



IMPRESA STORICA D'ITALIA

# PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G PMS2

<b>Redazione</b>	Impiegato Tecnico	Bertaso Daniele
<b>Verifica contenuti e approvazione</b>	Responsabile Tecnico	Floreani Guido
<b>Emissione</b>	30-08-2023	
<b>Revisioni</b>	00 del 30-08-2023	
	01 del 25-07-2024	

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 2 di 31</b>

## Sommario

1.	INTRODUZIONE AL PIANO .....	3
1.1.	Premessa .....	3
1.2.	Quadro normativo .....	4
1.3.	Obiettivi .....	5
2.	PRESENTAZIONE AZIENDALE .....	6
2.1.	Il servizio di distribuzione elettrica .....	6
3.	IL SISTEMA DI SMART METERING 1G.....	8
3.1.	Struttura del sistema di smart metering 1G .....	8
3.2.	Efficienza del sistema di smart metering 1G.....	10
3.3.	Misuratori installati per tipologia.....	11
4.	IL SISTEMA SMART METERING 2G .....	13
4.1.	Caratteristiche dei misuratori 2G .....	13
4.2.	Nuovi livelli di efficienza richiesti .....	14
5.	IMPATTI POSITIVI ATTESI DALLO SMART METERING .....	15
6.	PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEI CONTATORI 2G.....	16
7.	PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEI CONCENTRATORI 2G .....	27
8.	FATTORI DI AGGIORNAMENTO DEL PIANO .....	28
9.	PIANO DI COMUNICAZIONE.....	29
9.1.	Modalità e tempistiche .....	29
9.2.	Canali di comunicazione.....	30
9.3.	Comunicazioni alle società di vendita ed al GSE .....	30
10.	SPESE D'INVESTIMENTO .....	31
10.1.	Spesa totale prevista per il sistema di smart metering 2G.....	31

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 3 di 31</b>

## 1. INTRODUZIONE AL PIANO

### 1.1. Premessa

Il Consorzio Elettrico Industriale di Stenico s.c., di seguito indicato come CEIS, nell'ottica del miglioramento continuo della propria attività di distributore elettrico sul territorio delle Giudicarie Esteriori, si è adoperato per programmare l'installazione dei nuovi sistemi di misura di seconda generazione (denominati 2G) in sostituzione di quelli tradizionali di prima generazione (denominati 1G).

I distributori di energia elettrica presenti sul territorio nazionale, già a partire dagli anni 2000 hanno dedicato molte risorse all'attività di diffusione di sistemi elettronici telecomandati da remoto.

Attività che ha trasformato radicalmente il modo di operare delle aziende distributrici di energia e i servizi offerti agli utenti finali da parte delle società di vendita.

CEIS ha svolto questa prima fase di sostituzione dei misuratori elettromeccanici in un lasso di tempo contenuto, tra il 2005 e il 2007.

Vista l'esperienza maturata in questi anni e la vetustà dei misuratori 1G tuttora in servizio, CEIS ne ha programmato la sostituzione massiva nel rispetto dei più recenti sviluppi normativi di settore.

La programmazione della sostituzione viene esposta nel presente documento che, con i relativi allegati, definisce tempi e modi di svolgimento delle attività connesse.

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 4 di 31</b>

## 1.2. Quadro normativo

Nella tabella seguente sono stati indicati i principali riferimenti normativi per la predisposizione del PMS2.

RIFERIMENTO NORMATIVO	OGGETTO
<b>Direttiva Parlamento Europeo 2009/72/CE del 13 luglio 2009</b>	Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE
<b>Direttiva Parlamento Europeo 2012/27/UE del 25 ottobre 2012</b>	Sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
<b>Decreto Legislativo n. 102 del 4 luglio 2014</b>	Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
<b>Delibera ARERA 87/2016/R/EEL del 08 marzo 2016</b>	Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2g) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102
<b>Delibera ARERA 646/2016/R/EEL del 10 novembre 2016</b>	Sistemi di Smart Metering di seconda generazione (2G): riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio. Modifiche del TIME
<b>Delibera ARERA 248/2017/R/EEL del 13 aprile 2017</b>	Sistemi di misura 2G: adeguamento degli obblighi di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura 2G e disposizioni relative all'aggiornamento dei dati nel registro centrale ufficiale del sistema informativo integrato
<b>Delibera ARERA 700/2017/R/eel del 19 ottobre 2017</b>	Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G
<b>Delibera ARERA 306/2019/R/EEL 16 luglio 2019</b>	Aggiornamento, per il triennio 2020-2022, delle direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio
<b>Delibera ARERA 177/2020/R/EEL del 21 maggio 2020</b>	Differimento di termini previsti dalla regolazione dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Avvio di procedimento per la modifica, anche transitoria, delle direttive dell'Autorità per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G
<b>Delibera ARERA 105/2021/R/EEL del 16 marzo 2021</b>	Modalità e condizioni dei piani di messa in servizio di smart metering di seconda generazione (2G) in merito alla tutela del cliente finale e alla comunicazione
<b>Delibera ARERA 106/2021/R/EEL del 16 marzo 2021</b>	Criteri di riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo
<b>Delibera ARERA 601/2022/R/eel del 22 novembre 2022</b>	Modifiche transitorie, in seguito a effetti della pandemia Covid-19 e alla carenza di semiconduttori, di alcune disposizioni per i sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione

TABELLA 1 – PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL PIANO PMS2

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 5 di 31</b>

### 1.3. Obiettivi

Il PMS2 predisposto da CEIS risponde ai requisiti essenziali fissati dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con le deliberazioni specificate nel capitolo “1.2 Quadro Normativo”.

L’obiettivo del piano è quello di ammodernare il parco contatori esistente, dotando gli utenti finali, connessi in bassa tensione alla rete elettrica di distribuzione gestita da CEIS, di misuratori di seconda generazione (2G) entro l’anno 2025. L’intervento riguarderà di conseguenza tutte le utenze che prelevano, scambiano o immettono energia. Parallelamente al PMS2 proseguirà la normale attività di “gestione utenza” e manutenzione della rete di distribuzione, così come saranno garantiti gli interventi per eventuali guasti o emergenze.

I misuratori di nuova generazione “2G” porteranno vantaggi a distributori e venditori di energia elettrica, ma in primis agli utenti che potranno accrescere la consapevolezza dei propri consumi e di conseguenza agire in maniera proattiva per la riduzione della spesa energetica.

In concreto il PMS2:

- permetterà all’impresa distributrice di acquisire e mettere a disposizione i dati di misura rilevati dal contatore con una frequenza di 15 minuti;
- consentirà all’utente, tramite appositi dispositivi, di controllare e analizzare direttamente le quantità di energia prelevata, scambiata o immessa (“funzionalità Chain 2”);
- garantirà un miglioramento della connettività del misuratore per rispondere più celermente alle esigenze tecnico/commerciali dell’utenza;

Grazie alle nuove tecnologie si svilupperanno nuovi servizi quali:

- offerte di vendita dell’energia a prezzo variabile in relazione al momento di consumo;
- consulenze energetiche più puntuali per il maggior dettaglio dei dati di misura;

## 2. PRESENTAZIONE AZIENDALE

### 2.1. Il servizio di distribuzione elettrica

La distribuzione elettrica è un servizio pubblico svolto su concessione secondo quanto previsto dalle normative di riferimento in particolare il D.P.R. 235/1977, successivamente modificato dal D.lgs 463/1999 e dalla normativa provinciale L.P. 3/2001.

In Trentino Alto Adige la competenza per il rilascio della concessione spetta alle singole Province Autonome di Trento e Bolzano

L'ambito in cui opera il CEIS è il territorio delle Giudicarie Esteriori, zona ovest del Trentino, che comprende i Comuni di Bleggio Superiore, Comano Terme, Fiavè, San Lorenzo Dorsino e Stenico.

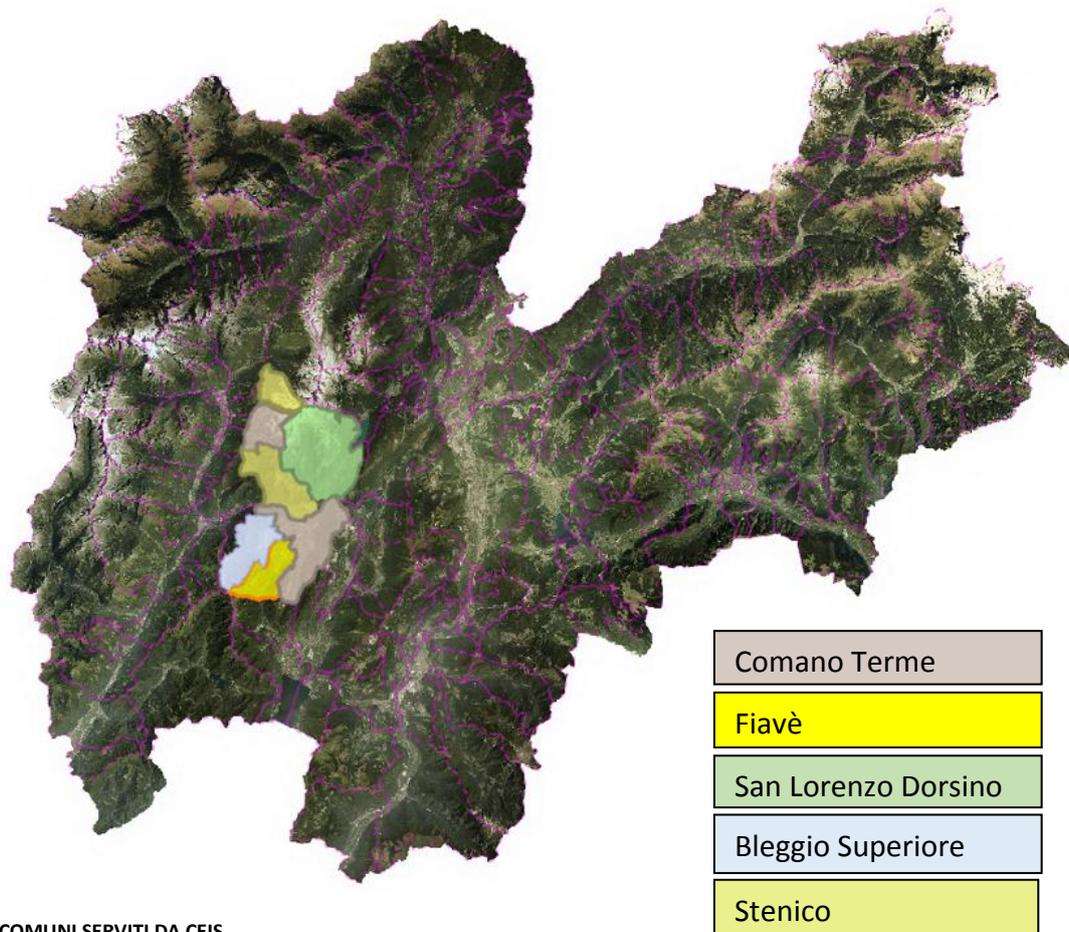


FIGURA 1 – MAPPA DEI COMUNI SERVITI DA CEIS

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 7 di 31</b>

Nel servizio di distribuzione svolto dal CEIS rientrano:

- la gestione e il potenziamento delle reti di distribuzione in funzione delle richieste di connessione per il prelievo, lo scambio o l'immissione di energia;
- la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti (linee aeree e interrate, cabine di trasformazione, etc.);
- le prestazioni tecniche e commerciali su richiesta (nuovi allacciamenti, subentri, voltture, attivazioni e disattivazioni, etc.);
- il servizio di misura, dall'installazione e gestione dei misuratori fino alla rilevazione, validazione e messa a disposizione delle misure;
- il servizio di trasporto e consegna dell'energia per conto delle società di vendita terze.

La consistenza della rete di CEIS, alla data 31-12-2020, è illustrata nelle tabelle seguenti:

CARATTERISTICHE RETE ELETTRICA CEIS	
<b>Linee di distribuzione bassa tensione (bt):</b>	
Linee Bassa tensione (bt) in cavo aereo (km)	18
Linee Bassa tensione (bt) in cavo interrato (km)	250
<b>Linee di distribuzione media tensione (MT):</b>	
Linee media tensione (MT) aeree	4
Linee media tensione (MT) aeree in conduttori nudi	15
Linee media tensione (MT) interrate	48
<b>Cabine elettriche di trasformazione MT/bt:</b>	
Cabine MT/bt realizzate in muratura	43
Cabine MT/bt a box prefabbricato	29
Cabine MT/bt trasformazione a palo	6

TABELLA 2 – CARATTERISTICHE TECNICHE RETE ELETTRICA CEIS

ENERGIA DISTRIBUITA E NUMERO DI UTENTI	
<b>Energia elettrica distribuita (KWh)</b>	34.962.879
<b>Utenti attivi:</b>	
Utenti di bassa tensione (N°)	6.873
Utenti attivi di media tensione (N°)	9

TABELLA 3 – ENERGIA ELETTRICA DISTRIBUITA SU RETE CEIS E NUMERO DI UTENTI ATTIVI

### 3. IL SISTEMA DI SMART METERING 1G

#### 3.1. Struttura del sistema di smart metering 1G

Il sistema di telegestione e telelettura 1G di CEIS è costituito da componenti hardware e software:

- Misuratori: installati nei punti di misura dell'energia prelevata, scambiata, immessa nella rete di distribuzione e prodotta dagli impianti di produzione, ove ciò sia previsto dalle norme;
- Concentratori: installati nelle cabine di trasformazione MT/bt, collettori di dati (es. misure energia) e informazioni (es. interruzioni dell'alimentazione) registrate dai misuratori;
- ME.R.OPE (MEtering and Realtime OPEration): sistema centrale per la comunicazione con i concentratori, il controllo remoto dei misuratori e la raccolta, archiviazione e gestione di dati e informazioni.

Operativamente i misuratori comunicano con i concentratori tramite powerline (PLC), una tecnologia che permette la trasmissione di dati sulla rete elettrica per mezzo di segnali che utilizzano una frequenza specifica e filtri per la "separazione" delle informazioni.

Dai concentratori i dati vengono poi inviati al sistema centrale ME.R.OPE tramite connessione mobile in standard LTE 4G.

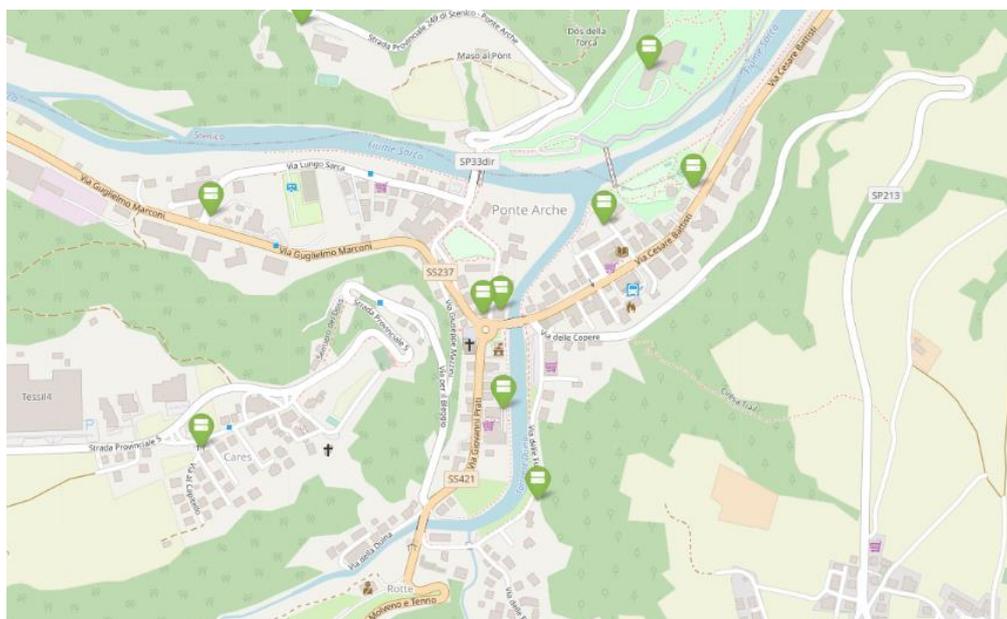


FIGURA 2 – SISTEMA DI MONITORAGGIO DEI CONCENTRATORI TRAMITE ROUTER LTE 4G

I misuratori elettronici di prima generazione 1G, installati dal CEIS a partire dal 2005, hanno portato una importante innovazione tecnologica. In precedenza, i contatori elettromeccanici venivano letti manualmente dagli operatori con notevole dispendio di tempo. I contatori 1G oltre

a misurare i flussi di energia per singola fascia oraria che intercorrono tra la rete di distribuzione, le unità di consumo e gli impianti di produzione, possono essere teleletti a “distanza” senza la necessità di recarsi fisicamente presso il punto di misura.

Con l’avvento dei misuratori elettronici 1G sono stati così introdotti avanzati sistemi di telegestione, che permettendo di gestire i contatori rendono più rapide ed efficienti le prestazioni tecniche e commerciali delle imprese di distribuzione.



**FIGURA 3 – CONTATORE ELETTRONICO 1G**

### 3.2. Efficienza del sistema di smart metering 1G

I misuratori elettronici 1G, con l'introduzione della possibilità di essere teletti e telegestiti hanno portato ad una innovazione sostanziale rispetto ai contatori elettromeccanici.

Un dato significativo dell'efficienza dell'attuale sistema di telegestione dei contatori elettronici 1G è quello che si riferisce alle percentuali di raggiungibilità da remoto in fase di telelettura. Nella tabella seguente sono riportati i valori mensili relativi all'anno 2022:

EFFICIENZA SISTEMA DI TELELETTURA 1G		
PERIODO DI RIFERIMENTO	MISURATORI IN TELEGESTIONE [N°]	EFFICIENZA TELELETTURA [%]
GENNAIO 2022	7.527	<b>98,4</b>
FEBBRAIO 2022	7.532	<b>98,9</b>
MARZO 2022	7.552	<b>99,0</b>
APRILE 2022	7.556	<b>99,3</b>
MAGGIO 2022	7.506	<b>99,0</b>
GIUGNO 2022	7.547	<b>98,4</b>
LUGLIO 2022	7.573	<b>98,3</b>
AGOSTO 2022	7.583	<b>98,5</b>
SETTEMBRE 2022	7.597	<b>96,8</b>
OTTOBRE 2022	7.619	<b>97,4</b>
NOVEMBRE 2022	7.630	<b>98,4</b>
DICEMBRE 2022	7.660	<b>98,3</b>

TABELLA 4 – EFFICIENZA DEL SISTEMA DI TELELETTURA 1G DI CEIS

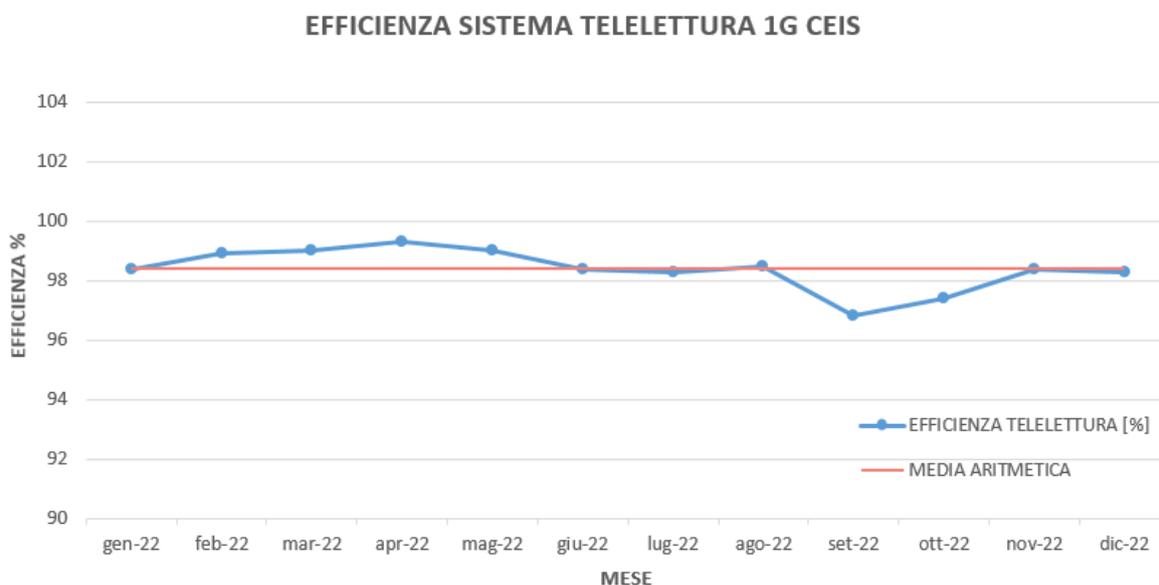


FIGURA 4 – ANDAMENTO EFFICIENZA SISTEMA TELELETTURA 1G CEIS

La “Tabella 4 – EFFICIENZA DEL SISTEMA DI TELELETTURA 1G DI CEIS” mostra come con il sistema di telelettura attuale sia garantito un livello standard di raggiungibilità dei contatori superiore al 98%, superiore alla media nazionale.

Tuttavia esistono limitazioni legate alla quantità di dati recuperabili dai misuratori elettronici 1G, progettati più di vent’anni fa. Da qui la necessità di disporre di strumenti più evoluti che permettano un efficientamento delle procedure, la riduzione dei tempi di raccolta esecuzione, e l’elaborazione di una mole di dati molto superiore a quella che attualmente si è in grado di acquisire.

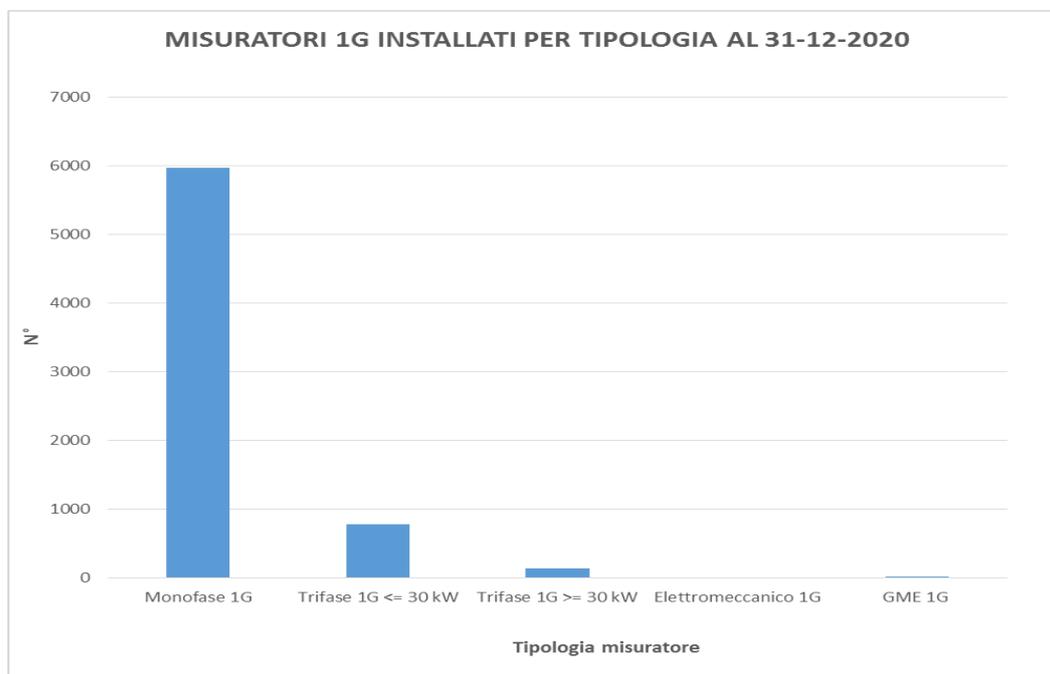
### 3.3. Misuratori installati per tipologia

Il comma 3.4 dell’Allegato A alla Deliberazione 106/2021/R/EEL dell’ARERA, prevede che *“entro il 31 dicembre 2025 le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo sono tenute alla messa in servizio, con funzionalità 2G, di un numero di misuratori 2G pari almeno al 90% dei misuratori installati al 31 dicembre 2020 su punti attivi in bassa tensione.”*

In relazione a questo requisito, nella tabella sottostante è riportato il conteggio dei punti di misura attivi connessi alla rete di distribuzione di bassa tensione (BT) del CEIS:

<b>MISURATORI 1G INSTALLATI PER TIPOLOGIA AL 31-12-2020</b>	
<b>TIPOLOGIA MISURATORE</b>	<b>N°</b>
Monofase 1G	5962
Trifase 1G <= 30 kW	770
Trifase 1G >= 30 kW	137
Elettromeccanico 1G	0
GME 1G – LANDIS BT	4
<b>TOTALE=</b>	<b>6.873</b>

**TABELLA 5 – MISURATORI INSTALLATI SU RETE BT CEIS AL 31-12-2020 SU PUNTI ATTIVI**



**FIGURA 5 – MISURATORI INSTALLATI PER TIPOLOGIA AL 31-12-2020 SU PUNTI ATTIVI**

Nella tabella che segue è riportato il profilo temporale annuale di messa in servizio dei misuratori elettronici 1G fino al 31-12-2020 su forniture che attualmente risultano sia attive che disattive, compresi eventuali misuratori dismessi per fine utilizzo o smantellamento della connessione di rete:

<b>PROFILO TEMPORALE ANNUALE DI MESSA IN SERVIZIO MISURATORI 1G</b>									
<b>TIPOLOGIA MISURATORE</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Monofase 1G	2264	2336	489	85	237	604	415	424	121
Trifase 1G <= 30 kW	20	373	42	20	141	150	93	92	39
Trifase 1G >= 30 kW	0	2	9	7	5	43	50	18	9
<b>TOTALE ANNUALE</b>	<b>2284</b>	<b>2711</b>	<b>540</b>	<b>112</b>	<b>383</b>	<b>797</b>	<b>558</b>	<b>534</b>	<b>169</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>		
Monofase 1G	106	114	108	100	137	101	108		
Trifase 1G <= 30 kW	29	37	42	38	37	29	24		
Trifase 1G >= 30 kW	8	7	3	9	13	11	2		
<b>TOTALE ANNUALE=</b>	<b>143</b>	<b>158</b>	<b>153</b>	<b>147</b>	<b>187</b>	<b>141</b>	<b>134</b>		

**TABELLA 6- PROFILO ANNUALE MESSA IN SERVIZIO MISURATORI 1G AL 31-12-2020 SU PUNTI ATTIVI E NON ATTIVI**

## 4. IL SISTEMA SMART METERING 2G

### 4.1. Caratteristiche dei misuratori 2G

I misuratori elettronici di seconda generazione (2G), seppur compatibili con i sistemi di telegestione e telelettura utilizzati per i misuratori 1G, sono tecnicamente più evoluti dei loro predecessori.

Qui di seguito sono elencate le principali innovazioni tecniche che caratterizzano questa nuova generazione di apparecchiature:

INNOVAZIONI TECNICHE MISURATORI 2G	
CARATTERISTICA	NUOVE APPLICAZIONI
Interfaccia di comunicazione RF 169 Mhz	Questa nuova interfaccia si affianca a quella attualmente utilizzata di scambio delle informazioni fra concentratore e misuratori tramite powerline. La comunicazione potrà avvenire via radio frequenza dal concentratore al misuratore in backup alla comunicazione PLC (Power Line Communication).
Programmazione evoluta di tariffe orarie	-3 profili tariffari settimanali; -10 intervalli giornalieri personalizzabili con relative tariffe.
Registri di energia e potenza evoluti	-Misure energia attiva / reattiva induttiva / reattiva capacitiva di prelievi ed immissioni totali e per tariffa relativi al periodo corrente e ai 6 periodi di freezing precedenti; -2 profili di carico per energia attiva positiva / negativa consumata in ciascun periodo (configurabile da 1-60 minuti, il valore di default è 15 minuti); -4 profili di carico per l'energia reattiva induttiva in due direzioni (Q1 e Q3) e reattiva capacitiva in due direzioni (Q2 e Q4) per ogni periodo di campionamento. Il misuratore è in grado di memorizzare 38 giorni di profili di carico quando il periodo di campionamento impostato è di 15 minuti; -registrazione della potenza attiva quartoraria prelevata ed immessa per sei periodi di freezing; -registrazione del picco di potenza massima giornaliera in prelievo ed in immissione.
Diagnostica del misuratore	Autodiagnosi delle principali funzionalità del misuratore tramite le "normal status word" e le "extended status word".
Monitoraggio della rete elettrica	Salvataggio in registri dedicati di informazioni relative alla qualità della fornitura elettrica come valori di tensione e interruzioni.
Conformità alle nuove normative di riferimento	Progettato in conformità alla CEI EN 62052-31, che prevede nuove prove in termini di sicurezza.
Comunicazione fra misuratore e utente	Possibilità di abilitare la comunicazione diretta fra il misuratore e gli eventuali dispositivi utente attraverso onde convogliate (PLC-C).

TABELLA 7 – INNOVAZIONI TECNICHE MISURATORI 2G

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 14 di 31</b>

#### 4.2. Nuovi livelli di efficienza richiesti

L'Allegato B alla Deliberazione 87/2016/R/EEL (successivamente integrato e aggiornato dalle Deliberazioni 646/2016/R/EEL e 306/2019/R/EEL) definisce i livelli attesi di performance dei nuovi sistemi 2G così come di seguito specificato:

##### **[L-1.01] PRESTAZIONI "CHAIN 1" IN TELELETTURA MASSIVA (UP-WARD)**

Disponibilità giornaliera al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori delle curve quartorarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti prosumer immessa), effettive-validate con aggiornamento giornaliero secondo i seguenti livelli di prestazione:

- 95% dei punti di prelievo equipaggiati con misuratore 2G entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo;
- 97% dei punti di prelievo equipaggiati con misuratore 2G entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo.

##### **[L-1.02] PRESTAZIONI "CHAIN 1" IN TELEGESTIONE (DOWN-WARD)**

Tasso di successo delle operazioni di telegestione (escluse le operazioni "su larga scala" di telegestione, come ad esempio la gestione del load shedding), anche su richiesta inviata dal venditore o terza parte designata:

- non inferiore a 94% entro 4 ore dalla richiesta;
- non inferiore a 97% entro 24 ore dalla richiesta.

##### **[L-1.03] PRESTAZIONI "CHAIN 1" IN RIPROGRAMMAZIONE MASSIVA (DOWN-WARD)**

Tempo limite di riprogrammazione con parametrizzazione:

- non superiore a 30 giorni per il 94% dei misuratori messi in servizio;
- non superiore a 60 giorni per il 98% dei misuratori messi in servizio.

Tempo limite di riprogrammazione con download di firmware non metrologico:

- non superiore a 90 giorni per il 99% dei misuratori messi in servizio.

##### **[L-1.04] PRESTAZIONI "CHAIN 1" SEGNALAZIONE SPONTANEA (UP-WARD)**

Livelli di prestazione per le segnalazioni spontanee dal misuratore al centro informativo e/o ai venditori, con inclusione di "time stamp", tipo di evento e dati associati all'evento in funzione della penetrazione del servizio:

- non inferiore a 90% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio non superiore al 5%;
- non inferiore a 89% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio compresa tra il 5% e il 10%;
- non inferiore a 88% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio superiore al 25%.

## 5. IMPATTI POSITIVI ATTESI DALLO SMART METERING

La messa in servizio del sistema di smart metering 2G porterà molteplici vantaggi agli utenti finali, alle società di vendita e alle imprese distributrici:

VANTAGGI DERIVANTI DAL SISTEMA DI SMART METERING 2G			
PER GLI UTENTI FINALI	PER LE SOCIETA' DI VENDITA	PER GLI OPERATORI	PER IL DISTRIBUTORE E PER IL SERVIZIO DI MISURA
Informazioni dettagliate sui consumi elettrici aumentano la capacità di controllo e di riduzione degli stessi.	Migliore efficienza nella gestione delle pratiche commerciali (vulture, switching, etc.).	Il dettaglio dei dati di consumo permetterà alla società Terna una migliore stima dell'energia transitante e di conseguenza un approvvigionamento più efficiente, evitando sbilanciamenti del sistema elettrico.	Aumento della qualità del servizio, dovuto alla disponibilità puntuale dei dati delle reti BT.
L'utilizzo della tecnologia chain 2 apre la possibilità di installare nuovi strumenti di energy management.	Possibilità di produrre offerte personalizzate ai propri clienti.	Sviluppo di nuovi sistemi di monitoraggio dei consumi da parte di società informatiche ed ESCO.	Conoscenza dettagliata dei flussi di assorbimento di energia da parte degli utenti.
Riduzione delle eventuali code di fatturazione e dei conguagli in bolletta.	Riduzione delle esposizioni finanziarie.	Dati dettagliati relativi alle produzioni saranno a disposizione del GSE grazie anche all'incremento dell'efficienza delle teleletture.	
Disponibilità di offerte di vendita personalizzate in linea con le proprie esigenze.			

TABELLA 8 – VANTAGGI DERIVANTI DAL SISTEMA DI SMART METERING 2G

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		Pag. <b>16</b> di <b>31</b>

## 6. PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEI CONTATORI 2G

Il comma 3.1 dell'Allegato A alla Deliberazione 105/2021/R/EEL ha stabilito che *“a partire dall'1 gennaio 2022 le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno l'obbligo di installare e di mettere in servizio, anche con funzionamento transitorio in modalità 1G, solo misuratori predisposti alle funzionalità 2G, secondo quanto previsto dalla deliberazione 87/2016/R/EEL”*.

Inoltre, al comma 3.4 è previsto che *“entro il 31 dicembre 2025 le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo sono tenute alla messa in servizio, con funzionalità 2G, di un numero di misuratori 2G pari almeno al 90% dei misuratori installati al 31 dicembre 2020 su punti attivi in bassa tensione.”*

Con tali premesse il CEIS ha programmato un piano quindicinale in due fasi:

- **FASE “A” DI SOSTITUZIONE MASSIVA (Ottobre 2023 - Settembre 2025):** in questo periodo di tempo è prevista principalmente la sostituzione di tutti i misuratori elettronici di prima generazione 1G tenuto anche conto delle scadenze metrologiche per i misuratori omologati MID (Direttiva Europea 2004/22/CE);
- **FASE “B” DI GESTIONE UTENZA (Ottobre 2025 - Ottobre 2037):** prevede la posa o sostituzione dei misuratori di seconda generazione 2G per la normale “gestione utenza” (es. nuovi allacciamenti, guasti, cambi di fase, variazioni di potenza, attivazione di nuovi impianti di produzione, ecc.).

Per la fase “A” di sostituzione massiva sono state definite due modalità di installazione:

### INSTALLAZIONE SINGOLA:

applicata ai misuratori che per particolari vincoli tecnici e/o normativi non possono essere sostituiti massivamente, ovvero:

- misuratori di produzione a servizio di impianti di produzione considerati officina elettrica (potenza di picco maggiore di 20 kW);
- misuratori con una potenza disponibile superiore a 30 kW (misuratori semidiretti) se è necessario un intervento in cabina di trasformazione;
- misuratori installati a servizio di utenze non interrompibili;
- misuratori in scadenza metrologica MID;
- misuratori per nuove attivazioni e/o guasto di misuratori 2G posati prima dell'avvio della fase massiva e gestiti in retro-compatibilità 1G;
- misuratori posati a seguito fallimento dell'attività di sostituzione massiva (es. utente non presente e contatore non accessibile).

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G (PMS2)</b>	<b>25-07-2024</b>
		<b>Rev. 01</b>
		<b>Pag. 17 di 31</b>

### INSTALLAZIONE MASSIVA:

applicata alla totalità dei misuratori che non ricadono nella modalità di “installazione singola”.

Per la fase “B” di gestione utenza è prevista solamente la modalità di “installazione singola”.

Il Territorio in cui il CEIS opera come distributore di energia elettrica è suddiviso in cinque comuni - Bleggio Superiore, Comano Terme, Fivè, San Lorenzo Dorsino e Stenico - a loro volta composti da diverse frazioni che si presentano o come gruppi di edifici e/o case sparse.

Con riferimento all’articolo 9 della Deliberazione 306/2019/R/EEL, che definisce le caratteristiche dei “Piani di Dettaglio della Fase Massiva” sono stati individuati 11 “territori significativamente rilevanti” per Comune e/o per aggregazioni di frazioni dello stesso Comune o di Comuni differenti, tenendo conto dei seguenti aspetti:

- contiguità territoriale delle aree individuate;
- densità dei punti di prelievo e dei punti di misura di generazione;
- volume massimo annuo (considerando le possibilità operative del personale attualmente in servizio si è calcolata una capacità di installazione massima annua di 4.000 misuratori 2G, senza fare ricorso ad aziende esterne);
- tempi di rodaggio delle procedure di sostituzione (all’avvio della sostituzione massiva - 4° trimestre 2023 e 1° trimestre 2024- si sostituirà un numero di misuratori ridotto);
- scadenza metrologica dei misuratori omologati MID (Direttiva Europea 2004/22/CE).

Territori significativamente rilevanti:

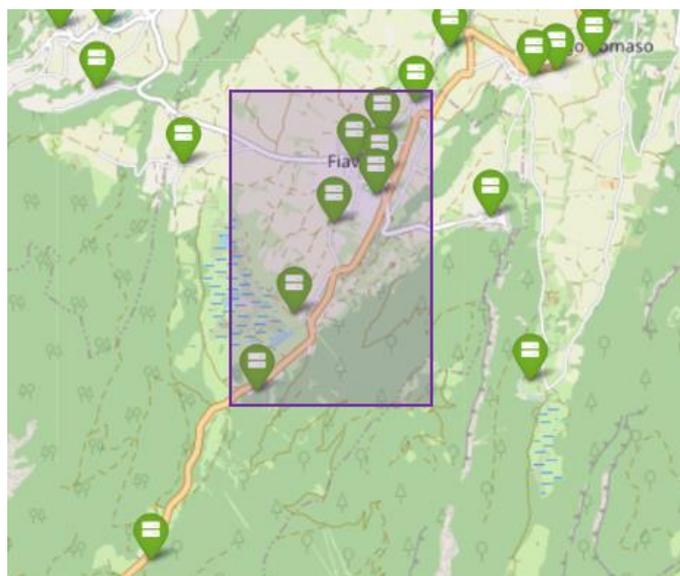
- **AREA 1:** Comune Di Fiave' (Frazioni Ballino, Favrio, Stumiaga, Cornelle)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
501-STUMIAGA
511-CURE'
521-FAVRIO
541-BALLINO
543-PASSO BALLINO
601-CORNELLE

FIGURA 6 – TERRITORIO RILEVANTE 1 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE

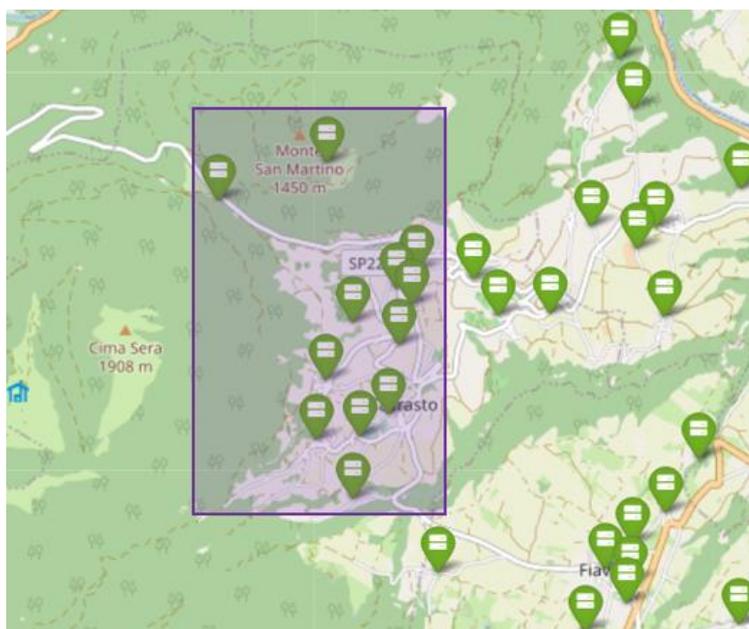
- **AREA 2:** Comune Di Fiavè (Fiavè)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
531-FIAVE' MUNICIPIO
532-FIAVE' CIMITERO
533-FIAVE ZAMBOTTI
534-FIAVE' ZONA ARTIGIANALE
535-FIAVE' TORBIERA
536-FIAVE' PINETA
537-FIAVE' CASEIFICIO

FIGURA 7 – TERRITORIO RILEVANTE 2 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE

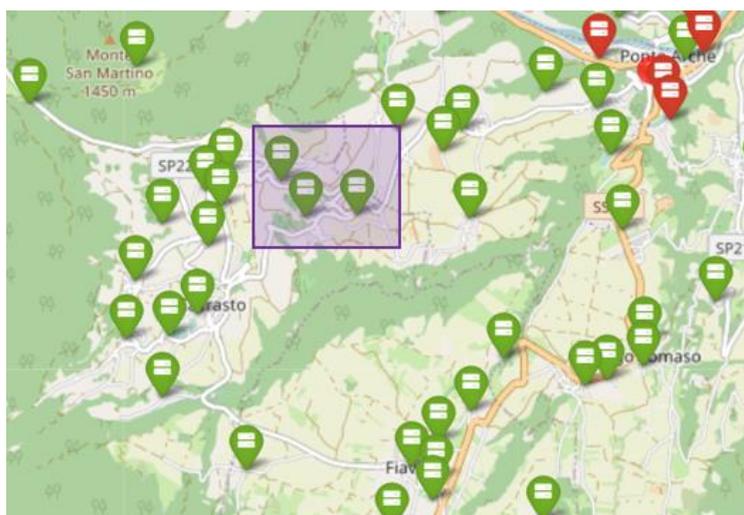
- **AREA 3:** Comune Di Bleggio Superiore (Frazioni Balbido, Rango, Cavrasto, Marce', Cavaione, Larido, Marazzone)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
610-FUSINE
611-CAVRASTO PAESE
612-CAVRASTO CAMPO SPORTIVO
631-BALBIDO
641-RANGO
651 CAVAIONE-MARCE'
652-CAVAIONE IMPERIAL WOOD
661-MARAZZONE LARIDO
662-MARAZZONE LUCHESA
664-SAN MARTINO RIP.
666-PASSO DURONE
667-MARAZZONE LE GERE

**FIGURA 8 – TERRITORIO RILEVANTE 3 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

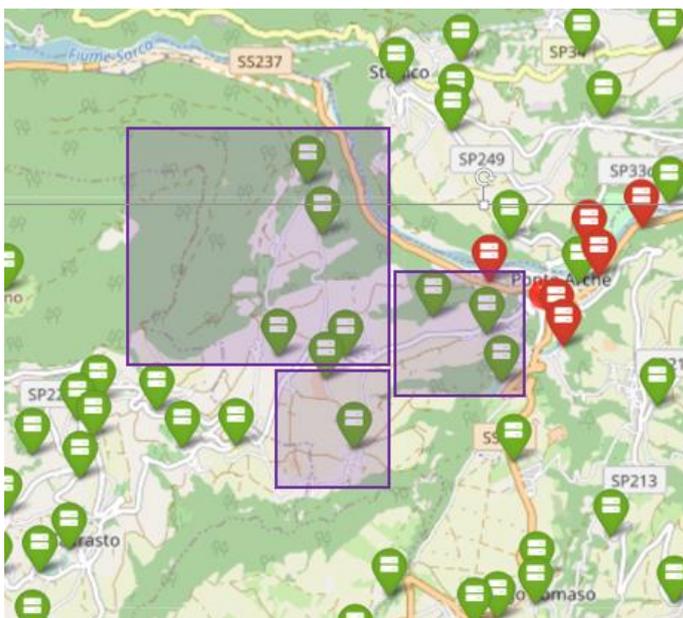
- **AREA 4:** Comune Di Bleggio Superiore (Frazioni Bivedo, Madice, Santa Croce, Gallio)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
681-BIVEDO
691-MADICE
701-SANTA CROCE GALLIO

**FIGURA 9 – TERRITORIO RILEVANTE 4 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

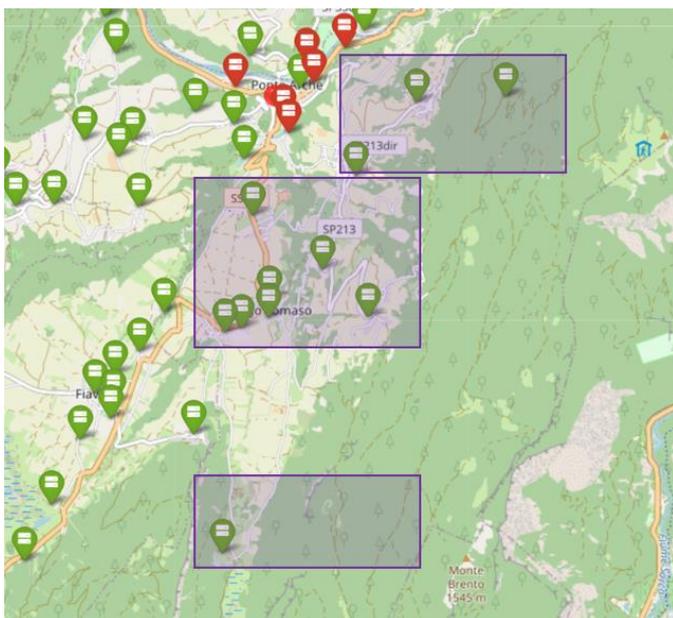
- **AREA 5:** Comune Di Comano Terme (Frazioni Duvredo, Cilla', Comighello, Sesto, Bono, Cares, Bie', Villa, Vergonzo, Tignerone)


**CABINE DI TRASFORMAZIONE  
 INTERESSATE**

811-DUVREDO, VILLA, VERGONZO
842-CILLA' E TIGNERONE
8421-CENTRALINA CILLA'
871-COMIGHELLO-SESTO
872-SESTO FUSTINI
881-BONO
891-CARES
893-CARES MASSERDONI

**FIGURA 10 – TERRITORIO RILEVANTE 5 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

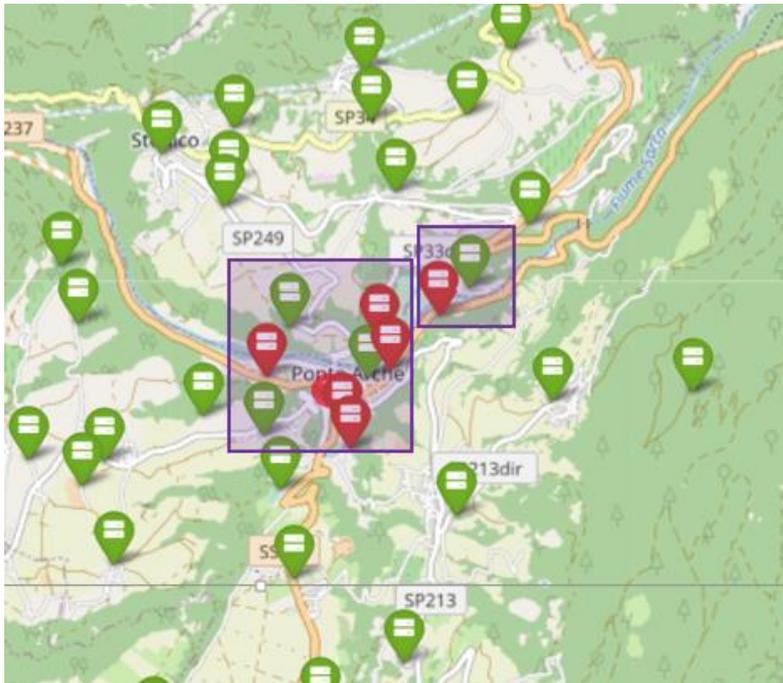
- **AREA 6:** Comune Di Comano Terme (Frazioni Dasindo, Vigo Lomaso, Campo Lomaso, Lundo, Poia, Godenzo, Comano)


**CABINE DI TRASFORMAZIONE  
 INTERESSATE**

411-POIA, GODENZO
431-COMANO
432-COMANO RIPETITORI
441-LUNDO CASTEL SPINE
442-MASERAC
451-CAMPO LOMASO
461-VIGO LOMASO
463-VIGO LOMASO LEGNI
470-CEIS MAGAZZINO DASINDO
471-DASINDO, VAL DEI CAGNI
472-VAL LOMASONA Prial

**FIGURA 11 – TERRITORIO RILEVANTE 6 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

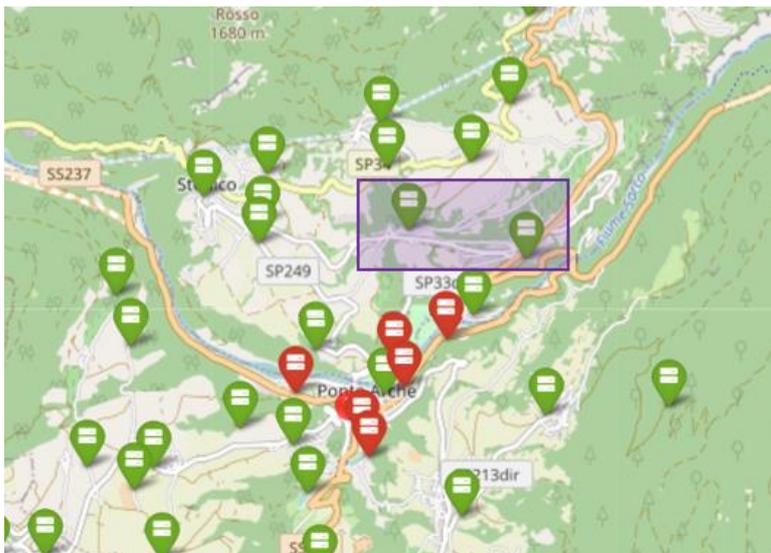
- **AREA 7:** Comune Di Comano Terme (Frazione Ponte Arche)


**CABINE DI TRASFORMAZIONE  
 INTERESSATE**

400- PONTE ARCHE CESARE BATTISTI
401-HOTEL TERME 2000
402-FUCINE
404-PONTE ARCHE BEL SIT
405-PONTE ARCHE HOTEL FLORA
406-TERME DI COMANO STABILIMENTO
407-PONTE ARCHE SIBILLA
408-PONTE ARCHE MASERA
409-PONTE ARCHE CASSA RURALE
410-PONTE ARCHE CENTRO COMMERCIALE
999-PONTE ARCHE CAMPO SPORTIVO

**FIGURA 12 – TERRITORIO RILEVANTE 7 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

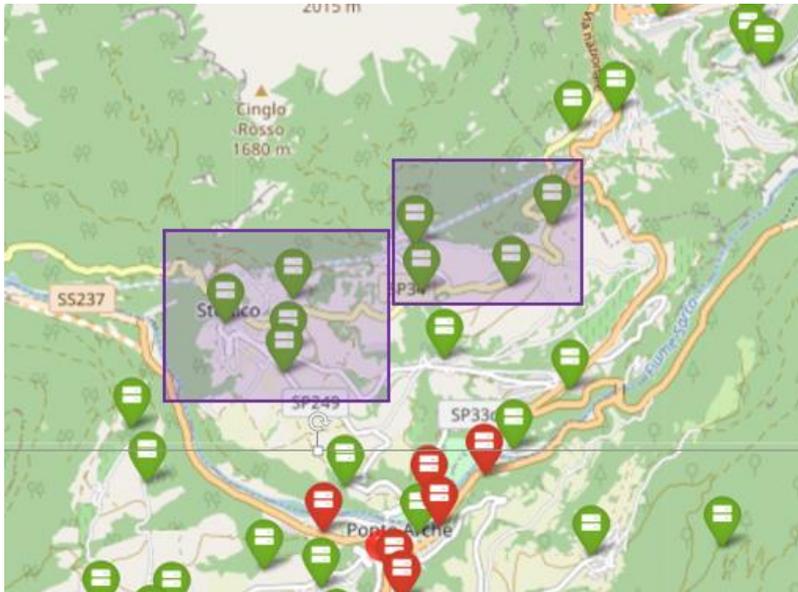
- **AREA 8:** Comune Di Stenico (Frazioni Villa, Premione)


**CABINE DI TRASFORMAZIONE  
 INTERESSATE**

101-VILLA BANALE
111-PREMIONE

**FIGURA 13 – TERRITORIO RILEVANTE 8 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

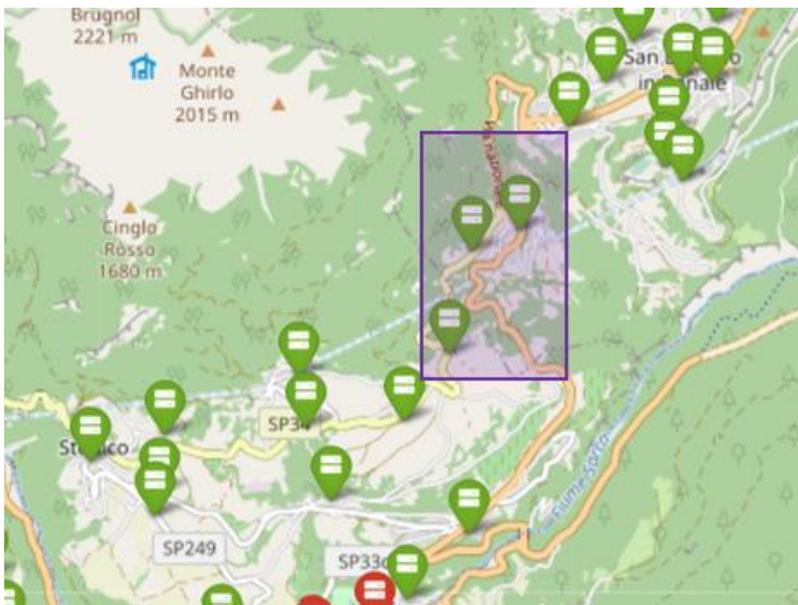
- AREA 9: Comune Di Stenico (Stenico, Frazioni Sclemo, Seo)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
121-STENICO PAESE
122-STENICO BASSO
123-STENICO FOIAGOLO
124-OMB BAILO
125-STENICO MONTAGNONE
131-SEO
141-SCLEMO
142-NICOLLI

**FIGURA 14 – TERRITORIO RILEVANTE 9 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

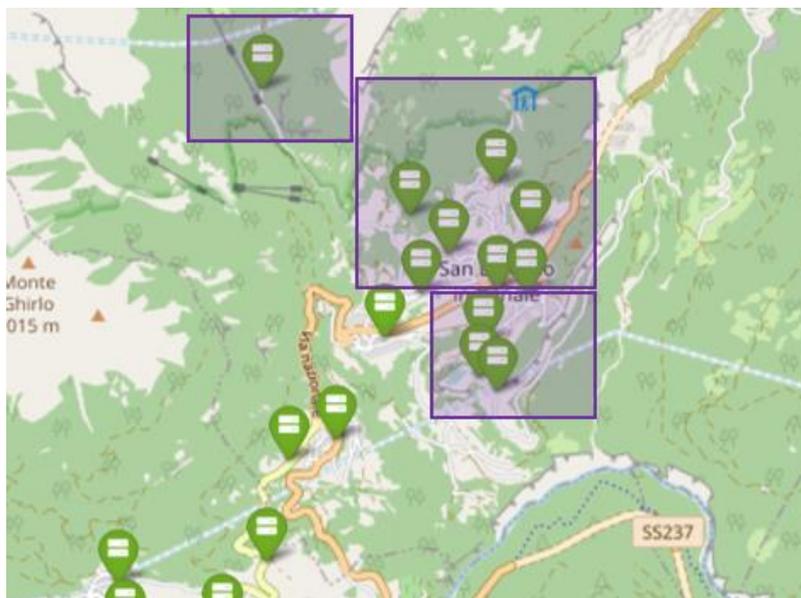
- AREA 10: Comune Di San Lorenzo Dorsino (Frazioni Tavodo, Andogno, Dorsino)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
201-TAVODO ANDOGNO
202-TAVODO ZONA ARTIGIANALE
221-DORSINO

**FIGURA 15 – TERRITORIO RILEVANTE 10 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

- **AREA 11:** Comune Di San Lorenzo Dorsino (Frazione San Lorenzo)



CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE
301-SAN LORENZO CENTRO
311-SAN LORENZO DOLASO
312-SAN LORENZO MASE
313-SAN LORENZO BAESA
321-SAN LORENZO SENASO
322- SAN LORENZO DUC-LA RI'
341-SAN LORENZO MANTON
351-SAN LORENZO GLOLO
352-SAN LORENZO MODESTO
353-SAN LORENZO PROMEGHIN
354-SAN LORENZO PISCINA CAMPO SPORTIVO

**FIGURA 16 – TERRITORIO RILEVANTE 11 INSTALLAZIONE MASSIVA E CABINE DI TRASFORMAZIONE INTERESSATE**

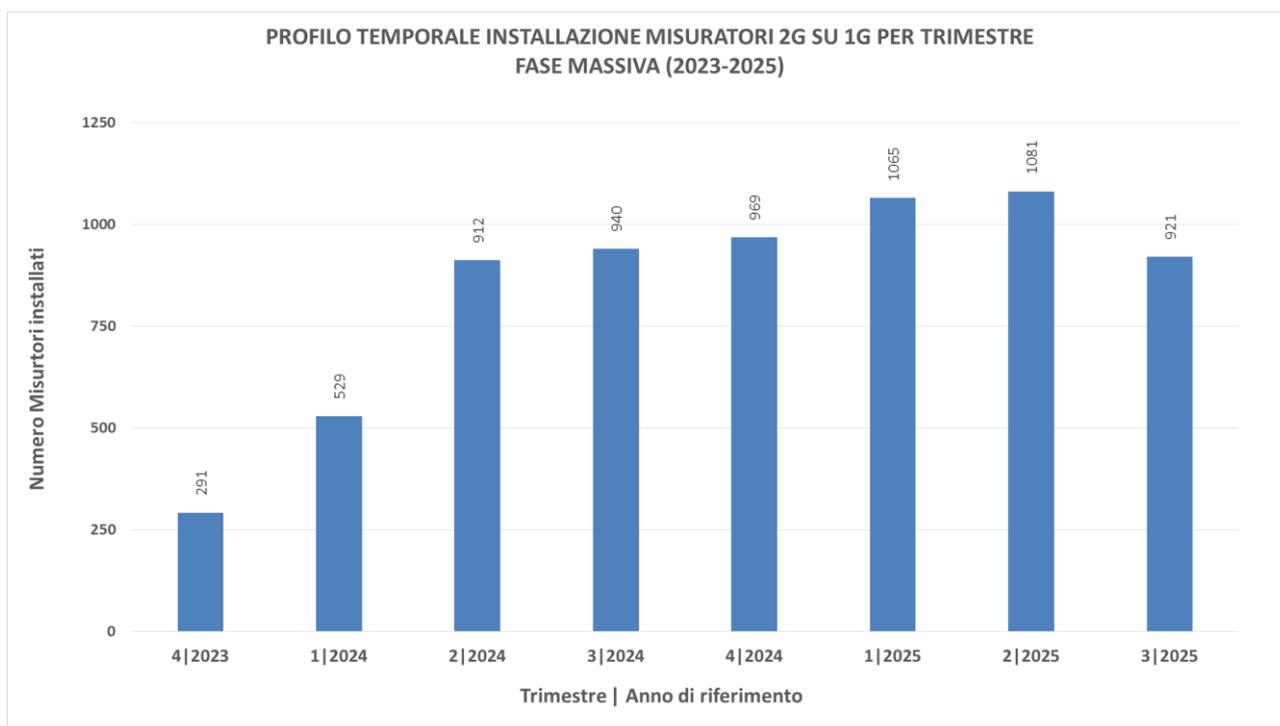
La correlazione fra i “territori significativamente rilevanti” che sono stati individuati e il numero di misuratori da sostituire è visibile nella “tabella 9”. Il numero di misuratori che si intende sostituire comprende la totalità dei misuratori elettronici 1G. Sono esclusi, invece, i misuratori elettronici 2G già installati in retro-compatibilità 1G, per i quali è prevista la semplice riprogrammazione. Sono esclusi altresì i misuratori posati su forniture disattive. Il numero di misuratori indicati è aggiornato alla data del 15 Giugno 2023.

In “figura 17” è rappresentato il numero di misuratori elettronici 2G che verranno installati per trimestre in sostituzione di misuratori elettronici 1G.

**PROFILO TEMPORALE INSTALLAZIONE MISURATORI 2G SU 1G PER TERRITORIO RILEVANTE  
FASE MASSIVA 2023-2025**

TERRITORIO RILEVANTE	N° MISURATORI	TRIMESTRE DI INSTALLAZIONE E ANNO
COMUNE DI FIAVE' (Frazioni Ballino, Favrio, Stumiaga, Cornelle)	291	4° TRIMESTRE 2023
COMUNE DI FIAVE' (Fiavè)	529	1° TRIMESTRE 2024
COMUNE DI BLEGGIO SUPERIORE (Frazioni Balbido, Rango, Cavrasto, Marce', Cavaione, Larido, Marazzone)	912	2° TRIMESTRE 2024
COMUNE DI BLEGGIO SUPERIORE (Frazioni Bivedo, Madice, Santa Croce, Gallio)	403	3° TRIMESTRE 2024
COMUNE DI COMANO TERME (Frazioni Duvredo, Cilla', Comighello, Sesto, Bono, Cares, Bie', Villa, Vergonzo, Tignerone)	537	3° TRIMESTRE 2024
COMUNE DI COMANO TERME (Frazioni Dasindo, Vigo Lomaso, Campo Lomaso, Lundo, Poia, Godenzo, Comano)	969	4° TRIMESTRE 2024
COMUNE DI COMANO TERME (Frazione Ponte Arche)	729	1° TRIMESTRE 2025
COMUNE DI STENICO (Frazioni Villa, Premione)	336	1° TRIMESTRE 2025
COMUNE DI STENICO (Stenico, Frazioni, Sclemo, Seo)	681	2° TRIMESTRE 2025
COMUNE DI SAN LORENZO DORSINO (Frazioni Tavodo, Andogno, Dorsino)	400	2° TRIMESTRE 2025
COMUNE DI SAN LORENZO DORSINO (Frazione San Lorenzo)	921	3° TRIMESTRE 2025
<b>TOTALE=</b>	<b>6.708</b>	

**TABELLA 9-TEMPISTICA DI INSTALLAZIONE DEI MISURATORI 2G ALL'INTERNO DEI TERRITORI RILEVANTI-FASE MASSIVA**



**FIGURA 17-INSTALLAZIONE MISURATORI 2G SU 1G PER TRIMESTRE, FASE MASSIVA**

Il profilo temporale di installazione dei misuratori elettronici 2G, visibile nei dati della “tabella 10” tiene in considerazione i misuratori che verranno installati per tutta la durata del PMS2 di durata quindicinale (2023-2037).

I numeri illustrati comprendono tutti i misuratori relativi alla fase massiva (2023-2025) oltre ai misuratori relativi alla fase di gestione utenza (2025-2037). Si evidenzia che a differenza dei dati illustrati in “tabella 9” e “figura 17” nelle annualità 2023, 2024 e 2025 è stata aggiunta anche la stima di misuratori necessari per le attività di natura commerciale o per i quali sono previsti vincoli tecnico/normativi che ne impongono la sostituzione.

<b>PROFILO TEMPORALE INSTALLAZIONE MISURATORI 2G FASE MASSIVA (2023-2025) E FASE DI GESTIONE UTENZA (2025-2037)</b>							
<b>MISURATORE</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Monofase 1G	269	2985	2760	100	100	100	100
Trifase 1G <= 30 kW	48	436	385	40	40	40	40
Trifase 1G >= 30 kW	11	77	67	5	5	5	5
GME 1G – LANDIS BT	0	0	4	0	0	0	0
<b>TOTALE ANNUALE=</b>	<b>328</b>	<b>3498</b>	<b>3216</b>	<b>145</b>	<b>145</b>	<b>145</b>	<b>145</b>

	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
Monofase 1G	100	100	100	100	100	100	100	100
Trifase 1G <= 30 kW	40	40	40	40	40	40	40	40
Trifase 1G >= 30 kW	5	5	5	5	5	5	5	5
GME 1G – LANDIS BT	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALE ANNUALE=</b>	<b>145</b>							

**TABELLA 10- PROFILO TEMPORALE INSTALLAZIONI MISURATORI 2G PER TUTTA LA DURATA DEL PIANO PMS2.**

In “figura 18” vengono rappresentati graficamente i dati della tabella precedente, ad esclusione delle sostituzioni previste per i misuratori GME 1G – LANDIS BT per i quali si è valutato di effettuare una sostituzione unica nell’anno 2025 (N.4 misuratori in totale).

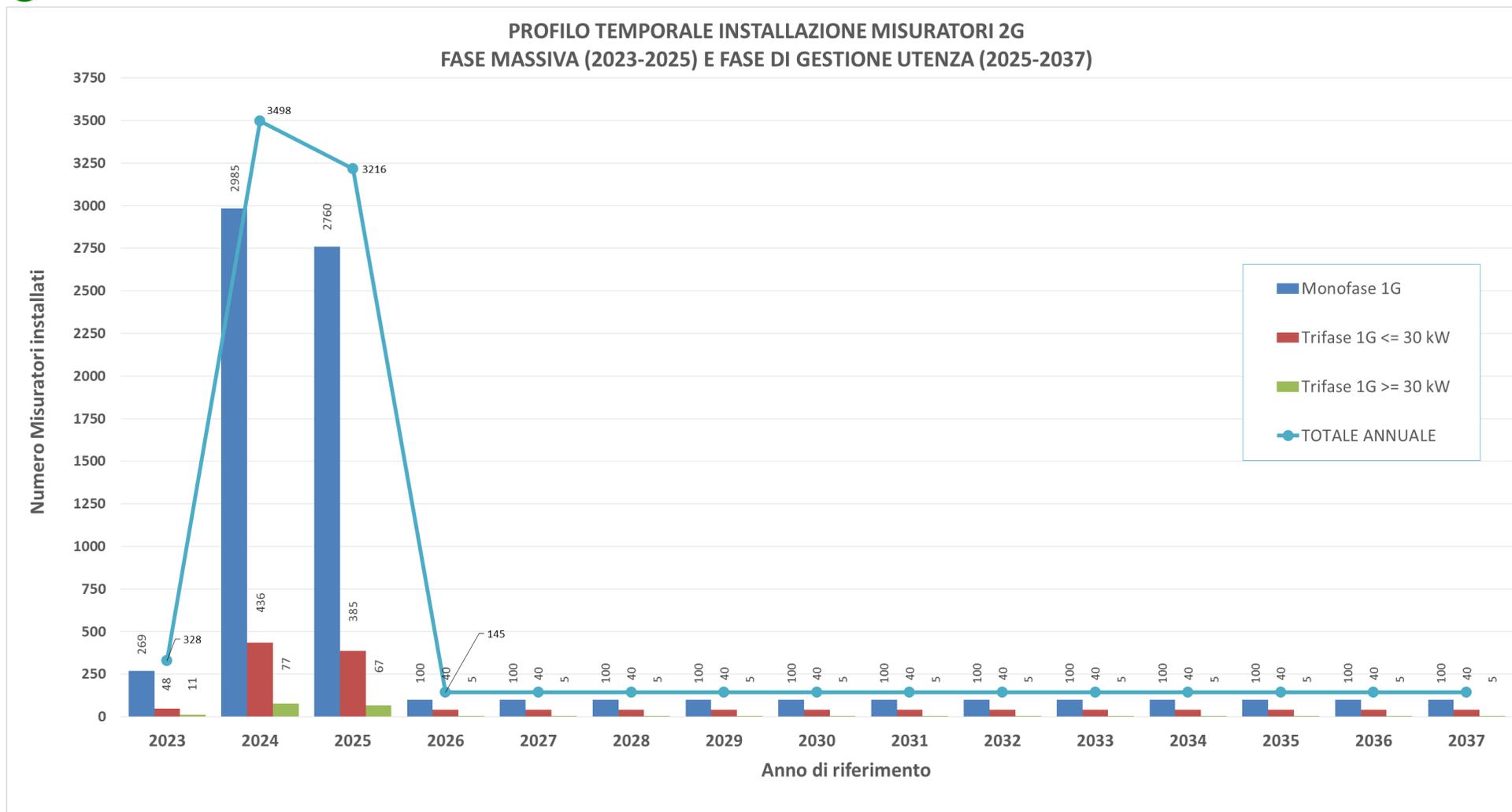
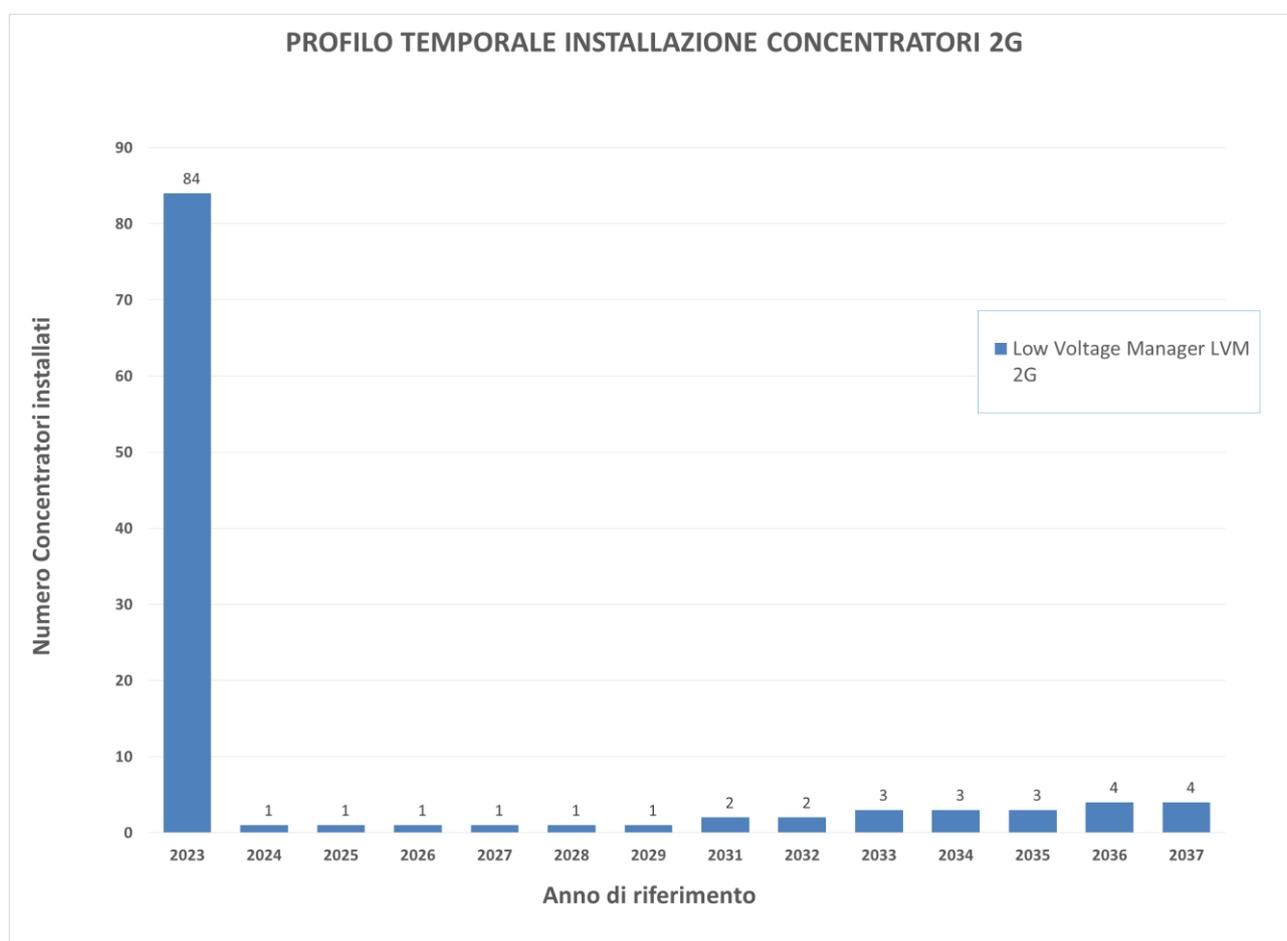


FIGURA 18-PROFILO TEMPORALE INSTALLAZIONE MISURATORI 2G PER TUTTA LA DURATA DEL PIANO PMS2

## 7. PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEI CONCENTRATORI 2G

Nel corso dell'annualità 2022 è iniziata l'installazione di nuovi concentratori 2G a seguito di guasti degli apparecchi 1G. Alla data del 15 Giugno 2023 il parco concentratori del CEIS è costituito da 34 apparecchi di tipologia 1G LVC, 17 misuratori di tipologia 1G MSC e 33 apparecchi di nuova tecnologia 2G LVM.

Nel corso del 2023 si prevede di sostituire tutti i concentratori 1G rimanenti, mentre per le successive annualità del PMS2 si sono stimate solamente sostituzioni dovute a necessità tecniche.



**FIGURA 19-PROFILO TEMPORALE INSTALLAZIONE CONCENTRATORI 2G**

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G</b>	<b>30-08-2023</b>
		<b>Rev. 00</b>
		<b>Pag. 28 di 31</b>

## 8. FATTORI DI AGGIORNAMENTO DEL PIANO

Il PMS2 è stato predisposto valutando i principali fattori che potrebbero influenzare l'andamento delle installazioni durante i 15 anni di durata del piano.

Alcuni fattori sono monitorabili (forniture dei materiali, implementazione del servizio di telelettura e di telegestione, gestione del personale coinvolto nel progetto), altri sono legati a fattori non prevedibili (es. eventi calamitosi, forza maggiore). Per entrambi sono state previste azioni preventive, ove possibile, e azioni correttive che permettano di proseguire nell'esecuzione del PMS2.

I fattori e le azioni correttive di cui sopra saranno valutati e inseriti nelle revisioni del PMS2 successive alla prima versione.

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G</b>	<b>30-08-2023</b>
		<b>Rev. 00</b>
		<b>Pag. 29 di 31</b>

## 9. PIANO DI COMUNICAZIONE

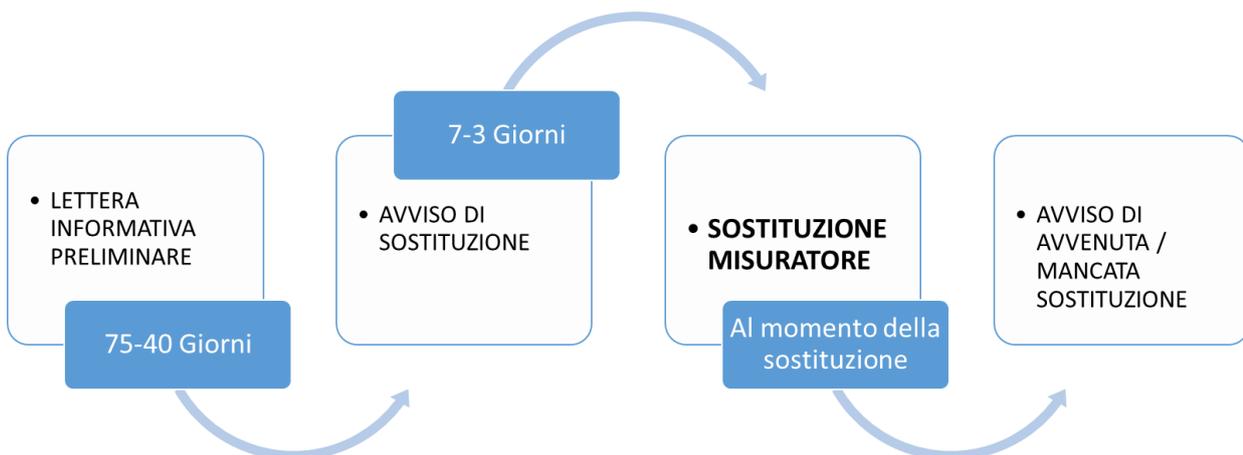
### 9.1. Modalità e tempistiche

Il piano di comunicazione definito da CEIS ha l'obiettivo di informare gli utenti interessati dalla fase di sostituzione massiva dei misuratori 1G con misuratori di seconda generazione 2G.

In particolare le principali informazioni che si vogliono trasmettere all'utenza sono:

- i vantaggi che può garantire il misuratore elettronico 2G e come sfruttarli al meglio;
- le tempistiche di sostituzione;
- la gratuità dell'intervento;
- le modalità con cui gli addetti incaricati della sostituzione si faranno riconoscere;
- cosa fare se la sostituzione programmata non si è potuta eseguire causa inaccessibilità del misuratore;
- tempi e modi per visionare il rapporto di sostituzione e le letture rilevate allo smontaggio del misuratore elettronico 1G;
- la facoltà di richiedere l'eventuale verifica di funzionalità/metrologica del misuratore elettronico 1G rimosso.

Il piano di comunicazione è costituito dalle seguenti attività e relativa documentazione:



Il piano prevede l'invio all'utenza di una "lettera informativa preliminare" tra 75 e 40 giorni prima della sostituzione programmata del misuratore elettronico 1G, che informerà gli utenti delle motivazioni e delle modalità di sostituzione.

	<b>PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G</b>	<b>30-08-2023</b>
		<b>Rev. 00</b>
		<b>Pag. 30 di 31</b>

Da 7 a 3 giorni prima della sostituzione programmata, verrà affisso un “avviso di sostituzione” visibile al passaggio dell’utenza presso gli edifici interessati. L’avviso riporterà:

- le indicazioni su come visionare i verbali di sostituzione e le letture del misuratore elettronico 1G rilevate dagli operatori (CEIS renderà disponibili i verbali di sostituzione presso l’Ufficio Clienti della sede aziendale a Ponte Arche);
- l’informativa sulla possibilità di richiedere la verifica di funzionalità o metrologica del misuratore elettronico 1G rimosso.

In seguito all’intervento programmato degli operatori del CEIS sarà affisso l’avviso di “avvenuta sostituzione” o l’avviso di “mancata sostituzione” del misuratore elettronico 1G. Il primo darà evidenza che la sostituzione è andata a buon fine e ricorderà la possibilità per l’utente di visionare il verbale di sostituzione e di richiedere la verifica di funzionalità e/o metrologica del misuratore elettronico 1G rimosso. Tale verifica potrà essere richiesta fino a 90 giorni dopo la sostituzione. Al contrario, l’avviso di “mancata sostituzione” indica che al momento dell’intervento programmato gli operatori del CEIS non sono stati in grado di accedere al misuratore e di conseguenza l’utente dovrà seguire le modalità prescritte per concordare il ripasso.

## 9.2. Canali di comunicazione

Per rendere più semplice all’utenza l’accesso alla documentazione e a tutte le informazioni del piano PMS2 sono disponibili i seguenti canali di comunicazione:

- **Posta elettronica dedicata:** [misuratori2G@ceis-stenico.it](mailto:misuratori2G@ceis-stenico.it)
- **Sezione dedicata sul sito** internet aziendale: [www.ceis-stenico.it](http://www.ceis-stenico.it), voce di menù “Piano sostituzione contatori”
- **Sede CEIS** in Via Marconi 6, Frazione Ponte Arche, Comano Terme (TN)
- **Numero telefonico:** 0465 763201

## 9.3. Comunicazioni alle società di vendita ed al GSE

Ai sensi dell’art. 8 dell’Allegato A alla Deliberazione 105/2021/R/EEL, CEIS trasmetterà mensilmente alle società di vendita del Mercato Libero “*la programmazione degli interventi con l’indicazione dei punti che si prevede siano oggetto dei tentativi di sostituzione del misuratore e la data prevista.*” Le medesime informazioni saranno fornite anche al Gestore dei servizi energetici (GSE), con le modalità che verranno definite da quest’ultimo.

## 10. SPESE D'INVESTIMENTO

### 10.1. Spesa totale prevista per il sistema di smart metering 2G

Di seguito vengono illustrate le spese previste (totali) per il sistema di smart metering 2G per tutta la durata del piano PMS2 (2023-2037). Le spese che sono state sostenute prima dell'avvio del piano PMS2, nel corso dell'anno 2022, sono state imputate al primo anno di piano (anno 2023) come stabilito dalla Deliberazione 306/2019/R/EEL.

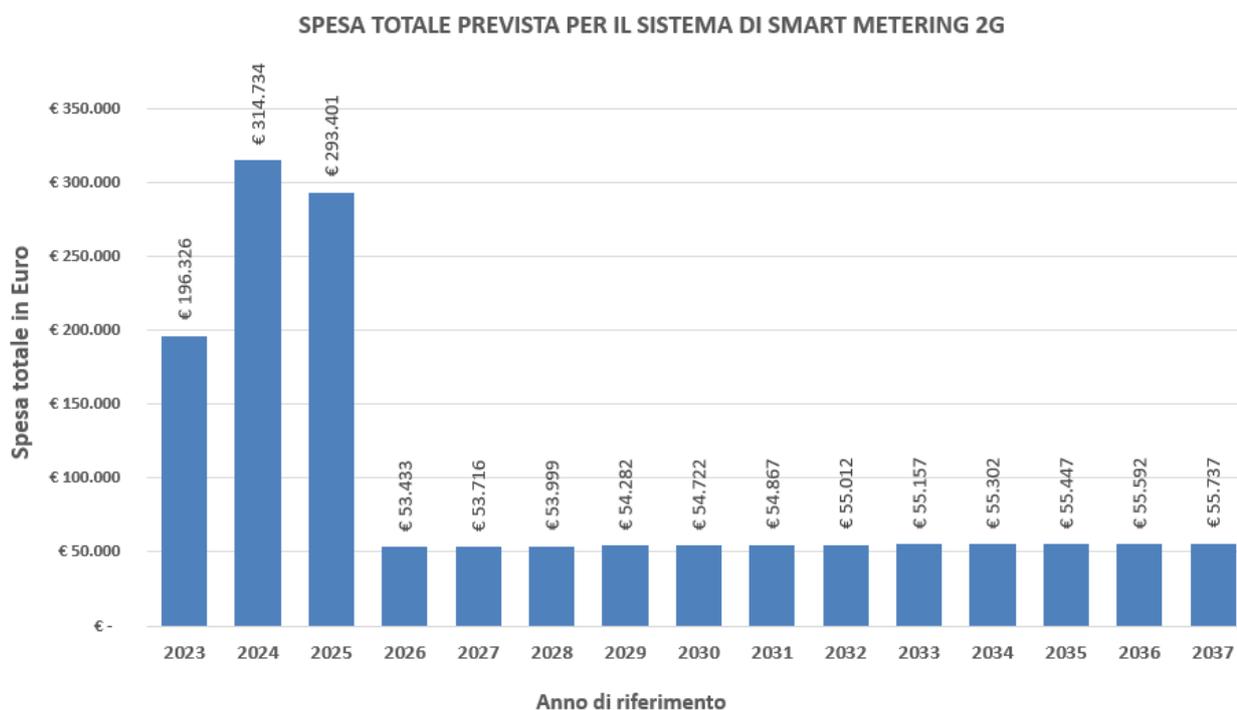


TABELLA 11-SPESA TOTALE PREVISTA PER IL SISTEMA SMART METERING 2G