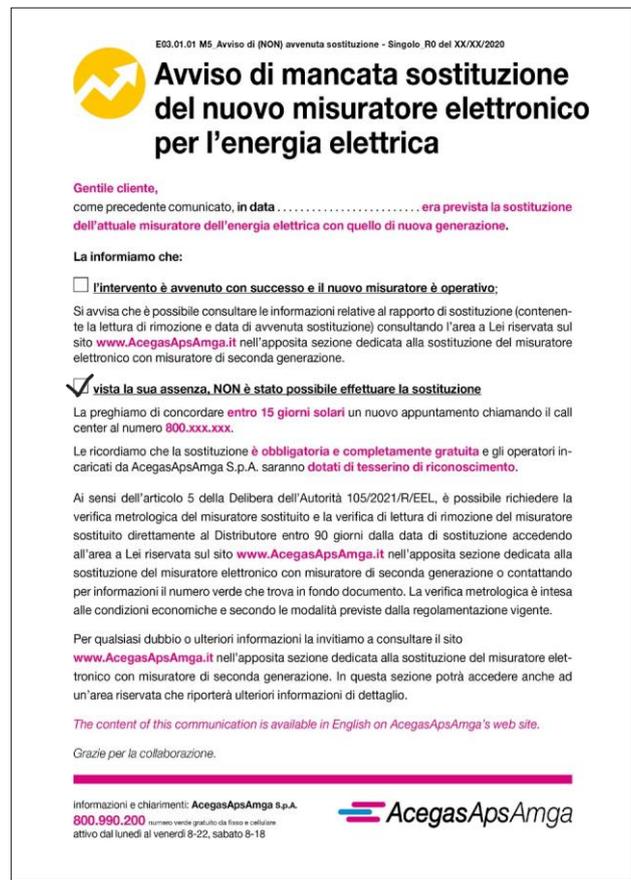


Figura 23 - Facsimile di avviso di mancata sostituzione

## Gestione dei ripassi

In caso di mancata sostituzione, la comunicazione “personale” al cliente finale si limiterà all'affissione, in un luogo ben visibile al passaggio quotidiano del cliente, dell'**avviso di mancata sostituzione** che lo inviterà a riprogrammare un secondo tentativo di sostituzione (il cosiddetto “ripasso”) fornendo le relative modalità e tempistiche. Nei contesti multicliente come i condomini, l'avviso di mancata sostituzione potrà anche indicare che per una o più utenze non è potuta avvenire la sostituzione, senza riportarne alcuna informazione personale (in particolare, non verrà riportato l'intestatario della fornitura o il codice POD univocamente associato al contratto di fornitura).

In aggiunta al suddetto avviso, al fine di aumentare il coinvolgimento del cliente rispetto al secondo tentativo di sostituzione, si affiggerà in un luogo prossimo all'appartamento il cui misuratore è risultato inaccessibile, un modulo specifico nel quale si comunicherà al cliente che, non avendo potuto installare il nuovo misuratore, potrà contattare direttamente gli operatori del distributore attraverso il *call-center*, per fissare un nuovo appuntamento.

Qualora il cliente al quale non è stato possibile installare il nuovo misuratore non prenda contatto con gli operatori di AcegasApsAmga per fissare un appuntamento di ripasso, tra scorsi 30 giorni, AcegasApsAmga effettuerà un nuovo tentativo in data e fascia oraria programmate unilateralmente. L'intervento sarà preceduto, circa 5 giorni prima dell'intervento programmato, dall'affissione di un nuovo "Avviso di prossima sostituzione" che riporterà esplicitamente anche la data del precedente tentativo non andato a buon fine e, come per le precedenti comunicazioni, non riporterà alcun dato personale riferibile al cliente finale.

Ad esito negativo di questo secondo tentativo, l'impresa incaricata procederà alla definitiva consuntivazione della mancata esecuzione dell'ordine di sostituzione. Il cliente finale potrà comunque contattare AcegasApsAmga in tempi successivi, anche tramite la propria società di vendita, per richiedere l'installazione del nuovo misuratore.

E03.01.01 M4\_AVVISO DI PROSSIMA SOSTITUZIONE - AVVISI SUCCESSIVI



## Avviso di prossima sostituzione del nuovo misuratore elettronico per l'energia elettrica

**Gentile Cliente,**  
 AcegasApsAmga Spa, gestore della rete elettrica di distribuzione e della misura dell'energia elettrica, nei prossimi giorni effettuerà la sostituzione degli attuali misuratori elettronici con quelli di nuova generazione per migliorare il servizio offerto e adeguarlo alle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA).

In data \_\_\_\_\_ un operatore incaricato da AcegasApsAmga Spa ha effettuato un tentativo di sostituzione ma non è stato possibile effettuare l'intervento.

Essendo la sostituzione del misuratore obbligatoria, la informiamo che:

**La sostituzione del misuratore è programmata per il giorno**

.....

Dalle ore ..... alle ore.....

Se nella data sopra indicata fosse impossibilitato a garantire la sua presenza o di una persona da lei incaricata, la preghiamo di concordare un nuovo appuntamento chiamando entro 15 giorni solari il call center al numero 800.xxx.xxx

Informiamo che gli operatori incaricati da AcegasApsAmga Spa saranno dotati di tesserino di riconoscimento e che nessun operatore è autorizzato a chiedere denaro o a proporre alcuna revisione di contratto.

In caso di dubbi, per verificare l'identità degli operatori, potrà contattare il numero verde che trova in fondo alla locandina. Il nuovo misuratore sarà installato nello stesso posto del vecchio misuratore e non sarà possibile cambiare il posizionamento.

Le operazioni di sostituzione si concludono con la configurazione e l'attivazione del nuovo misuratore, che viene riprogrammato con gli stessi dati contrattuali del misuratore precedente e permette l'immediato ripristino dell'erogazione di energia elettrica.

Ai sensi dell'articolo 5 della Delibera dell'Autorità 105/2021/R/EEL, è possibile richiedere la verifica metrologica del misuratore sostituito e la verifica di lettura di rimozione del misuratore sostituito direttamente al Distributore entro 90 giorni dalla data di sostituzione accedendo all'area a Lei riservata sul sito [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it) nell'apposita sezione dedicata alla sostituzione del misuratore elettronico con misuratore di seconda generazione o contattando per informazioni il numero verde che trova in fondo documento. La verifica metrologica è intesa alle condizioni economiche e secondo le modalità previste dalla normativa vigente. La verifica metrologica è intesa alle condizioni economiche e secondo le modalità previste dalla normativa vigente.

Si ricorda che è possibile consultare le informazioni relative ai dati effettivi di consumo del proprio punto di prelievo tramite il Portale Consumi ([www.consumienergia.it](http://www.consumienergia.it)).

Per qualsiasi dubbio o ulteriori informazioni la invitiamo a consultare il sito [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it) nella apposita sezione dedicata alla sostituzione del misuratore elettronico, con misuratore di seconda generazione. In questa sezione potrà accedere anche ad un'area riservata che riporterà ulteriori informazioni di dettaglio.

The content of this communication is available in English on AcegasApsAmga's web site.

---

Informazioni e chiarimenti: AcegasApsAmga S.p.A.  
**800.990.200** numero verde gratuito da fisso e cellulare  
 attivo dal lunedì al venerdì 8-22, sabato 8-18



Figura 24 - Facsimile di avviso di prossimo ripasso



## Obvestilo o namestitvi novega elektronskega števecja za električno energijo

**Spoštovani,**  
 Družba AcegasApsAmga Spa, članica skupine Hera, bo kot upravljavec distribucijskega omrežja in merilnikov električne energije, v naslednjih dneh zamenjala obstoječe elektronske števecje s števci nove generacije, da se izboljša kakovost dobave in se le-ta prilagodi določbam Regulativnega organa za energijo, omrežja in okolje (ARERA).

Dne \_\_\_\_\_ je predstavnik družbe AcegasApsAmga Spa prišel zamenjati števec, vendar ni mogel opraviti intervencije.

Ker je zamenjava števca obvezna, vas obveščamo, da bo:

**naslednji poskus zamenjave števca dne**

.....

od ..... do .....

Če na navedeni datum sami ne morete biti v stanovanju oziroma zagotoviti, da bo nekdo tam, se v 15 koledarskih dneh dogovorite za nov datum s klicem na številko 800.xxx.xxx.

Obveščamo vas tudi, da imajo vsi predstavniki družbe AcegasApsAmga Spa s sabo izkaznico in nimajo pravice zahtevati denarja ali predlagati kakršno koli spremembo pogodbe.

Če imate pomisleke in bi radi preverili identiteto zastopnikov, lahko pokličete na brezplačno številko na dnu tega letaka.

Novi števec bo nameščen na istem mestu kot stari in postavitve ni mogoče spremeniti.

Po zamenjavi bo novi števec na novo nastavljen in aktiviran. Nastavitve bodo iste kot pogodbene nastavitve prejšnjega števca, dobava električne energije pa bo vzpostavljena takoj.

V skladu s 5. členom Sklepa Uprave 105/2021/R/EEL imate pravico zahtevati, da se preverijo merilne nastavitve odstranjenega števca in oddani podatki z odstranjenega števca, tako da pokličete na brezplačno številko na dnu tega letaka.

Za navedeno preverjanje veljajo določila iz pogodbe, opravi pa se v skladu z javnimi predpisi.

Podatke o dejanski porabi na svojem odjemnem mestu lahko preverite na portalu porabe ([consumienergia.it](http://consumienergia.it)).

Če imate kakršne koli pomisleke ali hočete dodatne informacije, si ogledajte razdelek o zamenjavi elektronskega števca s števcem druge generacije na spletni strani družbe AcegasApsAmga [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it).

The content of this communication is available in English on AcegasApsAmga's web site.

---

Informacije: AcegasApsAmga Spa **800.990.200**  
 brezplačna številka s stacionarnimi in mobilnimi telefonov,  
 aktivna od ponedeljka do petka od 8, do 22, ure;  
 ob sobotah? od 8, do 18, ure



Figura 25 - Facsimile di avviso di prossimo ripasso in sloveno

## 9.3 Comunicazione alle società di vendita

AcegasApsAmga curerà in particolare i contatti con le Società di Vendita, promuovendo incontri per illustrare il progetto di sostituzione dei misuratori e per presentare il nuovo con misuratore 2G.

Le Società di Vendita saranno informate delle attività programmate di sostituzione dei contatori contestualmente ai clienti, e continueranno ad essere costantemente aggiornate, per consentire loro di fornire risposte puntuali alle domande dei clienti o di elaborare nuove offerte e farle partire in concomitanza all'arrivo dei misuratori.

In particolare, AcegasApsAmga metterà mensilmente a disposizione delle Società di Vendita l'elenco dei POD oggetto di sostituzione, trasmettendoli attraverso uno strumento di comunicazione evoluto (*Portale web e Application-to-Application*). Inoltre, sempre attraverso il suddetto strumento di comunicazione, AcegasApsAmga trasmetterà alle società di vendita la data prevista di sostituzione del misuratore, contestualmente alla comunicazione della stessa al cliente finale nell'area a lui riservata del Portale web. In tal modo verrà assicurato anche alle imprese di vendita entranti l'aggiornamento puntuale delle informazioni relative all'intervento di sostituzione.

Analoghi flussi informativi saranno veicolati al Gestore del Servizio Elettrico, relativamente ai soli POD di interesse, compatibilmente con le modalità definite dal Gestore stesso.

# 10.

## Spese previste per il sistema di *smart metering 2G*



## 10.1 Spese totali e di capitale previste per il sistema smart metering 2G

Le **spese complessive** previste per il PMS2 ammontano, a prezzi correnti, a **circa 50,5 mln di euro**.

Le **spese di capitale**, pari a circa **28,7 mln di euro** a prezzi correnti, includono gli investimenti che AcegasApsAmga prevede di sostenere sia per l'acquisto e la posa sul campo di misuratorie concentratori di seconda generazione sia per lo sviluppo e l'implementazione dei sistemacentrali necessari all'acquisizione e alla gestione del dato di misura.

La suddivisione delle spese capitale per singolo anno di piano viene riportata nel seguente grafico:

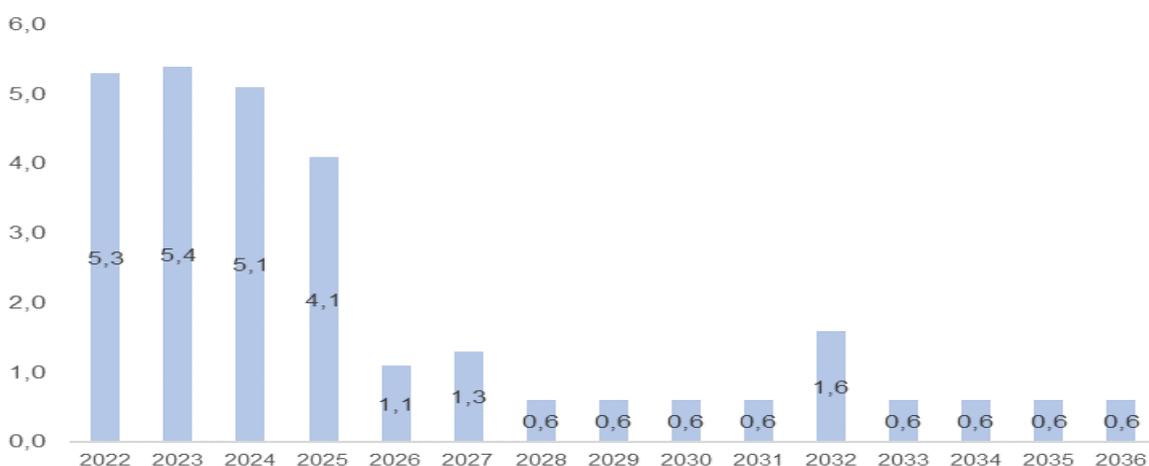


Grafico 7 - Spese annue di capitale per sistema 2G

Come si evince dal grafico, una **forte concentrazione di investimenti** è prevista nel **quadriennio** interessato dalla **fase massiva di sostituzione** (2022-2025). Si tratta, in particolare, di spese per:

- sviluppo e implementazione dei **sistemi centrali** necessari alla raccolta e gestione del dato di misura;
- acquisto e posa massiva degli **apparati di campo**.

Nel triennio 2019-2021, AcegasApsAmga ha anticipato alcune spese di capitale, funzionali all'avvio della fase massiva. In particolare, le attività di sviluppo e implementazione dei sistemi centrali hanno assorbito la maggior parte di queste spese (importo pari a circa **0,6 mln di euro**). Altre spese di capitale fanno riferimento ad apparecchi di campo di seconda generazione, già installati o previsti in installazione in anticipo rispetto all'avvio della fase massiva:

- i misuratori 2G posati e funzionanti "in modalità 1G" hanno assorbito circa **0,4 mln di euro** di spese di capitale;
- i concentratori 2G attualmente funzionanti "in modalità 1G" ammontano a **circa 0,2 mln di euro** di spese di capitale;
- altre spese di capitale, tra cui le spese per lo sviluppo del PMS2 stesso, hanno assorbito circa **0,2 mln di euro**.

Entrambe le categorie di apparato di campo sono in attesa di essere “agganciate” ai nuovi sistemi centrali in modo da poter dispiegare tutti i benefici del sistema 2G. Le spese propeedeutiche all’avvio della fase massiva appena indicate sono state imputate convenzionalmente all’anno 2022.

Le spese complessive per il sistema 2G, comprensive quindi anche delle spese operative che AcegasApsAmga prevede di sostenere in arco piano, vengono riportate per singolo anno nel grafico seguente



Grafico 8 - Totale spese annue per sistema 2G

## 10.2 Spese di capitale unitarie previste per misuratore 2G

I costi unitari dei misuratori 2G, suddivisi per anno di piano ed espressi a valori correnti come da grafico seguente, rappresentano l'ammontare delle spese per misuratori 2G, al netto delle spese per concentratori e sistemi centrali, rapportate al volume di misuratori posati in arco piano.

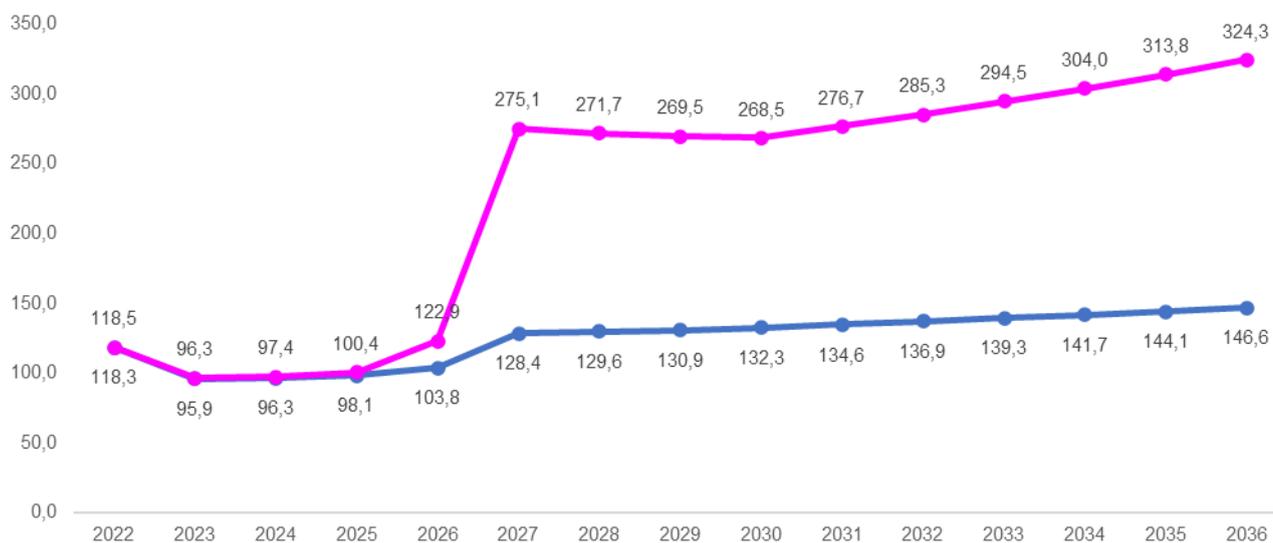


Grafico 9 - Spesa di capitale unitaria a prezzi correnti

La **linea magenta** del grafico appena riportato rappresenta l'andamento dei costi unitari tenendo conto del **totale complessivo di misuratori 2G** posati in arco piano, mentre quella **azzurra** si riferisce solo ai **misuratori 2G di prima messa in servizio** posati in arco piano.

La notevole quantità di misuratori 2G prevista nel primo quadriennio per lo svolgimento della fase massiva va a incidere sui relativi costi unitari che risultano essere inferiori rispetto a quelli stimati nella fase successiva, quando la normale gestione d'utenza movimenterà evidentemente minori quantità di misuratori 2G

## 10.3 Ipotesi assunte per l'inflazione nell'orizzonte del PMS2

Le spese totali e di capitale previste per il PMS2 nonché le relative spese unitarie di capitale, indicate nei due precedenti capitoli, sono espresse a valori correnti.

Le sottostanti **ipotesi di inflazione** vengono riportate nel grafico di seguito riportato.

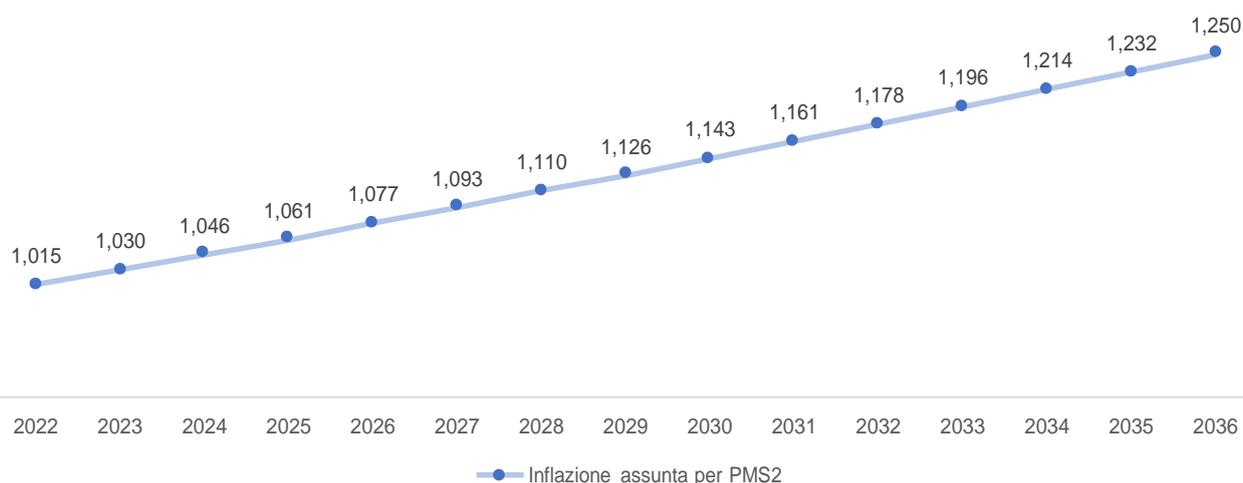


Grafico 10 - Inflazione assunta per PMS2

 *AcegasApsAmga*

[www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it)