

Piano di messa in servizio del sistema di Smart Metering 2G



Deval

Indice

| | |
|--|----|
| A. Introduzione al PMS2 | 2 |
| B. L'impresa distributrice | 6 |
| C. <i>Smart metering</i> 1G: funzionalità e performance | 13 |
| D. <i>Smart metering</i> 1G: analisi delle criticità emerse | 19 |
| E. Impatti positivi attesi dalla tempestiva messa in servizio di un sistema di <i>smart metering</i> 2G | 21 |
| F. Numero di misuratori 2G di cui è prevista la messa in servizio per l'orizzonte del PMS2 | 24 |
| G. Stock di misuratori 2G nell'orizzonte temporale del PMS2 | 25 |
| H. Definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva | 26 |
| I. La tecnologia del sistema 2G | 28 |
| J. Eventuale modifica del numero di misuratori 2G previsti | 36 |
| K. Il piano di sostituzione dei concentratori | 38 |
| L. Comunicazione relativa al piano di messa in servizio | 39 |
| M. Spese previste per il sistema di <i>smart metering</i> 2G | 44 |
| N. Spese di capitale unitarie previste per misuratore 2G di prima messa in servizio | 46 |
| O. L'inflazione nell'orizzonte temporale del PMS2 | 47 |

A. Introduzione al PMS2

Il presente documento costituisce il Piano di Messa in Servizio del sistema di *smart metering* 2G (di seguito anche "PMS2") di Deval S.p.A., società del Gruppo C.V.A., che svolge il servizio di distribuzione di energia elettrica in 69 Comuni sui 74 della Regione Autonoma Valle d'Aosta.

Il Piano di Messa in Servizio è redatto ai sensi degli articoli 5 e 7 dell'Allegato A alla Deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) 306/2019/R/eel e s.m.i. e illustra gli obiettivi, le modalità e le tempistiche dell'installazione massiva di *smart meter* di seconda generazione (2G).

L'installazione massiva degli *smart meter* di seconda generazione sarà avviata nel corso del 2022 e interesserà tutto il territorio servito da Deval. Il piano prevede la sostituzione di circa 130.000 misuratori attualmente in campo con misuratori 2G.

Si precisa che il piano di installazione di seguito presentato, è stato elaborato senza tenere in considerazione gli effetti di un eventuale decisione, da parte della pubblica autorità, di prorogare o reintrodurre misure di *lockdown* legate alla situazione sanitaria nazionale nel periodo 2022-2036.

La versione finale del PMS2 sarà eventualmente integrata e modificata per tener conto dell'esito del processo di consultazione pubblica e di eventuali modifiche richieste a seguito dell'istruttoria prevista da parte degli Uffici dell'Autorità.

Obiettivo dell'investimento proposto

Il sistema di *smart metering* (composto principalmente dai misuratori elettronici e dal c.d. sistema centrale¹) permette al distributore di leggere e gestire il contatore di energia elettrica da remoto, eliminando quindi la necessità di intervento in loco da parte del personale per operazioni quali la lettura del contatore o l'aumento e la riduzione di potenza.

Gli *smart meter* installati presso l'utenza finale comunicano con il sistema centrale, che raccoglie i dati di consumo dei singoli utenti della rete (di seguito utenti) e li rende disponibili al distributore, e quindi al sistema elettrico, per finalità quali la fatturazione all'utenza finale o la regolazione delle partite fisiche ed economiche fra gli operatori del mercato elettrico.

La comunicazione fra *smart meter* e sistema centrale è bidirezionale, e permette al distributore anche di controllare il funzionamento dei misuratori da remoto (inviando comandi o ordini di lavoro). Ciò permette un notevole risparmio in termini di costi e disagi per l'utenza finale.

Deval ha iniziato a impiegare l'attuale sistema di *smart metering* di prima generazione (1G) dal 2007. Negli anni 2007-2011, Deval ha completato le operazioni massive di installazione dei misuratori di prima generazione garantendo le funzionalità di telelettura e telegestione all'utenza finale servita.

A partire dal 2022 i primi misuratori elettronici installati da Deval vedranno terminare la propria vita tecnico-economica, che è pari a 15 anni. Si rende quindi necessario sostituire l'attuale parco contatori con nuovi misuratori elettronici.

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito ARERA) ha introdotto nuove specifiche tecniche e funzionali per gli *smart metering* di seconda generazione (o *smart metering* 2G).

Utilizzando tecnologie di ultima generazione, il sistema di *smart metering* 2G delineato da ARERA permetterà un sostanziale miglioramento in termini di performance del servizio di misura e lo sviluppo di nuovi servizi commerciali dedicati all'utenza finale.

Deval intende sostituire l'attuale sistema 1G con un sistema di *smart metering* di seconda generazione che rispetti le specifiche tecniche e funzionali stabilite da ARERA.

¹ Si veda paragrafo C. per una descrizione dettagliata del sistema di *smart metering*.

Il sistema 2G garantirà benefici all'utenza finale in termini di:

- maggiore consapevolezza rispetto ai propri consumi e alla relazione che intercorre tra comportamenti e consumi (messa a disposizione dei dati di misura in near real time);
- possibilità di utilizzo di strumenti di domotica per il controllo in tempo reale dei consumi, grazie alla realizzazione di un nuovo canale di comunicazione dedicato ai dispositivi utente (chain 2);
- maggiore raggiungibilità del contatore da remoto nella gestione delle richieste tecnico-commerciali degli utenti e riduzione delle tempistiche di cambio fornitore (switching);
- miglioramento delle performance del processo di fatturazione delle società di vendita, a seguito dell'utilizzo di dati effettivi, che determinerà il ridimensionamento del fenomeno dei conguagli.

Inoltre, i consumatori di energia elettrica potranno trarre vantaggio, indirettamente, dai benefici che si manifesteranno in capo ai venditori e ai fornitori di servizi energetici; tra questi:

- possibilità di offrire formule di prezzo variabili in funzione del momento del consumo, a esempio collegate al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in ogni ora;
- possibilità di introdurre programmi di demand response, attraverso i quali i consumatori saranno incentivati a ridurre i prelievi, con breve preavviso, in momenti in cui il costo di approvvigionamento dell'energia subisce incrementi;
- riduzione dei costi di approvvigionamento della materia prima grazie a una migliore conoscenza del profilo di consumo dei propri clienti;
- riduzione dei casi di morosità collegati ai conguagli;
- possibilità di fornire consulenze energetiche e raccomandazioni in materia di risparmio energetico sulla base di informazioni dettagliate circa i consumi dell'utenza finale;
- possibilità di fornire servizi di monitoraggio o controllo da remoto delle apparecchiature basati (anche) sulla conoscenza tempestiva del consumo e della potenza del cliente.

Per una più estesa disamina dei benefici si veda il successivo paragrafo E.

L'attenzione all'ambiente

I contatori rimossi saranno affidati a un fornitore italiano che ne assicura lo smaltimento in Italia secondo le prescrizioni del produttore e nel rispetto nella normativa ambientale. La quasi totalità del materiale del contatore dismesso sarà riciclata.

I nuovi gruppi di misura sono realizzati con plastica rigenerata al 100% che consente un importante risparmio in termini di CO₂. Il contatore inoltre è stato progettato per minimizzare l'uso di risorse ed essere, a fine vita, facilmente smontato e le componenti separate indirizzate verso percorsi virtuosi di recupero.

Quadro normativo e regolatorio

Il contesto normativo europeo

Il contatore di energia elettrica svolge da sempre una funzione centrale nel sistema elettrico. Le misure registrate dal contatore presso il cliente finale, dopo essere state validate dall'impresa distributrice, sono utilizzate per la fatturazione da parte dei venditori e sono alla base della regolazione delle partite economiche nell'ambito del servizio di dispacciamento (*settlement*) a livello dell'intero sistema.

A partire dal 2009, l'Unione Europea promuove l'adozione, da parte degli Stati Membri, di sistemi di misura dell'energia elettrica intelligenti.

Le prime iniziative finalizzate al miglioramento dell'attività di misura dell'energia sono rintracciabili sia nella Direttiva 2003/54/CE (II° pacchetto energia), sia nella successiva Direttiva 2006/32/CE (efficienza usi finali energia); è tuttavia con la *Direttiva 2009/72/CE*, che la Commissione Europea ha richiesto agli Stati membri di effettuare una analisi costi-benefici per valutare l'introduzione su vasta scala di *smart meter*. Nel caso in cui l'analisi avesse avuto esito positivo, gli Stati Membri avrebbero dovuto installare almeno l'80% di contatori elettronici telegestiti entro il 2020.

La *Direttiva 2012/27/UE* in materia di efficienza energetica ha introdotto una nuova definizione di "sistema di misurazione intelligente" sottolineando l'importanza di raccogliere e mettere a disposizione dell'utenza finale i dati di misura in tempi rapidi, al fine di aumentare il grado di consapevolezza dell'utente finale rispetto alle proprie abitudini di consumo (art.2).

Con la *Raccomandazione 2012/148/UE* "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti", la Commissione europea ha indicato i requisiti funzionali minimi dei sistemi di misura in Europa, tra i quali:

- comunicazione delle informazioni relative ai consumi di energia direttamente all'utente, per incoraggiare il risparmio energetico;
- aggiornamento dei dati con frequenza di almeno 15 minuti, per favorire l'identificazione di consumi eccessivi e aumentare le azioni di risparmio energetico;
- telelettura del contatore;
- comunicazione bidirezionale tra il sistema di misurazione intelligente e le reti esterne a fini di manutenzione e controllo del sistema di misurazione;
- supporto a regimi tariffari avanzati, registrazione dei periodi di consumo e controllo a distanza delle tariffe per migliorare l'efficienza energetica e risparmiare sui costi, riducendo i picchi nella domanda di energia;
- sicurezza delle comunicazioni tra il contatore e l'operatore;
- prevenzione e accertamento delle frodi;
- incentivazione della generazione distribuita.

Infine, per quanto riguarda la normativa tecnica, la *Direttiva MID (Measuring Instruments Directive) 2014/32/UE* definisce i requisiti tecnici e metrologici che devono essere soddisfatti dagli strumenti di misura utilizzati in Europa.

Il quadro normativo e regolatorio italiano

Le specifiche tecniche e funzionali per lo smart metering di prima generazione sono state stabilite con Deliberazione ARERA ARG/elt/292/2006, prima che l'Unione Europea iniziasse a legiferare in materia.

Il quadro legislativo e regolatorio nazionale in materia di smart metering di seconda generazione è stato invece sviluppato seguendo le indicazioni comunitarie descritte al paragrafo precedente.

Il decreto legislativo 102/2014, recependo la Direttiva 2012/27/UE, delega ad ARERA la definizione dei requisiti del sistema 2G; con Deliberazione ARERA 87/2016/R/eel, l'Autorità definisce funzionalità, caratteristiche e performance della seconda generazione di contatori intelligenti.

Con Deliberazione ARERA 646/2016/R/eel, l'Autorità definisce inoltre la metodologia per il riconoscimento dei costi sostenuti per i piani di installazione massiva di misuratori 2G. Tale metodologia introduce alcuni elementi innovativi in termini di riconoscimento dei costi, che dipenderanno dal rispetto, da parte dell'impresa distributrice:

- della previsione di spesa proposta dal distributore nel PMS2 (c.d. approccio ex-ante);
- del piano temporale di installazione (e messa in servizio) dei misuratori;
- dei livelli di performance del sistema 2G definiti dalla Deliberazione ARERA 87/2016/R/eel.

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 93/2017, che ha integrato e sostituito il D.M. 24 marzo 2015, n. 60, stabilisce che la verifica periodica dell'accuratezza dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione deve avvenire al massimo ogni 15 anni. Ai fini della verifica, il distributore dovrebbe disinstallare il singolo misuratore, effettuare la verifica presso un centro specializzato, per poi procedere alla reinstallazione presso l'utente finale. Tale modalità di verifica comporterebbe costi decisamente superiori alla sostituzione del misuratore con uno nuovo: di fatto il D.M. 93/2017 stabilisce che la vita utile tecnico-economica di un misuratore è pari a 15 anni.

Il D.M. 93/17 prevede inoltre la possibilità che l'ARERA possa derogare, per alcune tipologie di misuratori, i termini della prima verifica periodica "in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti".

Nel corso del 2017 ARERA ha deliberato riguardo:

- la configurazione di default dei 2G per la messa in servizio e obblighi di comunicazione ai clienti finali (Deliberazione ARERA 229/2017/R/eel);
- la gestione dei dati di misura tramite il Sistema Informativo Integrato (SII) (Deliberazione ARERA 248/2017/R/eel);
- la valutazione di eventuali future evoluzioni delle caratteristiche funzionali dei nuovi misuratori (Deliberazione ARERA 289/2017/R/eel);
- la trattazione delle misure rilevate ai fini del settlement (Deliberazione ARERA 700/2017/R/eel);
- la configurazione e la visualizzazione sul display degli smart meter 2G delle informazioni a uso delle imprese di vendita di energia elettrica (Deliberazione ARERA 88/2018/R/eel).

Con Deliberazione ARERA 306/2019/R/eel, l'Autorità ha aggiornato le regole per la predisposizione dei piani di messa in servizio che saranno avviati nel triennio 2020-2022:

- confermando i meccanismi di riconoscimento dei costi e le penalità per mancato avanzamento del piano già previsti dalla precedente Deliberazione ARERA 646/2016/R/eel;
- disponendo che i distributori con almeno 100.000 utenti serviti debbano avviare obbligatoriamente i piani di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G al più tardi dal 2022;
- introducendo dal quarto anno di piano penalità per mancato rispetto dei livelli di performance attesi.

In ultimo, con la Deliberazione ARERA 105/2021/R/eel, l'Autorità ha definito le condizioni e le modalità in merito ad aspetti di tutela e di comunicazione verso i clienti finali e le imprese di vendita, da adottarsi da parte delle imprese distributrici che presentino richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico ai sensi della Deliberazione ARERA 306/2019/R/eel.

B. L'impresa distributrice

Deval S.p.A. è la società del Gruppo C.V.A. concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in 69 dei 74 Comuni della Regione Autonoma Valle d'Aosta.

L'industria dell'energia elettrica ha svolto un ruolo fondamentale nella crescita economica e sociale dell'Italia. Tracciare la storia di Deval significa ricostruire le vicende storiche della Regione Autonoma Valle d'Aosta, a partire dalla soddisfazione di un bisogno primario, poter disporre dell'energia elettrica, fino alle nuove sfide odierne nell'era della concorrenza e della globalizzazione dei mercati.

Il processo di elettrificazione della Regione Autonoma Valle d'Aosta è strettamente legato all'azione della SIP (Società Idroelettrica Piemontese) costituita nel 1899 per iniziativa di una società svizzero-tedesca e del Credito Italiano, ma rilanciata nel 1918 per opera di un gruppo di industriali biellesi che acquisirono la Società industriale ed elettrochimica di Pont Saint Martin, proprietaria di una centrale di produzione idroelettrica sul fiume Lys. La SIP, dopo quell'acquisizione, delineò un articolato disegno di espansione, sia annettendo varie società e ditte individuali che avevano i propri impianti di produzione e distribuzione nella Regione Autonoma Valle d'Aosta e in Piemonte, sia promovendo la realizzazione di nuove centrali di produzione.

È il 27 novembre 1962 quando la Camera dei Deputati approva in via definitiva, dopo un lungo dibattito parlamentare, il provvedimento di nazionalizzazione del sistema elettrico, con l'obiettivo di utilizzare in modo ottimale le risorse, di soddisfare la crescente domanda di energia e di consentire condizioni uniformi di trattamento. Il 6 dicembre dello stesso anno il provvedimento diventa legge: nasce così Enel, Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, al quale la legge riserva il compito di esercitare le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. È la più grossa riforma economica approvata dal dopoguerra dal Parlamento italiano.

Quando venne decisa dal Parlamento la nazionalizzazione dell'energia elettrica, l'Italia si trovava nel mezzo del cosiddetto "miracolo economico". Il Paese era nel pieno di un'espansione quale non aveva mai conosciuto prima, ma era anche alle prese con i problemi suscitati da uno sviluppo tanto veloce quanto disomogeneo.

Nel periodo 1965-1972, il Distretto della Regione Autonoma Valle d'Aosta si trovò ad affrontare un grande progetto di elettrificazione, che prevedeva il riordino, l'ammodernamento e lo sviluppo della rete di distribuzione, i collegamenti elettrici con le vallate laterali (elettrificazione rurale) e l'inizio della realizzazione delle dorsali a 380 e 220 kV che avrebbero connesso l'Italia con l'estero (Francia e Svizzera).

Furono anni di grandi investimenti, umani e finanziari, che consentirono di abbassare, alla fine degli anni '80, il numero di residenti nella Regione Autonoma Valle d'Aosta sprovvisti di elettricità. Sul fronte ambientale, gli anni Ottanta significarono anche la riscoperta di una coscienza utile ad assicurare la massima compatibilità tra le reti elettriche e l'ambiente. Nella Regione Autonoma Valle d'Aosta presero il via una serie di iniziative energetiche ecocompatibili e di sensibilizzazione rivolte anche al contenimento dei consumi energetici.

Il 1992 vide un cambiamento epocale nell'assetto giuridico-istituzionale del settore elettrico nazionale. Infatti, a quasi trent'anni dall'istituzione, con il decreto legge n. 333 dell'11 luglio 1992, convertito nella Legge n. 359 dell'8 agosto, Enel divenne Società per Azioni, primo passo verso la privatizzazione. Lo stesso decreto attribuì alla nuova Società, a titolo di concessione, le attività che prima erano riservate all'Ente per legge.

La ricerca di autonomia nella gestione delle risorse energetiche portata avanti nel corso degli anni dalla Regione Autonoma Valle d'Aosta, ha come primo atto l'acquisizione, nel 1995, tramite la finanziaria Finaosta, delle centrali idroelettriche rimaste alla società ILVA e successivamente attraverso la costituzione del consorzio Idroenergia (1996) con 36 imprese locali del settore industriale per la cessione dell'energia prodotta agli operatori economici locali.

Le politiche di Governo, orientate alla privatizzazione del mercato dell'energia, danno luogo a trattative sfociate nell'accordo per la costituzione di una società per la distribuzione dell'energia elettrica, Deval Spa, compartecipata al 51% dall'Enel e al 49% dalla Regione tramite la finanziaria Finaosta divenuta operativa nel mese di giugno 2001.

Da questa data la Regione Autonoma Valle d'Aosta acquisisce anche il 100% dei siti produttivi dell'Enel partecipando direttamente al progredire del cammino della rete elettrica valdostana.

Dal 30 novembre 2011 Deval entra a far parte del Gruppo CVA che acquisisce la proprietà dell'intero pacchetto azionario completando pertanto la filiera elettrica.

Il territorio Servito

La Regione Autonoma Valle d'Aosta è la regione italiana più piccola (Superficie 3.263 km²), meno popolosa (125.034 abitanti al 31.12.2019) e meno densamente abitata (38,3 abitanti/km²) suddivisa in 74 Comuni di cui 42 con una popolazione di meno di 1.000 abitanti, 31 con una popolazione tra i 1.000 e 5.000 abitanti con Aosta che conta circa 34.000 abitanti.

Autentico tetto d'Europa, la Valle d'Aosta ospita le più alte montagne delle Alpi con oltre 20 vette che superano i 4.000 m s.l.m., l'altitudine minima è di 340 m s.l.m. (Pont-Saint-Martin), l'altitudine massima è di 4.810 m s.l.m. (Monte Bianco) mentre l'altitudine media della regione è di oltre 2.100 m s.l.m. e solo il 20% della sua superficie è al di sotto dei 1.500 m.

Orograficamente, la Regione Autonoma Valle d'Aosta ha una forma grossolanamente a spina di pesce, con la valle centrale formata dalla Dora Baltea e numerose valli laterali che confluiscono nella rettilinea valle principale da nord e da sud.

Il fondovalle si estende dal Comune di Pont-St-Martin a est, confinante con la Regione Piemonte, ubicato alla quota di 350 m s.l.m. al Comune di Courmayeur a ovest al confine con la Francia ubicato alla quota di 1.200 m s.l.m.

Le principali valli laterali, che dipartono tanto sulla sinistra che sulla destra orografica, sono normalmente raggiungibili tramite le strade regionali che risalgono le vallate raggiungendo i capoluoghi dei Comuni ubicati a una quota media di circa 1.500 m s.l.m. (La Thuile 1.450 m s.l.m. - Cogne 1.550 m s.l.m. - Valtournenche - 1524 m s.l.m. - Ayas 1700 m s.l.m. - Gressoney-La-Trinitè 1.634 m s.l.m.).

La natura e la quota media del territorio montano della Regione Autonoma Valle d'Aosta generano, specie nel periodo invernale, delle oggettive difficoltà di accesso a diverse località che in taluni casi rimangono inaccessibili anche per tutto il periodo che si estende dal mese di novembre al mese di aprile in cui la viabilità viene normalmente interrotta a seguito di ordinanza sindacale.

Nella seguente tabella sono indicati i Comuni in cui opera Deval e che saranno interessati dal piano di sostituzione dei misuratori attivi e dei contatori accessibili preposti o cessati dal 2016.

Tabella 1 – Numero di misuratori di cui è prevista la sostituzione per Comune (dati al 12/04/2021)

| COMUNE | Misuratori | COMUNE | Misuratori |
|--------------------------|------------|--------------------|----------------|
| ANTEY ST.ANDRE | 1855 | LA MAGDELEINE | 643 |
| AOSTA | 23562 | LA SALLE | 3697 |
| ARNAD | 958 | LA THUILE | 3250 |
| ARVIER | 762 | LILLIANES | 519 |
| AVISE | 315 | MONTJOVET | 1339 |
| AYAS | 5234 | MORGEX | 3649 |
| AYMAVILLES | 1644 | NUS | 2354 |
| BARD | 143 | OLLOMONT | 459 |
| BIONAZ | 253 | OYACE | 202 |
| BRISOGNE | 812 | PERLOZ | 454 |
| BRUSSON | 2805 | POLLEIN | 1131 |
| CHALLAND ST.ANSELME | 1519 | PONT ST.MARTIN | 2702 |
| CHALLAND ST.VICTOR | 754 | PONTBOZET | 259 |
| CHAMBAVE | 817 | PONTEY | 562 |
| CHAMOIS | 418 | PRE ST. DIDIER | 2919 |
| CHAMPDEPRAZ | 578 | QUART | 2864 |
| CHAMPORCHER | 1235 | RHEMES NOTRE DAME | 464 |
| CHARVENSOD | 1775 | RHEMES ST. GEORGES | 328 |
| CHATILLON | 3534 | ROISAN | 756 |
| COGNE | 3002 | SARRE | 3370 |
| COURMAYEUR | 7774 | ST.DENIS | 494 |
| DONNAS | 1782 | ST.MARCEL | 1044 |
| EMARESE | 467 | ST.NICOLAS | 594 |
| ETROUBLES | 688 | ST.OYEN | 254 |
| FENIS | 1251 | ST.PIERRE | 2598 |
| FONTAINEMORE | 608 | ST.RHEMY EN BOSSES | 623 |
| GABY | 765 | ST.VINCENT | 4586 |
| GRESSAN | 4289 | TORGNON | 2050 |
| GRESSONEY LA TRINITE | 957 | VALGRIENCHE | 418 |
| GRESSONEY ST.JEAN | 2767 | VALSAVARENCE | 539 |
| HONE | 953 | VALTOURNENCHE | 7288 |
| INTROD | 625 | VERRAYES | 1216 |
| ISSIME | 618 | VERRES | 1954 |
| ISSOGNE | 938 | VILLENEUVE | 944 |
| JOVENCAN | 493 | | |
| TOTALE MISURATORI | | | 133.473 |

Aosta, il Capoluogo, è considerata un ambito territoriale di media concentrazione – ai sensi dell’art. 5.1 del Testo Integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica – mentre il rimanente territorio valdostano è di bassa concentrazione

Le attività di Deval consistono nella distribuzione e misura di energia elettrica.

L’attività di distribuzione di energia elettrica

L’attività di distribuzione consiste nel trasporto (e nella trasformazione) di energia elettrica proveniente dai punti di produzione – o dalla Rete di Trasporto Nazionale (RTN) – ai punti di prelievo e consumo presenti sul territorio.

Attraverso circa 4.200 km di rete in alta (AT), media (MT) e bassa tensione (BT), 14 stazioni di trasformazione AT/MT e circa 1.486 cabine di trasformazione secondarie MT/BT, Deval ha distribuito 913 GWh nel 2019 e 834 GWh di energia elettrica nel 2020².

² La consistente riduzione dell’energia distribuita è attribuibile ai provvedimenti di *lockdown* adottati al fine di contenere l’emergenza sanitaria Covid-19.

Tabella 2 – Consistenze degli impianti Deval

| | al 31 dicembre 2020 | | al 31 dicembre 2019 | |
|--|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| | Estensione (Km) | Consistenza (numero) | Estensione (Km) | Consistenza (numero) |
| Consistenze degli impianti | | | | |
| Linee Alta Tensione | 56,8 | | 56,8 | |
| Cabine primarie | | 14 | | 14 |
| Cabine di consegna utenti della rete in AT | | 1 | | - |
| Centri satellite | | 6 | | 6 |
| Linee MT | 1.519,60 | | 1.501,70 | |
| Cabine secondarie | | 1.486 | | 1.474 |
| Cabine di consegna utenti della rete in MT | | 208 | | 207 |
| Cabine di sezionamento e MT/MT | | 14 | | 12 |
| Linee BT | 2.640,70 | | 2.629,40 | |

L'attività di distribuzione comprende:

- la trasformazione dell'energia elettrica nelle reti di media e bassa tensione;
- la connessione, che consiste nel collegamento di clienti e produttori alla rete di distribuzione;
- il trasporto, che consiste nel trasporto dell'energia elettrica prelevata e immessa da altre reti, e dai clienti e produttori direttamente connessi alla propria rete, con le caratteristiche previste;
- la gestione delle reti di distribuzione, l'esercizio degli impianti, la programmazione, l'individuazione e la realizzazione degli interventi di sviluppo e di manutenzione.

Tali attività, nel rispetto della concessione e delle deliberazioni emanate da ARERA, prevedono "l'obbligo del servizio pubblico" e "l'obbligo del servizio universale" al fine di offrire pari condizioni di accesso al servizio di distribuzione dell'energia elettrica a tutta l'utenza finale.

Le attività sono effettuate in regime di concessione ministeriale, utilizzando una rete di proprietà con obbligo di connessione a terzi, e sono in gran parte regolate dall'Autorità, che stabilisce:

- le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi forniti;
- le condizioni economiche e le tariffe da applicare;
- i livelli minimi di qualità da garantire e gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto.

Gli interventi sulla rete di distribuzione sono riconducibili essenzialmente all'esigenza di:

- mantenere le reti in stato di buon funzionamento e sicurezza, rinnovando gli impianti che, per vetustà od obsolescenza, risultano inadeguati;
- migliorare la qualità del servizio;
- ampliare l'infrastruttura al fine di soddisfare le richieste degli utenti in termini di nuove connessioni e aumenti di potenza;
- incrementare la resilienza della rete ed eseguire interventi di innovazione tecnologica.

L'attività di misura di energia elettrica

L'attività di misura consiste nel rilevamento, validazione e trasmissione dei dati di misura relativi all'energia immessa e prelevata dalla rete. Le attività di misura vengono svolte tramite il sistema centrale, che raccoglie, elabora e valida i dati di misura registrati dai singoli contatori elettronici

installati presso l'utenza finale. Inoltre, l'attività di misura comprende l'installazione e manutenzione dei misuratori.

Nella seguente tabella sono riportate le consistenze, aggiornate al 12 aprile 2021, dei clienti finali puri, dei prosumer e dei produttori puri allacciati in bassa tensione con misuratore 1G.

Tabella 3 – Numero di utenti e misuratori allacciati sulla rete in bassa tensione

| Descrizione | Note | Misura | Totale 1G | | Misuratori | |
|--|----------------------|--------|----------------|----------------|-----------------|----------------|
| | | | Clienti finali | Misuratori | Di cui monofase | Di cui trifase |
| Clienti finali puri | A | | 124.785 | 124.785 | 113.319 | 11.466 |
| Clienti finali Prosumer | B | M1 * | 2.136 | 2.136 | 1.308 | 828 |
| | C | M2 ** | - | 1.902 | 1.312 | 590 |
| Totale misuratori | D = A + B + C | | 126.921 | 128.823 | 115.939 | 12.884 |
| Produttori Puri | E | M1 | - | 31 | 8 | 23 |
| Totale misuratori attivi | F = D + E | | 126.921 | 128.854 | 115.947 | 12.907 |
| Contatori accessibili riferiti a forniture preposate o cessate dal 2016 | G | | | 4.619 | 4.115 | 504 |
| Totale misuratori di cui è prevista la sostituzione | H = F + G | | | 133.473 | 120.062 | 13.411 |
| Contatori riferiti a forniture cessate e preposate di cui non è prevista la sostituzione | I | | - | 9.569 | 8.848 | 721 |
| Totale misuratori | L = H + I | | | 143.042 | 128.910 | 14.132 |

*M1 = Punto di misura di prelievo bidirezionale

**M2 = Punto di misura di generazione

Si segnala che in seguito all'indisponibilità dei contatori 1G, Deval già a partire dall'anno 2020 ha installato contatori 2G. In particolare, alla data del 12 aprile 2021, erano installati 1.099 contatori 2G presso clienti finali puri, 190 presso prosumer (di cui 79 in M1 e 111 in M2). Inoltre sono connessi alla rete 3 misuratori elettromeccanici attivi per i quali non è ancora stato possibile effettuare la sostituzione.

Complessivamente è prevista la sostituzione di 133.473 misuratori. In particolare, si evidenzia che le forniture non attive sono pari a 14.188, di queste 4.619 contatori, preposati o cessati dopo il 2016, saranno sostituiti in quanto accessibili. Diversamente per le 9.569 forniture con contatori cessati o preposati da prima del 2016, non è prevista la sostituzione in quanto si ritiene bassa la probabilità di attivazione.

Le attività di misura sono svolte da Deval tramite un sistema di *smart metering* 1G. I misuratori 1G attualmente³ in campo sono 143.042 e sono stati installati e messi in servizio a partire dal 2007 come illustrato nella tabella seguente.

³ Numeriche aggiornate al 12/04/2021

Tabella 4 - Profilo temporale di messa in servizio dei misuratori 1G (attivi, cessati e preposati - profilo fisico)

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Monofase | 21.343 | 49.734 | 23.253 | 7.665 | 9.188 | 2.967 | 4.133 | 2.464 |
| Trifase | 277 | 2.264 | 1.925 | 1.641 | 2.702 | 793 | 993 | 650 |
| Totale | 21.620 | 51.998 | 25.178 | 9.306 | 11.890 | 3.760 | 5.126 | 3.114 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Totale |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|----------------|
| Monofase | 1.869 | 1.689 | 1.699 | 1.666 | 1.103 | 131 | 6 | 128.910 |
| Trifase | 469 | 490 | 481 | 411 | 443 | 478 | 115 | 14.132 |
| Totale | 2.338 | 2.179 | 2.180 | 2.077 | 1.546 | 609 | 121 | 143.042 |

Di seguito si presenta il profilo temporale di messa in servizio dei misuratori 1G e le consistenze relative ai misuratori di cui è prevista la sostituzione.

Tabella 5 - Profilo temporale di messa in servizio dei misuratori 1G di cui è prevista la sostituzione (dati aggiornati al 12/04/2021)

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Monofase | 20.152 | 46.768 | 21.418 | 6.916 | 8.277 | 2.675 | 3.714 | 2.208 |
| Trifase | 266 | 2.082 | 1.751 | 1.527 | 2.555 | 772 | 965 | 636 |
| Totale | 20.418 | 48.850 | 23.169 | 8.443 | 10.832 | 3.447 | 4.679 | 2.844 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Totale |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|----------------|
| Monofase | 1.749 | 1.651 | 1.660 | 1.647 | 1.090 | 131 | 6 | 120.062 |
| Trifase | 457 | 486 | 478 | 408 | 436 | 477 | 115 | 13.411 |
| Totale | 2.206 | 2.137 | 2.138 | 2.055 | 1.526 | 608 | 121 | 133.473 |

Di seguito si riportano alcune specificità del servizio di misura gestito da Deval, che incidono sui costi del Piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G:

- I. il territorio servito da Deval è caratterizzato dalla prevalenza di Comuni con bassa densità abitativa e in territorio montano;
- II. la viabilità è condizionata dalle caratteristiche orografiche del territorio servito: alcune vallate sono accessibili esclusivamente dal fondo valle, e ciò impatta sulla logistica e sulle tempistiche per le operazioni di installazione dei misuratori;
- III. l'alta incidenza del numero di seconde case (oltre il 35% dei POD serviti sono riferiti a usi domestici non residenti) influisce sul numero atteso di "ripassi" da effettuare per la sostituzione dei contatori con limitata accessibilità.

Qualità e sicurezza

Deval rivolge la massima attenzione al rispetto dell'ambiente naturale, alla salute e sicurezza dei propri lavoratori, alla qualità delle proprie prestazioni.

La Società cura la formazione e la sensibilizzazione del personale sulle tematiche ambientali, di salute e sicurezza sul lavoro e di qualità, tutela la salute dei propri dipendenti, dei propri fornitori e dei terzi, favorisce la partecipazione dei dipendenti al processo di prevenzione dai rischi, di salvaguardia dell'ambiente, adoperandosi per una riduzione degli impatti sull'ambiente naturale derivanti dalle proprie attività.

Per il miglioramento continuo delle proprie attività ha adottato un Sistema di Gestione Integrato aziendale certificato secondo le norme:

ISO 9001:2015 - Sistema di Gestione Qualità

ISO 14001:2015 - Sistema di Gestione Ambientale

ISO 45001:2018 - Sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro

C. Smart metering 1G: funzionalità e performance

L'architettura 1G

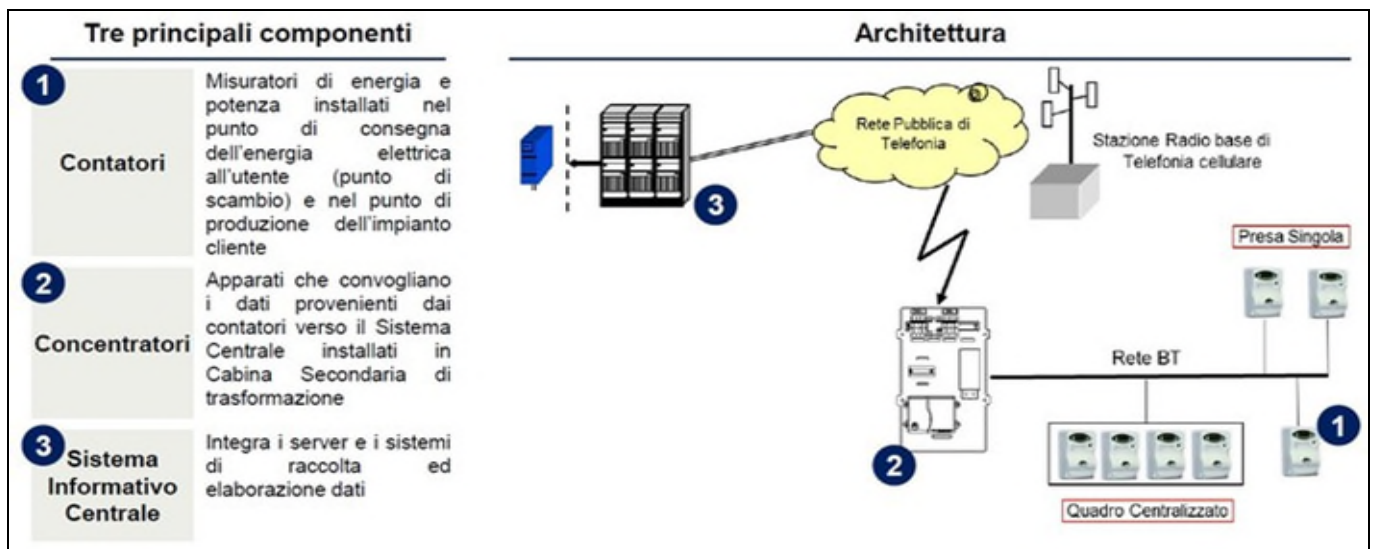
Il sistema di *smart metering* 1G attualmente utilizzato da Deval è costituito da un insieme di dispositivi hardware e software che permette di:

- rilevare i dati di misura degli utenti allacciati alla rete di distribuzione evitando la lettura in loco dei dispositivi da parte del personale incaricato (c.d. telelettura);
- gestire da remoto gli apparati di campo (c.d. telegestione).

Le principali componenti del sistema di *smart metering* 1G sono:

- 1) I **contatori**, o misuratori, (monofase e trifase) che misurano l'energia erogata e la potenza installata nei punti di consegna (punti di scambio).
- 2) I **concentratori** (da cabina e da palo), apparati elettronici installati nelle cabine secondarie di trasformazione, che inviano al sistema centrale i dati di misura e potenza registrati dai contatori. I concentratori sono dotati di *modem* e *antenne*, strumentali alla comunicazione bidirezionale tra concentratore e centro di telegestione.
- 3) Il **sistema informativo centrale**, funzionale alla raccolta e all'elaborazione dei dati di misura, oltre che all'invio di ordini di lavoro agli apparati di campo. Esso è composto da un insieme di componenti di base (*server, database, middleware, sistema operativo, application server, access server, ecc.*) necessari per la creazione dell'ambiente operativo e funzionali all'installazione e funzionamento del software centrale di telegestione.

Figura 1. L'architettura del sistema 1G



Il misuratore elettronico 1G comunica con i Concentratori (detti LVC - *Low Voltage Concentrator*) utilizzando una connessione tramite la linea elettrica in bassa tensione (PLC - *power line communication*). I concentratori, installati in ciascuna cabina MT/BT, comunicano a loro volta con il sistema centrale tramite una rete di telecomunicazioni GSM/GPRS.

Tutti i sistemi di comunicazione sono bidirezionali; il sistema centrale è infatti in grado di:

- ricevere i dati di consumo dai misuratori tramite i concentratori;

- trasmettere dati e impartire comandi al misuratore; quest'ultima funzione è fondamentale per la programmazione del firmware dei misuratori e del software dei concentratori, la modifica delle sequenze di interrogazione dei misuratori da parte dei concentratori, l'acquisizione e la verifica dei dati di allarme e di diagnostica, nonché per ottemperare da remoto a alcune richieste di variazione contrattuale che provengono dall'utenza finale (ad esempio per l'aumento di potenza).

La telegestione riduce notevolmente la necessità di interventi in loco da parte del personale, ma non la elimina del tutto. In alcuni casi, a esempio, potrebbero verificarsi condizioni di rete che non permettono di eseguire le operazioni da remoto nei tempi previsti dalla regolazione. Ricorrendo all'impiego di palmari e tablet collegati al sistema 1G da parte del personale che opera in campo si garantisce la tempestività degli interventi.

Di seguito si presentano le principali funzionalità e caratteristiche delle principali componenti del sistema di *smart metering* 1G

Contatori elettronici 1G

I misuratori elettronici di prima generazione (1G) hanno permesso l'implementazione di diverse funzionalità a vantaggio dell'utenza finale e del sistema elettrico nel suo complesso:

- *I dati di misura.* i misuratori 1G sono in grado di registrare e memorizzare i consumi di energia attiva e reattiva, sia prelevata che immessa in rete, per ogni punto di consegna o di produzione. I registri del contatore sono totalizzatori per fascia (la tariffazione multipla prevede fino a 4 differenti fasce orarie e diverse combinazioni di conteggio a settimana/giornata) e complessivi del periodo corrente e del periodo di fatturazione precedente. Inoltre, i misuratori 1G raccolgono dati riguardanti il picco di potenza attiva in assorbimento nel periodo corrente e il profilo di carico dell'utente attraverso la costruzione delle curve di carico dell'energia attiva con campioni prelevati al quarto d'ora. Queste curve di carico sono conservate su una memoria circolare del misuratore per una durata di 38 giorni. Il misuratore elettronico 1G è in grado di memorizzare la data e la durata di 10 interruzioni per il precedente periodo di fatturazione e la data e la durata di 10 interruzioni per il periodo corrente, con risoluzione di un secondo. Il misuratore 1G non registra invece i cosiddetti "buchi di tensione" ma solamente la variazione di tensione;
- *Display.* I misuratori elettronici 1G sono provvisti di un display recante le principali informazioni sulla fornitura. Sul display possono essere visualizzati messaggi automatici (come i messaggi di allarme) e messaggi attivabili dall'utente attraverso la pressione di un apposito pulsante;
- *L'autodiagnostica.* Il misuratore elettronico 1G può individuare la propria fase elettrica di inserzione e trasmetterla al concentratore, comunicando anche eventuali errori di installazione del contatore. Inoltre, il misuratore 1G è provvisto di un meccanismo di autodiagnosi del corretto funzionamento che comunica al sistema centrale possibili anomalie risolvibili sul campo o da remoto. Eventuali anomalie includono, per esempio, manomissioni al misuratore o consumi non autorizzati.

Le principali caratteristiche funzionali dei contatori sono:

- possibilità di operare su reti con tensione 230/400 V e 127/220 V;
- possibilità di misurare, registrare e trasmettere le curve di carico per fasce o con trattamento monorario, per il mese corrente e per il mese precedente;
- possibilità di operare sia in modalità "stand alone" sia in modalità remota, con possibilità di gestione della riduzione della potenza disponibile;
- capacità 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. I registri del contatore sono totalizzatori per fascia e complessivi del periodo corrente e del periodo di fatturazione precedente; l'immagazzinamento dei dati conserva i valori sul misuratore per un periodo di 38 giorni;

- gestione della qualità del servizio mediante rilevazione e registrazione delle interruzioni di rete e delle variazioni di rete (con registrazione del valore minimo e massimo) in accordo con CEI EN 50160 e con la possibilità di configurare diversi parametri;
- registrazione delle curve di carico per energia attiva e reattiva con frequenza di campionamento configurabile (da 1 a 60, con granularità in minuti pari a sottomultipli di 60);
- possibilità di configurare 3 profili settimanali diversi, con fasce temporali giornaliere di durata minima di 15 minuti e attribuibili a 4 diverse tariffe, per giorni lavorativi, week end e festività programmabili, con 6 periodi stagionali per anno;
- gestione remota della massima potenza prelevabile dal cliente; alcuni impieghi di questo tipo sono quelle per la gestione della morosità (distacchi/riallacci da remoto) o a valle di modifiche contrattuali (aumenti/riduzioni di potenza);
- display LCD che mostra all'utente le informazioni principali della fornitura, i dati di consumo (per esempio, potenza istantanea) e le informazioni di data e ora, selezionabili dall'utente tramite pulsante;
- programmazione remota dei parametri contrattuali e tariffari;
- orologio interno con Daylight Saving Time automatico e sincronizzazione remota via concentratore;
- batteria interna non ricaricabile con vita minima di 15 anni per garantire funzionamento del circuito di clock e di antitamper anche in assenza di alimentazione;
- interruttore magnetotermico (per contatore monofase) oppure sezionatore (per trifase fino a 30 kW) per distacco da remoto o locale; abilitazione remota al riarmo manuale per prevenire eventuali rischi all'utente finale;
- memoria non volatile per la registrazione dei dati di consumo e contrattuali;
- autodiagnostica: il misuratore è in grado di riconoscere la propria fase elettrica di inserzione e comunicarla al concentratore segnalando la presenza di eventuali errori di installazione del misuratore; attraverso alcune "parole di stato", indica al sistema centrale eventuali anomalie che possono essere risolte da remoto o sul campo;
- rilevazione di tentativi di tampering sul contatore o di variazioni non autorizzate di parametri di programmazione;
- optical pulse leds per visualizzazione consumo energia attiva e reattiva;
- possibilità di aggiornamento locale e da remoto del firmware del contatore.

Concentratori 1G

I concentratori sono dispositivi deputati alla raccolta e ritrasmissione dei dati dei contatori, sono installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione MT/BT ("secondarie") e trasmettono dati:

- in onda convogliata PLC con i misuratori sottesi;
- in tecnologia GSM/GPRS con il sistema centrale.

I concentratori svolgono essenzialmente le seguenti attività:

- acquisizione dei dati di misura;
- acquisizione delle curve di carico dei contatori abilitati al trattamento orario;
- acquisizione giornaliera dei dati relativi alla qualità della tensione registrati dai contatori;
- censimento dei contatori sottesi attivi;
- aggiornamento da remoto del proprio software nonché del firmware dei contatori;
- acquisizione di allarmistica locale di cabina;
- acquisizione dei dati di allarme e diagnostici dei contatori (guasto, manomissione, etc.);
- invio dei comandi di telegestione ai contatori sottesi.

Nel caso in cui un concentratore non riesca a raggiungere direttamente un misuratore, a causa di problemi di interferenze e/o di attenuazione di segnale, può richiedere a un altro contatore di agire da ripetitore.

Sistema centrale 1G

Il sistema centrale permette la telelettura dei contatori elettronici; nello specifico esso consente le seguenti attività:

- gestione delle attività di lettura dei contatori di energia elettrica, dalla generazione degli ordini di lettura (manuale e telelettura centralizzata) alla validazione del dato di misura;
- monitoraggio e reportistica delle attività di lettura, telelettura e telegestione dei contatori;
- gestione della messa a disposizione di letture complete, tecnicamente validate e coerenti, alle strutture competenti per la comunicazione alle società di vendita e/o alle parti interessate, nel rispetto delle tempistiche e dei livelli di qualità del dato previsti dalle normative ARERA.

Nel corso della telelettura vengono acquisite tutte le grandezze rilevate dal contatore, da cui vengono estratte le grandezze necessarie ai fini della fatturazione o della messa a disposizione del dato. Tutte le letture acquisite vengono sottoposte a una serie di controlli prima di essere considerate attendibili (processo di validazione) e messe a disposizione per la fatturazione alle Società di Vendita e agli altri soggetti interessati.

Inoltre, il sistema permette di eseguire in maniera centralizzata tutte le operazioni di gestione utenza (telegestione); le richieste di gestione utenza riguardano:

- variazioni di potenza;
- modifica profili tariffari;
- cessazioni;
- subentri;
- disattivazioni per morosità;
- riattivazioni per morosità;
- teleletture consumi Spot Remote Reading (SRR) ovvero l'ordine di lavoro che rende possibili letture estemporanee di contatori elettronici per attività di back office in modo periodico e schedulabile.

Il sistema centrale 1G permette inoltre di gestire e coordinare a livello centralizzato tutte le operazioni che riguardano:

- l'installazione e programmazione dei contatori;
- gli interventi sul campo per malfunzionamenti;
- gli interventi in seguito segnalazioni per tentativi di effrazione;
- gestione degli ordini tecnici per le operazioni sui concentratori;
- l'aggiornamento della rete fisica (rete BT) e di quella logica di cui si avvale il sistema per mappare i misuratori sottostanti a ogni concentratore;
- l'attivazione del legame tra contatori e concentratori ("commissioning");
- l'elaborazione della reportistica riguardante tutte le operazioni effettuate;
- le richieste di lavoro tecniche sui concentratori, quali a esempio attività operative sul concentratore, come pose, inizializzazioni, sostituzioni o rimozioni;
- la gestione dei guasti che prevedono la sostituzione del contatore e la sua inizializzazione.

I vantaggi del sistema 1G

L'adozione del Sistema di Telegestione ha prodotto un notevole miglioramento nella qualità del servizio di misura riguardo a:

- maggiore efficacia nell'attività di misura (misura differenziata per fasce, controllo della qualità del servizio di distribuzione, facoltà di adeguare le tariffe a seconda del consumo);

- diminuzione dei tempi di intervento e dei costi relativi alle operazioni per attivazione e cessazione fornitura, richieste commerciali, variazioni di potenza, voltture e altre modifiche contrattuali;
- aumento della disponibilità dei consumi mensili reali e, di conseguenza, diminuzione stime utilizzate ai fini della misura;
- monitoraggio del corretto funzionamento e dei tentativi di manomissione del parco contatori attraverso il controllo da remoto.

Prestazioni del Misuratore e del Sistema di *Smart metering* 1G

I misuratori elettronici 1G sono stati concepiti allo scopo di eseguire un numero di letture e operazioni da remoto coerente con quanto richiesto dalla regolazione vigente al tempo del *roll-out* massivo e dalle deliberazioni successive relative alla misura (es. Deliberazione ARERA 292/2006). Normalmente, nel corso di un anno, considerando, oltre al processo di fatturazione, anche le misure associate alle modifiche contrattuali (a esempio le voltture) e ad altre esigenze occasionali, il sistema di misura 1G di Deval esegue e gestisce circa 1.600.000 letture da remoto per ogni fascia. A queste si aggiungono circa 16 mila operazioni commerciali (a esempio attivazioni, modifiche della potenza contrattuale, distacchi).

Per quanto concerne le misure di prelievo in bassa tensione la Deliberazione ARERA 568/2019/R/eel (Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione del servizio di Misura dell'Energia elettrica - TIME), definisce le tempistiche entro cui il distributore è tenuto a mettere a disposizione degli utenti del trasporto, i dati di misura dell'energia prelevata.

La percentuale delle misure che vengono rilevate e validate con successo e che non incorrono nel processo di stima è un indicatore significativo della performance della catena di misura.

I dati di performance registrati, relativi al processo end-to-end - ovvero dalla rilevazione del dato di misura e all'invio alle controparti commerciali (venditori, Sistema Informativo Integrato ecc.) - si attestano su valori di successo del 99% medio mensile.

Tabella 6. Performance della catena di misura

| Consumi del mese di | Mese di pubblicazione | % misure reali su misure inviate |
|----------------------------|------------------------------|---|
| Gennaio 2020 | Febbraio 2020 | 98,6% |
| Febbraio 2020 | Marzo 2020 | 99,1% |
| Marzo 2020 | Aprile 2020 | 99,2% |
| Aprile 2020 | Maggio 2020 | 99,0% |
| Maggio 2020 | Giugno 2020 | 99,1% |
| Giugno 2020 | Luglio 2020 | 99,1% |
| Luglio 2020 | Agosto 2020 | 98,8% |
| Agosto 2020 | Settembre 2020 | 98,5% |
| Settembre 2020 | Ottobre 2020 | 98,6% |
| Ottobre 2020 | Novembre 2020 | 98,4% |
| Novembre 2020 | Dicembre 2020 | 99,0% |
| Dicembre 2020 | Gennaio 2021 | 98,9% |
| Gennaio 2021 | Febbraio 2021 | 98,9% |
| Febbraio 2021 | Marzo 2021 | 98,9% |
| Marzo 2021 | Aprile 2021 | 98,8% |

I casi di mancato completamento del processo *end-to-end* derivano:

- nel 50% dei casi a causa di problematiche relative alla rete pubblica di telecomunicazione (utilizzata per la comunicazione fra concentratori e sistema centrale);
- nel restante 50% dei casi a causa di non raggiungibilità dei contatori a causa, per esempio, di disturbi sulla comunicazione PLC o a causa di guasti del contatore.

Le letture mancanti vengono in parte recuperate nei mesi successivi attraverso ulteriori processi di lettura da remoto, mediante la riparazione dei guasti o tramite la lettura in locale da parte di un operatore incaricato da Deval.

Per quanto riguarda la telegestione, il tasso di successo si attesta su valori medi non inferiori al 98,8%. In caso di mancata telegestione, il personale Deval interviene, recandosi in loco, per svolgere gli interventi di gestione utenza.

D. Smart metering 1G: analisi delle criticità emerse

La transizione dai misuratori elettromeccanici a un sistema di telegestione con misuratori elettronici 1G ha prodotto notevoli benefici per gli utenti finali di energia elettrica. Tuttavia, a fronte di questi consistenti vantaggi, negli anni si sono resi evidenti alcuni punti di attenzione o di possibile miglioramento relativamente alle tematiche descritte di seguito.

Capacità nella acquisizione ed elaborazione di un volume consistente di dati

Il sistema di *smart metering* 1G di Deval è stato progettato per soddisfare i requisiti funzionali richiesti dalla regolazione vigente all'epoca della sua prima installazione. Tali requisiti erano limitati alla raccolta delle letture da remoto, tipicamente una volta al mese, e all'esecuzione da remoto delle attività di gestione utenza (attivazioni, disattivazioni, sospensioni per morosità, volture, etc.).

Di conseguenza, l'attuale infrastruttura non è in grado di gestire la mole di dati corrispondente al trattamento quartorario di tutta l'utenza domestica, come richiesto dalla Deliberazione ARERA 87/2016/R/EEL.

Peraltro, il sistema 1G prevede un unico canale per la comunicazione tra concentratori e sistema centrale attraverso una rete di telecomunicazione GSM/GPRS che, oltre a essere destinata alla dismissione in un futuro prossimo, non supporterebbe la trasmissione di un quantitativo di dati superiore all'attuale.

Inoltre, il sistema centrale, pur disponendo di una soluzione tecnologica che all'epoca dell'avvio del progetto 1G era all'avanguardia, è stato sviluppato su una tecnologia e una infrastruttura che non consente, a oggi, la necessaria scalabilità per gestire i volumi richiesti dai nuovi requisiti.

Infine, nel corso degli ultimi anni è stato registrato un peggioramento delle prestazioni dei concentratori installati nelle cabine secondarie. Tale decadimento prestazionale è correlato all'anzianità di alcune componenti elettroniche del concentratore.

Le criticità sopra descritte limitano inoltre la possibilità di riprogrammare i misuratori in maniera massiva.

Canale di comunicazione di backup alla PLC tra i misuratori e i sistemi centrali del distributore lungo la cosiddetta "chain 1"

In caso di disturbi o di malfunzionamenti del segnale sul canale PLC (*Power Line Communication*), l'attuale architettura 1G non dispone di un canale alternativo per la normale esecuzione dei processi di telegestione. Questo aspetto, se da un lato ha orientato il distributore verso una conoscenza topologica e una caratterizzazione molto avanzate della propria rete BT, non ha consentito un ulteriore miglioramento del tasso di successo delle attività di telegestione. Su questo tema è opportuno evidenziare che in circa metà dei casi le attività di telegestione sono state rese impossibili dalla scarsa copertura o dalla non disponibilità del canale di comunicazione GSM. Dal momento che con il nuovo sistema 2G saranno adottate soluzioni più avanzate come lo *Universal Mobile Telecommunications System* (UMTS) e il *Long Term Evolution* (LTE), si stima che il livello di copertura e di disponibilità sarà superiore rispetto a quello offerto dalla comunicazione GSM.

Canale di comunicazione alternativo alla PLC nella "chain 1" mediante il quale trasmettere segnalazioni spontanee del misuratore in "tempo reale" al sistema centrale

Il canale di comunicazione PLC attualmente in uso è basato su un protocollo *master-slave* e, di conseguenza, permette la raccolta di eventi dai misuratori solo a seguito di un processo di "interrogazione" effettuato dal concentratore (cosiddetto *polling*). Tale processo viene effettuato in maniera sequenziale su ogni misuratore e il tempo di esecuzione necessario è direttamente proporzionale alla quantità di misuratori. L'intero processo può necessitare di diverse decine di minuti e può essere temporaneamente sospeso qualora vi sia la necessità di effettuare, per esempio, attività di gestione utenza, con un conseguente ulteriore allungamento dei tempi di esecuzione. In aggiunta, in caso di disalimentazione a causa di un guasto sulla linea elettrica BT il canale PLC risulta non disponibile, e di conseguenza il solo canale PLC non permette l'invio di segnalazioni spontanee di interruzione del servizio (cosiddetto "*last gasp*").

Canale dedicato (cosiddetta "chain 2") per l'invio delle informazioni del contatore all'eventuale dispositivo di energy management installato lato utente

Quando verso la fine degli anni Novanta è stata pianificata l'architettura del contatore di prima generazione e del sistema di telegestione, non era ancora presente l'esigenza di assicurare ai clienti finali la disponibilità dei dati di misura in locale. Per questo motivo a oggi un canale dedicato alla comunicazione lato cliente è del tutto assente. Nemmeno le funzionalità previste dalla Deliberazione ARERA 292/2006 sull'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione richiedevano la presenza di un canale separato. Di conseguenza il sistema 1G risulta essere dotato di un unico canale PLC in Banda A che è adoperato dalla Telegestione. Questo canale dovrebbe essere reso disponibile anche per la comunicazione con possibili dispositivi IHD ("In-Home-Device") nella disponibilità del cliente che possono comunicare con il contatore raccogliendo dati in tempo quasi reale. Tuttavia, allo scopo di scongiurare possibili conflitti con la trasmissione dati usata per la telegestione e problemi di sicurezza, l'invio delle informazioni dal contatore al dispositivo IHD è gestita dal concentratore, secondo un protocollo *master-slave*. Questo pone limiti non solo alla frequenza con la quale è possibile trasmettere informazioni al dispositivo IHD, ma anche alla quantità di informazioni trasmesse. Inoltre, la frequenza di trasmissione dati è influenzata dalla quantità di dispositivi utente installati nell'ambito di una stessa cabina secondaria e dall'utilizzo del canale PLC da parte di attività di telegestione.

E. Impatti positivi attesi dalla tempestiva messa in servizio di un sistema di *smart metering* 2G

L'introduzione del sistema di *smart metering* 2G permetterà di superare le criticità riscontrate con il sistema 1G e apporterà significativi benefici sia per i consumatori finali che per il distributore e il sistema elettrico nel suo complesso.

Di seguito si descrivono i principali impatti positivi attesi dalla messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G.

Impatti positivi sugli utenti

- *Benefici associati al grado di consapevolezza dei consumatori riguardo i propri consumi*

Il sistema 2G consentirà di mettere a disposizione degli utenti finali maggiori e più dettagliate informazioni in relazione ai propri consumi di energia e alle proprie condizioni contrattuali.

Ad oggi, per la maggior parte dell'utenza domestica, i dati di consumo sono rilevati e pubblicati con cadenza mensile e aggregati per fasce⁴.

Il misuratore 2G permetterà la rilevazione giornaliera dei dati di consumo per tutti gli utenti. Ogni giorno saranno quindi disponibili le letture quartorarie dei consumi relativi al giorno precedente, permettendo al consumatore finale di accedere a informazioni molto più dettagliate rispetto a quanto accade oggi.

La disponibilità dei dati di consumo permetterà all'utenza finale di migliorare la consapevolezza riguardo i propri consumi e, quindi, di modificare le abitudini di consumo ai fini del risparmio energetico e dell'abbattimento degli inquinanti.

Le informazioni e i consumi relativi alle proprie forniture di energia elettrica possono essere consultate dall'utenza finale sul **Portale Consumi**⁵ e scaricati in qualsiasi momento nei formati elettronici più comuni. L'accesso al Portale garantisce la visualizzazione dei consumi e di un report con tutte le misure pervenute al Sistema Informativo Integrato nei 12 mesi precedenti.

Inoltre, la c.d. **chain 2** permetterà al cliente finale - o a un soggetto da questo delegato - di accedere ai dati di consumo in tempo reale. La chain 2 rappresenta un "canale complementare" che consente di comunicare consumi in tempo reale a dispositivi gestiti dall'utente, abilitando lo sviluppo di servizi post-contatore⁶.

Questa funzionalità permetterà lo sviluppo di servizi di *energy management* e, quindi, la possibilità di una gestione ottimizzata dei consumi attraverso l'utilizzo di dispositivi di domotica per il monitoraggio del consumo al fine del raggiungimento di una riduzione dei costi. Si pensi, a esempio, alla possibilità di installare device in grado di intervenire sul comportamento delle apparecchiature elettriche modificando in tempo reale il consumo al raggiungimento di un livello di potenza predeterminato o al passaggio da una fascia oraria (e quindi da un prezzo dell'energia) a un'altra.

- *Riduzione delle problematiche connesse alla fatturazione e velocizzazione dei processi commerciali*

La diffusione dei sistemi di *smart metering* 2G limita le problematiche connesse alla fatturazione. L'introduzione del 2G permette infatti di ridurre al minimo l'utilizzo di valori stimati e relativi conguagli. Tale beneficio avrà un impatto positivo anche sulla percezione che i consumatori finali hanno nei confronti del sistema elettrico: aumenterà notevolmente la comprensibilità della bolletta elettrica, permettendo al consumatore di collegare meglio i propri comportamenti quotidiani al consumo di energia elettrica.

⁴ La misura con dettaglio orario è invece prevista solo per punti di prelievo e immissione con potenza superiore ai 55 kW.

⁵ Il Portale Consumi è il sito istituzionale tramite il quale i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, compresi i propri dati di consumo storici e le principali informazioni tecniche e contrattuali in modalità gratuita. È realizzato e gestito da Acquirente Unico, sulla base delle disposizioni di ARERA, in attuazione della legge di Bilancio 2018 (legge n. 205 del 27 dicembre 2017).

⁶ Si veda paragrafo D per una descrizione completa del funzionamento della chain 2.

La disponibilità di dati di consumo giornalieri consentirà inoltre subentri, volture, cambi fornitore e variazioni contrattuali anche nel corso del mese, velocizzando i processi commerciali e aumentandone il controllo da parte del consumatore finale.

- Possibilità di accedere a offerte innovative e maggiormente rispondenti alle esigenze del consumatore

Il sistema 2G consentirà ai venditori di sviluppare offerte orarie caratterizzate da varianza di prezzo tra le diverse ore del giorno e i diversi giorni della settimana, nonché offerte a tempo, o stagionali. Ciò permetterà una maggior adesione dell'offerta alle necessità dei consumatori finali, oltre a contribuire a un ulteriore sviluppo del mercato in termini di concorrenza e, quindi, a un auspicabile riduzione dei prezzi a vantaggio dei consumatori.

I venditori potranno sviluppare offerte commerciali innovative e servizi di *customer service* più puntuali e precisi. La maggior frequenza e il maggior dettaglio delle informazioni di consumo permetteranno infatti ai venditori di energia elettrica di "personalizzare" offerte e servizi proposti.

- Tempestività nella rilevazione dei guasti

La diffusione dei sistemi di *smart metering* 2G consentirà, con tempi più rapidi rispetto a quanto ora possibile, l'individuazione di malfunzionamenti di reti locali e misuratori da parte dei distributori. Ciò ridurrà le tempistiche di intervento e quindi i disagi derivanti dall'eventuale disalimentazione per l'utenza finale.

Maggiori informazioni sulle interruzioni permettono inoltre di migliorare la pianificazione degli interventi sulla rete, contribuendo alla riduzione dei costi gestionali delle interruzioni e, in generale, alla sicurezza di rete.

Impatti positivi sul distributore e sul sistema elettrico

- Impatti su pianificazione ed esercizio del servizio di distribuzione

La disponibilità dei dati relativi alle curve di carico quartorarie di tutte le utenze di bassa tensione permetterà di osservare e monitorare i flussi di energia in maniera puntuale. Tali dati, aggregati ed elaborati, abiliteranno il distributore a una maggiore conoscenza dei flussi di assorbimento. Il bilancio energetico di cabina, a esempio, permetterà di effettuare il confronto tra le curve di prelievo dalla rete e quelle di immissione, evidenziando così perdite di rete eccessive o situazioni di frode e abilitando a una migliore pianificazione degli interventi di manutenzione.

Le caratteristiche del *meter* 2G renderanno maggiormente efficiente l'esercizio della rete, riducendo o rendendo più agevoli e rapide alcune attività oggi svolte manualmente da personale tecnico operativo: ci si riferisce, a esempio, all'incremento dei tassi di successo delle operazioni di telegestione e telelettura, alla localizzazione più precisa dei guasti e alla registrazione delle interruzioni BT.

- Impatti sul servizio di misura, anche in relazione alla riduzione del tasso di guasto e alla possibilità di manomissioni

La crescente diffusione dei misuratori di seconda generazione porterà benefici in termini di aumento delle performance e innalzamento del livello prestazionale del sistema di *metering* nel suo complesso.

In particolare, due fattori saranno abilitanti all'evidente miglioramento delle performance sulla funzione principale del misuratore:

- lo sviluppo di nuove tecnologie di comunicazione a onde convogliate, che risultano più performanti rispetto alla precedente tecnologia;
- l'aggiunta del canale di *back-up* che garantisce la raggiungibilità in caso di indisponibilità del canale principale. Entrambi i canali consentiranno di aumentare considerevolmente il numero di contatori raggiungibili, migliorando le performance di telelettura e telegestione.

I misuratori 2G saranno inoltre dotati di dispositivi anti-manomissione che permetteranno di limitare notevolmente i fenomeni di frode. I dispositivi che verranno installati saranno infatti

dotati di soluzioni "anti-tamper" di tipo meccanico con sigillature della custodia che renderanno immediatamente evidenti tentativi di manomissione. Inoltre, il misuratore installato segnalerà al centro gestione ogni tentativo di manomissione dell'apparato di misura. Tutte le comunicazioni fra dispositivi (misuratore, concentratore, centro gestione) saranno cifrate con chiavi univoche per ogni dispositivo in modo da assicurare confidenzialità, integrità e autenticità delle comunicazioni.

- Ridotto rischio credito per i venditori

La possibilità di accorciare il periodo che intercorre fra il momento del consumo e l'emissione della fattura permetterà ai venditori di attivare con maggiore celerità le procedure di messa in mora in caso di mancato incasso. Il maggior controllo su consumi e pagamenti dei propri clienti permetterà inoltre di intervenire in tempi rapidi, avvisando immediatamente il cliente finale del mancato pagamento. La riduzione dell'esposizione creditizia a cui sono soggetti i venditori potrà avere un impatto positivo sul livello dei prezzi in bolletta, a vantaggio dell'utenza finale.

- Puntuale allocazione delle partite fisiche ed economiche agli operatori di mercato

Il dato di misura orario, validato quotidianamente, permetterà al sistema di superare la logica del "load profiling". A oggi, agli utenti finali dotati di misuratori in grado di rilevare esclusivamente l'energia elettrica complessivamente prelevata per fasce (e quindi non su base oraria), vengono attribuiti dei profili di prelievo convenzionali (load profiling).

L'allocazione delle partite fisiche ed economiche agli operatori di mercato - che si approvvigionano di energia per conto dei clienti finali - avviene quindi sulla base di dati di consumo attribuiti convenzionalmente su base oraria. Il *metering* 2G permetterà invece di allocare puntualmente i dati di consumo orari di tutti gli utenti elettrici.

La possibilità di disporre di dati validati a cadenza giornaliera per tutti i punti di prelievo e di ridurre i tempi necessari per il cambio fornitore, permetterà quindi al sistema di eliminare le incertezze sull'attribuzione dei volumi prelevati e quindi di evitare i c.d. "conguagli *load profiling*".

F. Numero di misuratori 2G di cui è prevista la messa in servizio per l'orizzonte del PMS2

Il piano di installazione degli apparati 2G di Deval è sviluppato su un orizzonte temporale di 15 anni (2022-2036) e suddiviso in due fasi:

- **Fase massiva (2022-2026)**, durante la quale è prevista la sostituzione della quasi totalità dei misuratori 1G attualmente in campo con *smart meter* di seconda generazione. Questa fase è prevista durare circa 4 anni, iniziando nel IV trimestre 2022 e terminando nel corso del 2026.
- **Fase gestione utenza (2027-2036)**, durante la quale verranno svolti tutti gli interventi conseguenti la normale gestione delle richieste commerciali e le sostituzioni per guasto di apparati 2G già in campo.

La tabella seguente illustra il numero di misuratori di cui è prevista l'installazione nel corso dell'orizzonte temporale del piano, comprendendo le eventuali sostituzioni per guasti di misuratori 2G.

Tabella 7 - Numero di misuratori 2G di cui è prevista l'installazione

| | 2020 - 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Monofase | 2.142 | 1.537 | 29.108 | 65.777 | 27.116 | 3.247 | 1.400 | 1.300 | 1.303 |
| Trifase | 748 | 709 | 3.324 | 6.967 | 3.084 | 556 | 404 | 404 | 404 |
| Totale | 2.890 | 2.246 | 32.433 | 72.744 | 30.200 | 3.803 | 1.804 | 1.704 | 1.707 |

| | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | Totale |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Monofase | 1.306 | 1.309 | 1.311 | 1.314 | 1.317 | 1.320 | 1.323 | 142.128 |
| Trifase | 404 | 404 | 404 | 404 | 404 | 404 | 404 | 19.427 |
| Totale | 1.709 | 1.712 | 1.715 | 1.718 | 1.721 | 1.723 | 1.726 | 161.555 |

Si precisa che dei 161.555 misuratori 2G previsti a piano, 2.890 sono stati installati a partire dal 2020, a causa indisponibilità dei contatori 1G.

G. Stock di misuratori 2G nell'orizzonte temporale del PMS2

La tabella seguente illustra il numero di misuratori 2G in servizio alla fine di ciascun anno di piano. Si precisa che i dati esposti includono 2.890 misuratori 2G installati in sostituzione di 1G negli anni precedenti l'avvio del piano.

Tabella 8 - Stock di misuratori 2G di prima messa in servizio (sostituzione 1G con 2G e nuove connessioni 2G) al 31.12 di ciascun anno del piano

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---------------|--------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Monofase | 4.054 | 32.870 | 97.736 | 123.742 | 126.021 | 126.768 | 127.516 | 128.263 |
| Trifase | 947 | 4.211 | 10.997 | 13.858 | 14.190 | 14.370 | 14.550 | 14.730 |
| Totale | 5.001 | 37.081 | 108.733 | 137.600 | 140.211 | 141.138 | 142.066 | 142.993 |

| | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Monofase | 129.010 | 129.758 | 130.505 | 131.253 | 132.000 | 132.748 | 133.495 |
| Trifase | 14.911 | 15.091 | 15.271 | 15.451 | 15.631 | 15.811 | 15.991 |
| Totale | 143.921 | 144.848 | 145.776 | 146.703 | 147.631 | 148.558 | 149.486 |

H. Definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva

Il piano di installazione di Deval prevede due modalità di installazione dei misuratori 2G: installazione in "posa massiva" e installazione in "posa singola".

La "**posa massiva**" verrà effettuata da imprese appaltatrici appositamente selezionate da Deval tramite procedure concorsuali. Tali procedure garantiranno, oltre all'economicità del servizio, la selezione degli operatori più qualificati dal punto di vista tecnico. Il personale delle imprese appaltatrici, coordinato da Deval, provvederà alla sostituzione massiva dei misuratori procedendo per aree territoriali contigue, in modo che la sostituzione avvenga in maniera capillare, efficiente e in tempi ridotti.

Prima dell'avvio delle operazioni di sostituzione massiva, Deval provvederà ad avvisare l'utenza finale interessata tramite un'apposita comunicazione recapitata via posta e con cartellonistica affissa nel territorio di riferimento (si veda paragrafo L. per maggiori dettagli).

Si prevede di sostituire in modalità massiva il 81% dei gruppi di misura.

Il PMS2 prevede la "**posa puntuale**" per tutti i contatori che rientrano in una delle seguenti categorie:

- i contatori relativi a utenze non interrompibili;
- i contatori con potenza $\geq 35\text{kW}$;
- i contatori afferenti forniture di produttori BT;
- i misuratori posati presso i nuovi punti di prelievo (compresi i nuovi punti previsti per le colonnine di ricarica per auto elettriche);
- le sostituzioni in seguito a richieste commerciali da parte dell'utenza finale;
- contatori sostituiti causa guasto o frode;

In tutti questi casi la sostituzione del misuratore verrà svolta direttamente da personale Deval. La modalità di installazione puntuale avviene su appuntamento, concordando data e fascia oraria.

L'ultima modalità di installazione in "**posa puntuale**" è rappresentata dai ripassi su contatori non accessibili in assenza dell'utente. In questo caso, dopo valutazione di Deval e successiva riassegnazione, l'operazione sarà in carico alle imprese appaltatrici che prenderanno un appuntamento con l'utente, concordando data e fascia oraria.

Tutte le sostituzioni saranno organizzate, dal punto di vista della comunicazione, come previsto dalla Deliberazione ARERA 105/2021/R/eel. In aggiunta a quanto previsto nella fase di cantierizzazione della massiva saranno disponibili i dati raccolti in fase di censimento delle colonne montanti (attualmente in corso) relative a riferimenti degli amministratori di condominio per ciascun condominio (al netto dei possibili cambi che potrebbero intervenire tra il censimento e le operazioni di sostituzione CE) che agevoleranno le attività di preavviso e controlli antifrode sul personale incaricato.

Le utenze che, per motivi diversi, sono sensibili alle interruzioni di fornitura quali le forniture con potenza maggiore di 35 kW (ad esempio attività turistiche e commerciali, siti produttivi) o le utenze non interrompibili a causa della presenza di macchinari elettromedicali, saranno contattate individualmente da parte di Deval per fissare l'appuntamento per la sostituzione e minimizzare i disagi. L'attività di sostituzione per queste forniture sarà condotta da personale Deval.

Un tema caratteristico della Regione Autonoma Valle d'Aosta è la considerevole presenza di seconde case, la cui proprietà è riconducibile a persone non residenti nella Regione, e utilizzate per periodi limitati nell'anno. Per agevolare la sostituzione dei misuratori in fase massiva sarà avviata una campagna specifica di comunicazione (descritta nel dettaglio al successivo paragrafo L) che permetterà di raggiungere anche i non residenti nella Regione Autonoma Valle d'Aosta.

Di seguito si presentano i principali elementi considerati ai fini dell'elaborazione del piano di sostituzione massiva:

- **Cronoprogramma di installazione della campagna di installazione massiva di misuratori 1G**

Per i misuratori c.d. MID⁷, la verifica periodica di accuratezza dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione deve avvenire al massimo ogni 15 anni (c.d. scadenza metrologica). Poiché tale verifica è molto costosa, di fatto rende conveniente effettuare la sostituzione dei contatori. Il parco contatori di Deval conta circa 56.744 misuratori MID (il 42% del totale).

I misuratori elettronici 1G MID vanno quindi sostituiti entro 15 anni dalla data di produzione del dispositivo.

Al fine di minimizzare le sostituzioni in posa singola dovute alla scadenza metrologica, il piano di installazione massivo tiene conto della sequenza temporale di installazione adottata durante la campagna massiva dei misuratori 1G attualmente in campo.

I circa 300 casi residuali previsti di sostituzione per scadenza metrologica (la sostituzione verrà anticipata rispetto al momento in cui è prevista la posa massiva in quell'area) saranno gestiti in modalità "posa singola".

- **Adeguamento del parco concentratori**

La sostituzione dei concentratori 1G con 2G retrocompatibili (che consentono cioè la comunicazione sia con contatore 1G che 2G) avverrà in anticipo rispetto al programma di sostituzione massiva dei misuratori di ogni comune. Ciò al fine di attivare il funzionamento dei misuratori in 2G appena raggiunta una percentuale congrua di misuratori sostituiti per ciascuna cabina di trasformazione.

- **Contiguità dei comuni interessati dal piano**

Nell'organizzazione dell'avanzamento lavori di sostituzione massiva si è cercato, per quanto possibile, di garantire la contiguità territoriale, al fine di minimizzare i tempi e i costi della logistica. Viste le caratteristiche specifiche del territorio della Regione Autonoma Valle d'Aosta, oltre alla contiguità territoriale in senso stretto, si è tenuto conto anche della viabilità (in alcuni casi, Comuni confinanti territorialmente non sono collegati direttamente da una strada. In questi casi, per passare da un Comune a un altro vi è la necessità di scendere a fondo valle per poi risalire da un'altra strada).

L'avvio dell'attività di sostituzione massiva, previsto per l'ultimo bimestre del 2022, avverrà, analogamente alle sostituzioni dei misuratori elettromeccanici con i modelli 1G, nei comuni di Aosta, Courmayeur e Valtournenche (che corrispondono ai comuni con il maggior numero di forniture attive). Nei comuni a maggiore vocazione turistica si cercherà di far coincidere il periodo di maggior afflusso turistico alle attività di sostituzione massiva al fine di minimizzare l'impatto delle seconde case sull'attività complessiva. Il completamento dei primi tre comuni, previsto nei primi mesi del 2023, segnerà un avanzamento dell'attività pari a circa il 29% del totale delle utenze servite da Deval.

Deval dedicherà particolare attenzione al rispetto delle tempistiche di sostituzione previste a piano. Un gruppo di lavoro composto da personale Deval specializzato sarà dedicato al coordinamento delle diverse squadre di installatori in campo e al monitoraggio delle attività. Il rispetto delle tempistiche e dei volumi previsti dal piano di installazione raffigura infatti un obiettivo fondamentale per Deval. Nell'elaborazione del piano sono state tenute in considerazione le principali circostanze esterne che potrebbero influire sul conseguimento dei target annui di installazione. Per ognuna di esse sono state previste misure di mitigazione al fine di prevenire e/o limitarne gli effetti sul piano di installazione (si veda paragrafo J. per maggiori dettagli).

⁷ Ovvero i misuratori soggetti assemblati in seguito all'entrata in vigore della disciplina MID. Si veda anche paragrafo A. a proposito degli obblighi di verifica metrologica.

I. La tecnologia del sistema 2G

Il contatore intelligente 1G ha rappresentato una delle più grandi innovazioni infrastrutturali del Paese. Con le sue funzionalità innovative il contatore elettronico ha migliorato in termini di semplicità, trasparenza e rapidità il rapporto contrattuale dell'utente con il proprio distributore di energia elettrica. Esso ha rappresentato il primo passo in avanti verso una rete elettrica intelligente in cui consumatori e produttori possono usufruire di servizi avanzati per migliorare l'efficienza energetica e la salvaguardia ambientale.

Nonostante la grande innovazione con la prima generazione del contatore elettronico, l'evoluzione verso una rete elettrica sempre più intelligente ha richiesto un ulteriore passo in avanti per permettere di gestire nuove funzionalità capaci di introdurre benefici ulteriori per tutti i soggetti del mercato elettrico: utenti, distributori di energia, operatori di mercato e ambiente.

Sulla base dell'esperienza acquisita negli anni e prendendo in considerazione l'evoluzione del mercato, nonché quella tecnologica, la seconda generazione del contatore elettronico consentirà un vero e proprio salto nel futuro grazie alle nuove funzionalità.

Caratteristiche funzionali a supporto dell'utente

Il nuovo contatore elettronico è stato progettato in conformità alla direttiva europea MID (recepita in Italia con il D.Lgs. 84/2016) e alla deliberazione 87/2016/R/eel di ARERA e garantisce una disponibilità sempre più ampia di informazioni e servizi, nei confronti dell'utente finale, sulla base degli ultimi standard di mercato.

Grazie all'utilizzo di tecnologie di ultima generazione, il nuovo contatore può supportare funzionalità a valore aggiunto, rispetto alla prima generazione, che consentiranno al cliente finale di essere sempre più consapevole dei propri consumi, dello stato di funzionamento della rete, delle informazioni contrattuali e commerciali dandogli quindi la possibilità di diventare protagonista attivo dello scenario energetico.

Il nuovo contatore (oltre a garantire una completa retrocompatibilità con i sistemi 1G) supporta un canale di comunicazione Power Line dedicato verso la casa del cliente (PLC-C). Ciò consentirà lo sviluppo e la diffusione di dispositivi commerciali dedicati ai servizi di energy management e home automation che favoriranno una gestione sempre più razionale dei carichi domestici e degli impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Il cliente avrà inoltre a disposizione una profondità temporale sempre maggiore dei propri dati di consumo presenti sul contatore, grazie a una capacità di memoria maggiorata (i dati memorizzati arriveranno fino agli ultimi sei periodi di fatturazione). Oltre a questo sarà disponibile un'ampia varietà di informazioni, non supportata dai contatori di prima generazione (per esempio, dati relativi al venditore per ognuno dei periodi di fatturazione, picchi di potenza istantanea e mediata nel quarto d'ora, motivazione di intervento del limitatore della potenza e altro ancora), che offriranno al cliente finale la possibilità di comprendere le proprie abitudini di consumo e di interagire sempre di più con gli altri operatori di mercato.

Allo stesso tempo i produttori potranno avere una maggiore consapevolezza dell'efficienza di funzionamento del proprio impianto favorendo così una integrazione sempre maggiore degli impianti di microgenerazione.

Grazie alla maggiore flessibilità di programmazione che supporta il contatore, il cliente potrà richiedere (d'accordo con il venditore) strutture tariffarie "personalizzate" sulla base delle proprie abitudini di consumo. Allo stesso tempo le nuove funzionalità consentiranno anche lo sviluppo di servizi di Active Demand a favore del cliente stesso.

Per mezzo delle sue elevate capacità computazionali, il nuovo contatore elettronico, oltre a implementare tutte le funzionalità previste nell'allegato A della Deliberazione ARERA 87/2016, supporterà, in combinazione con il concentratore di cabina secondaria e il nuovo sistema centrale, la raggiungibilità dei tassi di performance per servizi di telegestione previste da ARERA nell'allegato B della stessa delibera. Questo permetterà al cliente di beneficiare di dati di fatturazione ancor meno "stimati", anche rispetto alle buone performance odierne, e tempi di attesa per modifiche contrattuali sempre più brevi.

Caratteristiche funzionali a supporto del distributore

Il nuovo contatore è stato progettato per essere un vero e proprio sensore di rete in grado di misurare tutti i parametri elettrici nel punto di installazione. La sua implementazione introduce la possibilità di una integrazione futura con i sistemi di telecontrollo, con eventuale contributo alla riduzione dei tempi di ripristino della fornitura. Allo stesso tempo una gestione evoluta dei parametri di qualità del servizio potrà consentire un attento monitoraggio per ogni singolo utente.

Il distributore di energia elettrica potrà installare il nuovo contatore in qualsiasi punto della rete per esigenze proprie di monitoraggio e non solo in associazione a un utente. In questo modo si potranno misurare e analizzare da remoto (senza interventi di personale in loco) le perdite tecniche di rete nonché gestire delle metodologie evolute di rilevazione delle frodi; il tutto in un'ottica di funzionamento sempre più smart della rete di distribuzione. Il vantaggio che avrà il distributore sarà quello di avere due apparati in uno: un contatore intelligente ai fini della fatturazione e un sensore di rete per il monitoraggio della rete stessa in grado di inviare informazioni sempre più precise e dettagliate.

Dal punto di vista della sicurezza contro le frodi il distributore potrà contare su uno strumento nettamente irrobustito rispetto alla prima generazione, che sarà in grado di rilevare, mediante l'utilizzo della più moderna sensoristica, la rilevazione dei tentativi di manomissione più evoluti avendo conseguenti benefici dal punto di vista del recupero di energia. Inoltre, tramite la possibilità di memorizzare eventi, si avrà un monitoraggio di tutti i principali accadimenti (per esempio, attivazioni di allarmi, aggiornamento software e molto altro ancora). Ciò consentirà la ricostruzione nel tempo, con informazioni di dettaglio, dello storico degli avvenimenti nel punto di installazione (sia sulla rete sia sullo strumento).

Oltre alla possibilità di utilizzare il contatore come un sensore di rete, il nuovo apparato è in grado di garantire una gestione evoluta dal punto di vista logistico per ottimizzare il lavoro del distributore. Mediante l'utilizzo di un'interfaccia Near Field Communication (NFC) il distributore potrà gestire in modo completamente automatico l'intero ciclo di vita dell'apparato avendo informazioni puntuali che permetteranno di tracciare tutte le fasi fino alla installazione presso il cliente finale.

Una volta installato in campo l'apparato può garantire una maggiore flessibilità di programmazione e raccolta dati avendo come obiettivo ultimo quello di rendere efficiente l'esercibilità dell'intero sistema e superare così i vincoli presenti con la prima generazione.

Caratteristiche funzionali a supporto degli operatori di mercato

Gli operatori di mercato, sfruttando tutti i dati che è in grado di gestire e fornire al sistema il nuovo contatore, potranno offrire un elevato numero di servizi a valore aggiunto sia in termini di profilazione degli utenti sia di offerte commerciali.

Grazie alla possibilità di raccogliere e aggregare grandi quantità di dati (Big Data Analytics) e all'evoluta gestione dei profili tariffari settimanali/annuali, il venditore potrà studiare offerte personalizzate per cluster specifici di clienti che saranno ritagliate sulle diverse abitudini di consumo. L'acquisizione continua delle curve di carico abiliterà la possibilità di fare offerte di mercato con prezzi dinamici dell'energia, allo stesso tempo la disponibilità dei picchi di potenza massima (istantanei e mediati nei 15 minuti) potrà favorire la nascita di offerte, verso il cliente finale, basate sulla potenza realmente assorbita e non contrattuale. Gli scenari supportati dal nuovo contatore sono pertanto molteplici.

Grazie alle migliori prestazioni del sistema, sarà possibile programmare il contatore in maniera sempre più rapida e affidabile. In questo modo, avvalendosi del supporto del distributore, gli operatori di mercato potranno soddisfare in maniera sempre più puntuale le esigenze dei clienti, anche in termini di disponibilità di informazioni, e offrire servizi sempre diversi. Il nuovo contatore favorirà pertanto la libera concorrenza tra gli operatori di mercato consentendo una completa apertura dello stesso.

Schema delle funzionalità supportate dal contatore 2G

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche e le funzionalità del nuovo contatore elettronico. Tutte le funzionalità già implementate dai contatori di prima generazione sono da considerarsi sintetizzate nei primi due punti (retro-compatibilità con tutti i sistemi e dispositivi).

Il contatore 2G:

- Garantisce la retrocompatibilità al 100% con tutti i sistemi e dispositivi esterni di prima generazione.
- È dotato di Modem PLC Multi-Modulazione operante in banda A che garantisce la retrocompatibilità con i sistemi di telegestione più diffusi in Italia.
- È dotato di Modem PLC operante in banda C per l'implementazione di un protocollo che consenta l'interfacciamento del contatore con eventuali dispositivi di proprietà dell'utente.
- È dotato di Modem RF utilizzato come canale di back-up al canale PLC utilizzato per la comunicazione con il concentratore.
- È dotato di NFC utilizzabile per fini di tracciatura del prodotto e scopi di logistica.
- È progettato in conformità alla norma tecnica CEI EN 62052-31 che prevede nuove prove in termini di safety per gli apparati di misura di energia elettrica.
- Supporta la programmazione di una struttura settimanale, in cui, per ogni giorno della settimana è possibile definire fino a 10 intervalli temporali cui è possibile associare una delle 6 tariffe disponibili. Inoltre è possibile definire una struttura giornaliera dedicata per i giorni considerati "festivi".
- Gestisce i registri di energia attiva e reattiva capacitiva e induttiva sia importata sia esportata (totale e per singola fascia tariffaria) per il periodo corrente e per i sei periodi di freezing precedenti. Gli stessi dati sono disponibili anche per il solo giorno corrente e per quello precedente.
- È in grado di registrare il valore massimo della potenza attiva quattoraria prelevata e immessa per sei periodi di freezing (totale e per fascia).
- È in grado di registrare il picco di potenza massima giornaliera (in prelievo e in immissione) e conservare lo storico di tale dato per gli ultimi 38 giorni.
- È in grado di registrare e rendere visualizzabili a display le curve di carico relative a tutte e sei le componenti di energia con intervalli di campionamento programmabili (orari, quattorari)
- È dotato di un display con struttura ad albero che consente la visualizzazione di numerose informazioni anagrafiche. In particolare si potranno visualizzare (scorrendo il menù attraverso il pulsante posto vicino al display stesso):
 - la fascia di appartenenza dell'ora corrente;
 - le informazioni contrattuali minime;
 - valori di energia attiva e reattiva (in prelievo e in immissione, per fascia) del periodo corrente e dei sei periodi di freezing precedenti;
 - valore massimo di potenza quattoraria giornaliera (in prelievo e in immissione);
 - stato corrente del limitatore di potenza;
 - messaggi personalizzabili dal venditore tramite il distributore;
 - messaggi personalizzabili dal distributore (per esempio, messaggi derivanti da norme, delibere...).
- È in grado di mostrare a display le informazioni contrattuali dell'utente per ognuno dei periodi di freezing (sei). Le informazioni sono attivabili o meno a seconda dell'esigenza del venditore e possono comprendere il codice del punto, nome e numero di telefono del venditore e la data di inizio contratto.
- È in grado di registrare in un buffer di 10 eventi gli interventi del limitatore di potenza con marca temporale di inizio, motivo dell'intervento ed eventuale riduzione percentuale della potenza. Il contatore implementa anche un sistema di notifica verso il sistema centrale nel caso in cui il buffer di tali eventi sia quasi pieno.
- È in grado di misurare le variazioni di tensione in conformità alla Deliberazione ARERA 198/11 (e successive) e di mantenere in memoria (disponibili per il sistema centrale) i dati relativi alle ultime quattro settimane.
- È in grado di registrare le disalimentazioni dell'utente e implementa un buffer di 20 eventi per consentire al sistema di acquisire tali dati. Implementa anche un sistema di notifica real time

verso il sistema centrale nel caso in cui venga rilevata una interruzione e se il buffer interno degli eventi è quasi pieno.

- È in grado di conservare in memoria e mostrare a display le informazioni relative alle versioni software installate.
- È in grado di ricevere dal sistema degli scenari di configurazione che possono modificare più parametri contemporaneamente.
- Tramite il contatore sarà possibile (da remoto) ridurre la potenza disponibile per i clienti morosi.
- È in grado di implementare una procedura per la verifica della veridicità dei totalizzatori di energia rispetto allo storico.
- È in grado di limitare la potenza in prelievo, quando il suo valore è superiore al massimo supportato dall'organo di manovra, per preservare la sicurezza dell'impianto.
- Supporta un sistema di sicurezza avanzata con autenticazione e cifratura simmetrica AES (Advanced Encryption Standard) con chiavi a 128/256 bit.
- È in grado di gestire processi di autenticazione e crittografia nelle comunicazioni verso eventuali dispositivi utente.

Caratteristiche funzionali del concentratore 2G

Il concentratore 2G, oltre a garantire la retrocompatibilità con i misuratori 1G, introduce un secondo canale di comunicazione (RF 169 MHz) verso i contatori 2G. Questo canale sarà utilizzato come back-up del canale primario PLC e per la ricezione dai misuratori di eventi in tempo reale di interruzione/ripristino di tensione. In aggiunta il nuovo canale radio potrà essere utilizzato per l'invio, sempre in tempo reale, di eventi di diagnostica, o altre segnalazioni di malfunzionamento rilevate dal contatore 2G. Tali eventi potranno essere ricevuti dal sistema in modalità push via 3G/4G (UMTS/LTE) riducendo di fatto i tempi di notifica e segnalazione dell'informazione al sistema centrale.

Il concentratore per la gestione dei contatori 2G supporta inoltre funzionalità atte all'aumento delle performance in termini di tasso di successo nelle comunicazioni verso i misuratori sottesi. In particolare potrà gestire in modo autonomo:

- la raccolta massiva giornaliera delle curve di carico e invio al sistema dei dati per la validazione. Il concentratore supporta nuovi algoritmi ottimizzati per la raccolta delle curve per limitare la presenza di buchi o perdita di dati;
- la raccolta massiva giornaliera delle snapshot dei totalizzatori di energia alla mezzanotte. Tali dati, insieme alla curva di carico, saranno utilizzati a sistema per la validazione della curva di carico di ogni singolo misuratore 2G;
- la raccolta massiva dei picchi di potenza massima giornaliera sia in prelievo sia in immissione;
- la raccolta massiva dei dati sulla qualità del servizio, in termini di variazioni e interruzioni di tensione. Le variazioni potranno essere raccolte con cadenza settimanale, con un back-up lato contatore di quattro periodi precedenti. Le interruzioni saranno raccolte in tempo reale via canale RF e via PLC con algoritmi ottimizzati in modo da limitare l'uso del canale di comunicazione recuperando il dato solo all'effettiva occorrenza dell'evento.

Il concentratore è in grado di gestire e notificare in tempo reale al sistema centrale numerosi allarmi relativi al suo funzionamento e le sue periferiche connesse in modo da velocizzare eventuali interventi di ripristino delle funzionalità associate. Questo avviene mediante una comunicazione ad alta velocità 3G/4G su rete pubblica tra concentratore e sistema centrale supportata da una sicurezza a livello di trasporto con- forme a standard internazionali.

Le operazioni di telegestione, in termini di richieste pervenute dal venditore, vengono gestite in modo autonomo dal concentratore così da gestire i tentativi ulteriori in modo efficiente fino a una data programmata di fine "lavoro". Tale approccio permetterà una riduzione effettiva del tempo totale di completamento delle operazioni di telegestione.

Anche la riprogrammazione software dei contatori 2G viene gestita in modo ottimizzato per diminuire i tempi di attuazione e gestire le ripetizioni dei tentativi a livello di concentratore. Quest'approccio permetterà una riprogrammazione massiva dei misuratori 2G in tempi ristretti.

Schema delle funzionalità supportate dal concentratore 2G

Di seguito sono sintetizzate le principali caratteristiche e le funzionalità introdotte nel concentratore per il supporto del nuovo contatore elettronico. La gestione dei contatori 1G è da considerarsi sintetizzata nei primi due punti (retrocompatibilità con tutti i sistemi e misuratori).

Il concentratore 2G:

- Garantisce la retrocompatibilità al 100% con il sistema centrale e contatori di prima generazione.
- È dotato di Modem PLC Multi-Modulazione operante in banda A che garantisce la retrocompatibilità con i sistemi di telegestione più diffusi in Italia.
- È dotato di Modem Radio Frequenza utilizzato come canale di back-up del canale PLC per la comunicazione verso i contatori 2G
- Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi di assenza e ripristino tensione dell'apparato e rete BT associata.
- Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi dal contatore 2G di assenza e ripristino tensione. Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi dal contatore 2G di diagnostica, manomissioni o frode. Consente la trasmissione in push degli eventi generati e ordini di lavoro eseguiti.
- Consente la raccolta massiva delle curve di carico in modo autonomo e ottimizzato per evitare la presenza di buchi o perdita di dati.
- Consente la raccolta massiva degli snapshot dei totalizzatori di energia alla mezzanotte in modo autonomo e ottimizzato. Consente la raccolta massiva dei picchi di potenza massima giornaliera.
- Consente la raccolta massiva di dati sulla qualità del servizio, variazioni e interruzione di tensione.
- Supporta la gestione ottimizzata della comunicazione della rete sottesa mediante utilizzo del topologico noto.
- Consente la riprogrammazione massiva dei contatori 2G in termini di aggiornamento software in modo ottimizzato per aumentarne le performance.
- Consente la gestione di ordini di lavoro in modo autonomo per aumentare le performance in lettura o riprogrammazione dei contatori.
- È in grado di gestire numerosi allarmi, sia diagnostici relativi al suo corretto funzionamento e alle sue periferiche connesse (Modem 3G/4G e modulo radio 169 MHz), sia relative all'installazione. Questi allarmi sono associati a eventi con la possibilità di invio di spontanee verso il sistema centrale.
- Supporta una connessione 3G/4G per le comunicazioni verso il sistema centrale e una porta ethernet per un collegamento a un router di cabina MT/BT.
- Supporta la cifratura del canale di comunicazione da concentratore a sistema centrale secondo standard internazionali.

Il nuovo sistema centrale di smart metering 2G

La pubblicazione della Deliberazione ARERA 87/2016/R/eel, che pone requisiti funzionali e prestazionali superiori in taluni casi di molti ordini di grandezza rispetto a quanto richiesto per l'attuale generazione di tecnologie di smart metering, ha reso imperativa la necessità di disporre del nuovo sistema centrale, denominato BEAT, in quanto le caratteristiche di scalabilità del sistema attualmente in produzione non avrebbero mai permesso di raggiungere le performance richieste.

Caratteristiche funzionali

Il nuovo sistema centrale (BEAT) comprende 6 moduli principali che assolvono funzioni di business. Di seguito è riportata una descrizione sintetica dei moduli di BEAT acquisiti:

1. **Two Beat**: fornisce tutte le funzionalità necessarie per gestire la raccolta di dati dal contatore, la raccolta di eventi e allarmi, l'esecuzione di configurazioni e aggiornamento firmware (Smart Meter e concentratore) e la supervisione della rete di comunicazione. Two Beat è inoltre configurabile con i dati della topologia di rete e del calendario secondo le esigenze dei processi di business. Il sistema Two Beat verrà opportunamente dimensionato ed espanso

per poter rispondere al requisito del mantenimento in linea dei dati per tutto il periodo progettuale garantendo l'accesso degli stessi per tutto il periodo.

2. Secure/Box Beat: tale componente gestisce l'autenticazione, l'autorizzazione e l'accounting dell'accesso agli operatori e utenti alle differenti componenti della Suite. Il sistema può essere integrato con i sistemi di single sign-on di Deval in maniera da garantire l'applicazione delle policy di sicurezza degli utenti stabilite dalla società. Il sistema Secure Box Beat funge anche da portale unico per l'accesso degli operatori dei sistemi componenti la Suite, garantendo in questo modo una uniformità di esperienza di navigazione tra le interfacce delle differenti componenti.
3. War Beat: implementa i processi di identificazione automatica, supervisione e correzione delle *issues* manifestatesi a livello della componente Two Beat e dei dispositivi gestiti, siano essi *Smart Meter*, concentratori, modem o altro. Basata su processi automatici configurabili in relazione alle esigenze, crea automaticamente ticket per ogni problematica identificata e mette in atto azioni correttive delle stesse.
4. Flash Beat: sistema progettato per abilitare l'uso della telegestione o per abilitare a una società dotata di sistemi non completamente integrati con la piattaforma AMI all'uso delle funzionalità della piattaforma stessa.
5. Zetta Beat Light: sistema di reportistica. Permette agli utenti della Beat Suite la fruizione di report operativi preconfezionati relativi alle attività svolte dalle componenti software della Beat Suite, in particolare dai sistemi Two Beat e War Beat. Fornisce inoltre informazioni tecniche e di business circa lo stato della rete PLC costituita dai concentratori e *Smart Meter* mediante una serie predefinita di report.
6. Force Beat Support Module-Programmer (SM-PR): tale componente, rilasciata in forma di App, verrà installata sui dispositivi Android di proprietà di Deval, utilizzati dal proprio sistema di workforce management. Il Force Beat Support Mobile Programmer permette l'installazione, la riprogrammazione, la rimozione di contatori e concentratori oltre alla lettura e scrittura dei principali parametri presenti su contatori e concentratori.

Comunicazione con il concentratore

La comunicazione con il concentratore viene attivata dal sistema centrale in base alle esigenze di business utilizzando uno specifico protocollo supportato dal concentratore. Tale protocollo prevede la possibilità di scambio messaggi con il concentratore, sia per attività di manutenzione dello stesso, sia per la comunicazione con i relativi contatori. Inoltre è previsto anche il trasferimento di file, sia dal concentratore al sistema centrale (per esempio, per la raccolta dei dati delle curve di carico) sia in senso opposto (per esempio, per il download sugli apparati di un nuovo firmware). È previsto infine un meccanismo di segnalazione che permette al concentratore di inviare segnalazioni al sistema centrale in tempo reale.

Per permettere la comunicazione tra il sistema centrale BEAT e gli apparati di campo, i nuovi concentratori sono dotati di Modem e SIM 3G/4G.

Per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza la rete mobile è segregata con un firewall che controlla le autorizzazioni di accesso e pertanto ogni connessione viene preventivamente autorizzata.

Sintesi delle performance del sistema di misura 2G

Il nuovo sistema di smart metering 2G, nel suo insieme – considerando quindi i misuratori, i concentratori, le reti di comunicazione e i sistemi informativi centrali – è in grado di garantire i livelli di performance riassunti di seguito:

- capacità di eseguire e validare circa 12 milioni di misure al giorno (96 campioni giornalieri per ogni utente);
- messa a disposizione giornaliera al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori delle curve quartorarie di energia e delle misure di tensione validate, per il 95% dei punti di prelievo entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo (30 ore nel primo anno), e per il 97% dei punti di prelievo entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo;

- esecuzione delle operazioni di telegestione (escluse le operazioni "su larga scala"), anche su richiesta del venditore o di una terza parte designata, con un tasso di successo non inferiore al 94% entro 4 ore, e non inferiore al 97% entro 24 ore;
- riprogrammazione massiva dei contatori (down-ward) per la loro riparametrizzazione (senza download di nuovo firmware metrologico), entro 30 giorni per il 94% dei misuratori, ed entro 60 giorni per il 98% dei misuratori;
- capacità di gestire almeno il 90% delle segnalazioni spontanee dal misuratore ai sistemi centrali (up-ward) entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio non superiore al 5% e almeno l'89% delle segnalazioni entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio compresa tra il 5% e il 10%;
- disponibilità del sistema informatico per la configurazione del misuratore e per le operazioni di telegestione con un tasso di operatività non inferiore al 99% delle ore su base annuale, e non inferiore al 98% delle ore su base mensile.

Spiegazione delle scelte effettuate in relazione alle tecnologie dei misuratori, inclusa l'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della Deliberazione ARERA 87/2016) e in relazione alla prevedibile evoluzione di soluzioni tecnologiche standardizzate previste nell'allegato C alla Deliberazione ARERA 87/2016 (c.d. Versione 2.1)

Le scelte tecnologiche nella scelta dei misuratori, in coerenza con quanto stabilito dalla Deliberazione ARERA 87/2016, si sono orientate a un approccio future-proof, indirizzando le funzionalità richieste per il contatore 2.0 e garantendo al contempo la flessibilità necessaria per poter supportare, nell'arco di vita dei contatori, evoluzioni funzionali gestibili con nuove versioni del firmware.

Si è utilizzata una nuova architettura la cui realizzazione è basata su componenti elettronici avanzati, che garantiscono una potenza di elaborazione e una capacità di memoria ben al di sopra di quelle strettamente necessarie per rispettare le funzionalità e le prestazioni previste nella Deliberazione ARERA 87/2016.

Molta attenzione è stata posta riguardo ai temi della sicurezza logica e fisica del contatore. L'esperienza maturata nei 15 anni di esercizio del sistema "Telegestore" (contatore 1G) ha evidenziato la necessità di innalzare le barriere di contrasto alle manomissioni del misuratore e in particolare del circuito di misura. Pertanto, alle caratteristiche di sicurezza già presenti nel contatore 1G sono state aggiunte nuove funzionalità di protezione basate sia su scelte architettoniche sia su nuovi sensori e algoritmi di protezione tramite cifratura delle informazioni sensibili.

Riguardo al tema dell'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della Deliberazione ARERA 87/2016), l'esperienza maturata nel "Telegestore" ha evidenziato che questa è gestibile in modo semplice ed efficace garantendo un'interfaccia unica e aperta per la comunicazione tra concentratore e Front End del sistema centrale (Head End System). Ciò significa che l'elemento unificante è rappresentato dal concentratore che realizza un'interfaccia verso il sistema centrale indipendente da quella utilizzata verso i contatori e quindi dalla specifica tecnologia utilizzata in tale comunicazione. Si ricorda, infatti, che il sistema centrale del Telegestore oggi in esercizio già gestisce in campo due diverse famiglie di misuratori e concentratori che utilizzano protocolli di comunicazione PLC differenti, senza che ciò abbia impatto sulle performance del sistema centrale.

Per ciò che concerne le funzionalità evolutive delineate nell'allegato C della citata Deliberazione ARERA 87/2016, trattandosi di funzionalità incrementalmente rispetto ai requisiti 2G, le scelte implementative, come già evidenziato sopra, si sono orientate a consentire, una volta che verranno definite queste funzionalità, di evolvere il progetto del contatore attraverso modifiche hardware che non richiedano di stravolgerne l'architettura.

Per quanto riguarda gli aspetti di comunicazione indicati nell'allegato C, si ritiene che la disponibilità di una porta di comunicazione cui sarà possibile collegare dispositivi esterni, appare in prospettiva la soluzione più efficace, in quanto non vincola la scelta della tecnologia di comunicazione (wireless o wired) la cui scelta rimarrebbe in capo agli operatori di mercato. Viceversa, si ritiene che l'alternativa di integrare all'interno del misuratore una soluzione wireless condizionerebbe la realizzazione di apparati e servizi post contatore per l'intera vita della nuova generazione degli apparati.

Si evidenzia a questo proposito che il contatore 2G dispone già di una porta ottica che ha le caratteristiche trasmissive, di sicurezza logica e sicurezza fisica per poter essere dedicata alla comunicazione come back-up alla PLC Banda C oggi scelta per la realizzazione della chain 2.

Ciò significa che, nel caso in cui questa soluzione venisse inclusa tra quelle che verranno definite per il contatore 2.1⁸, non verrebbero richieste modifiche hardware al contatore 2.0 per realizzare questa funzionalità, che potrebbe essere implementata senza incremento dei costi del contatore 2.0.

In questa ipotesi sarebbe possibile dedicare la porta ottica alla sola comunicazione con l'utente, utilizzando per le operazioni di programmazione in campo dei contatori da parte del distributore un canale alternativo tra quelli già disponibili.

Viceversa la scelta di una porta di tecnologia differente (per esempio, Ethernet o USB), che pur si configurerebbe come una estensione dell'attuale architettura scelta da e-distribuzione per il contatore 2.0, richiederebbe componentistica aggiuntiva e quindi determinerebbe un importante incremento di costo.

Riguardo alla nuova funzionalità delineata per la gestione del limitatore di potenza si evidenzia che, essendo tale funzionalità presentata nell'allegato C della Deliberazione ARERA 87/2016 come un'estensione delle attuali prestazioni del misuratore 2.0 che non modifichi le caratteristiche di protezione, si presenta uno scenario implementativo non coerente con le scelte operate negli altri Paesi europei. Nello scenario europeo, le funzionalità di protezione dell'impianto dell'utente non sono incluse sul misuratore e ciò consente un'implementazione basata su un *latching relay* (relè di sgancio) che svolge quindi sia la funzione di gestione della fornitura che quella di supero potenza. Questa scelta sarebbe coerente con quanto previsto in Italia dalla norma CEI 0-21, ma viene esclusa dalla formulazione dell'allegato C della Deliberazione ARERA 87/2016. Infatti, quanto delineato in tale allegato presuppone di mantenere l'interruttore magnetotermico e di aggiungere in serie a questo un dispositivo (*latching relay*) dedicato alla sola gestione del supero potenza. Un adeguamento del contatore a tale eventuale nuovo requisito 2.1, secondo quanto delineato nel citato allegato C, presupporrebbe pertanto l'aggiunta di un ulteriore componente elettromeccanico, con il conseguente incremento dei costi.

⁸ A tal proposito si segnala che, con delibera ARERA 409/2019R/R/eel si è concluso il procedimento relativo all'eventuale versione 2.1, senza dare luogo alla versione 2.1 dei requisiti funzionali per i misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G.

J. Eventuale modifica del numero di misuratori 2G previsti

Nella tabella seguente vengono riportate le possibili circostanze che potrebbero comportare variazioni sul numero di misuratori installati (rispetto a quanto previsto a piano) e le misure di mitigazione previste.

Tabella 9 - Rischi e misure di mitigazione

| Tipologia rischi | Descrizione | Strumenti di mitigazione del rischio |
|---------------------------|---|---|
| Rischi specifici | | |
| Pianificazione | Le quantità di misuratori installati in fase di gestione utenza potrebbero divergere da quelle pianificate (è il caso in cui si verificano più richieste per nuovi punti) | Si ritiene che il rischio di deviazioni importanti rispetto alle dinamiche storiche sia molto basso. Le eventuali variazioni nella gestione utenza saranno comunque coperte dal personale Deval con un'opportuna gestione e programmazione di tutti i lavori, gestendo opportunamente scadenze e priorità. Un incremento dei volumi potrebbe impattare sulla disponibilità di misuratori. Si è previsto di garantire un approvvigionamento bimestrale di gruppi di misura e di costituire una scorta pari a un bimestre dell'attività da aggiornare e reintegrare all'occorrenza o con cadenza annuale. |
| Approvvigionamento | es. Vengono forniti lotti di misuratori 2G con qualità inferiore a quella prestabilita | Il rischio è gestito attraverso la costituzione di una riserva come da punto precedente. |
| Operation | es. Abbandono o sospensione delle attività delle ditte incaricate della fase massiva (es. in caso di problemi organizzativi o fallimento della ditta) | Nell'eventualità che si verifichi un abbandono o fallimento dell'impresa incaricata la struttura dei contratti di appalto prevede di allargare i confini di competenza delle imprese operanti su altri lotti. Tale modalità, in funzione del momento in cui si verifica l'evento può costituire una soluzione definitiva o temporanea. Nel caso non possa costituire una soluzione definitiva si provvederà alla gestione temporanea sino al completamento di un iter di gara di appalto. In parallelo alla gestione temporanea è previsto di compensare gli eventuali ritardi impegnando nella sostituzione massiva anche risorse interne. |
| | es. Tasso di produttività delle ditte incaricate della fase massiva non in linea con quanto previsto | Il controllo di questo rischio è affidato a un sistema di premi / penali atto a scoraggiare comportamenti scorretti da parte delle imprese esecutrici. Nell'eventualità che questo avvenga, la struttura dei contratti di appalto prevede di allargare i confini di competenza delle imprese operanti su altri lotti; in ultimo è previsto di compensare gli eventuali ritardi impegnando nella sostituzione massiva risorse interne. |

| | | |
|----------------------------------|---|---|
| | <p>es. Impossibilità di accesso alle forniture posizionate all'interno di abitazioni o proprietà private in quantità superiori a quanto stimato</p> | <p>Le stime sono state condotte sulla base dei dati di archivio e laddove il dato era incerto si è classificato la situazione nella sua valutazione peggiore. In tal senso si ritiene che la valutazione preliminare assunta compensi gli eventuali errori rilevabili in campo. In generale nella gestione degli accessi ad abitazioni non presidiate in affiancamento alle competenze delle imprese sarà affiancata la conoscenza del territorio del personale operativo Deval.</p> |
| Rischi generici | | |
| <p>Eventi eccezionali</p> | <p>es. Eventi eccezionali e non prevedibili o calamità naturali che compromettano gli stock di apparati detenuti da Deval e/o che potrebbero impattare sulle operazioni di posa</p> | <p>Non sono gestiti fatti eccezionali o calamità naturali in maniera preventiva al di là delle normali precauzioni che Deval assume nello svolgimento delle sue attività. Si ritiene infatti che una calamità naturale che impatti in maniera compromettente sull'attività di sostituzione massiva impatterà prioritariamente sulla continuità del servizio. Le situazioni che potrebbero impattare sugli stock sono gestite con una quantità di materiali a riserva come descritto ai primi punti e a una dislocazione del materiale corrente tra magazzini imprese e magazzino Deval.</p> |

L. Comunicazione relativa al piano di messa in servizio

Deval avvierà una campagna di comunicazione e informazione per informare gli utenti della imminente installazione massiva dei contatori elettronici di ultima generazione (smart metering 2G), evidenziando le motivazioni, i benefici della sostituzione e le modalità dell'intervento, anche al fine di contenere eventuali disagi per gli utenti.

Il piano di comunicazione è stato predisposto tenendo in considerazione il cronoprogramma della campagna di installazione dei nuovi misuratori, le peculiarità che caratterizzano il territorio servito da Deval e, soprattutto, la presenza di un numero consistente di seconde case, cioè di abitazioni utilizzate prevalentemente durante i periodi di vacanze.

Le attività di comunicazione inizieranno a fine 2021 in concomitanza con la sessione pubblica di presentazione del PMS2 e termineranno nel 2026; riguarderanno tutti i 69 comuni serviti da Deval.

I destinatari della campagna saranno gli utenti finali, le istituzioni, gli enti del territorio, gli amministratori di condominio, le associazioni dei consumatori e i venditori di energia elettrica.

La campagna di comunicazione, oltre a assicurare gli utenti sulla minimizzazione dei disagi e a richiederne la collaborazione per facilitare l'accessibilità nei locali ove necessario, mira a:

- promuovere l'efficienza energetica nel rispetto dell'ambiente;
- segnalare i benefici offerti dal nuovo contatore per monitorare i consumi e migliorare le proprie abitudini energetiche;
- rendere consapevoli gli utenti dell'opportunità di attivare servizi innovativi per la casa grazie al contatore 2G.

Modalità di comunicazione

La comunicazione sarà sviluppata mediante una strategia multicanale e integrata, attraverso:

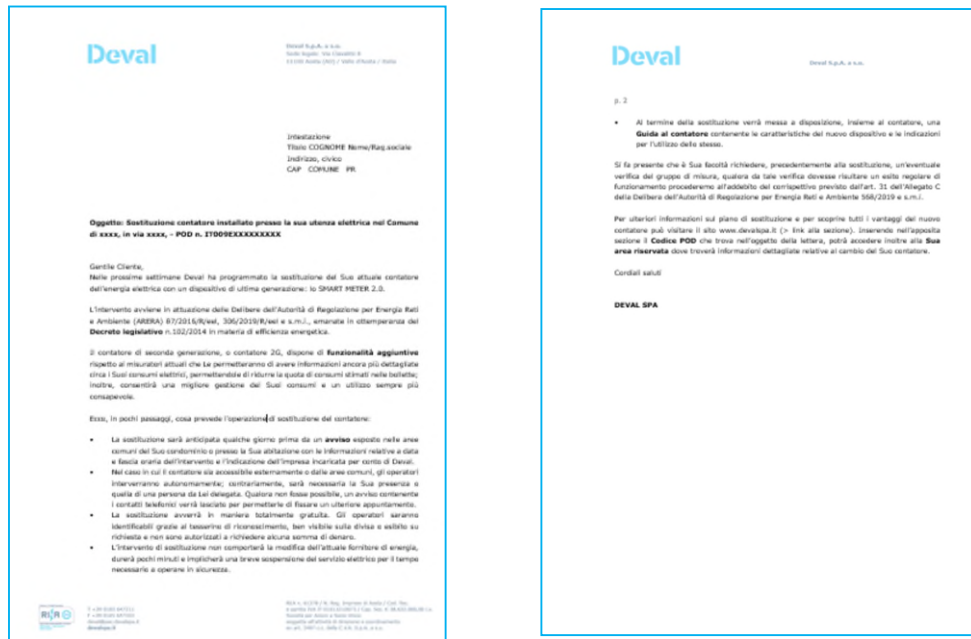
1. Trasmissione live dell'*evento di presentazione dell'iniziativa*, con presentazione del progetto, brevi interviste, video divulgativi/informativi.
2. *Campagne territoriali di comunicazione*, incontri con CELVA (Consorzio degli Enti Locali della Regione Autonoma Valle d'Aosta), con i Sindaci e le Associazioni delle varie categorie produttive, incontri con amministratori di condomini e altri enti (incentrati soprattutto sul tema delle seconde case), annunci sulla stampa locale, banner su testate web, affissione manifesti nei comuni interessati.
3. *Comunicazioni specifiche all'utente* suddivise in:
 - Informazioni preliminari alla sostituzione.
 - Informazioni di dettaglio della prossima sostituzione e/o avviso di prossima sostituzione.
4. *Comunicazione alle imprese di vendita e al GSE*, con periodicità mensile è prevista la trasmissione della programmazione degli interventi di sostituzione e la relativa data prevista.

In particolare, per le *informazioni preliminari alla sostituzione*, Deval ha previsto, circa 2 mesi prima dell'intervento, l'invio alla totalità degli utenti serviti della lettera informativa in italiano e francese in cui si evidenziano i seguenti temi:

- modalità di sostituzione;
- necessità della presenza in loco, qualora il contatore non fosse accessibile da esterno;
- gratuità dell'intervento, operatori con tesserino di riconoscimento per evitare truffe;
- messa a disposizione di una Guida al contatore;
- possibilità di richiedere verifica metrologica del gruppo di misura;
- possibilità di richiedere ulteriori informazioni mediante il numero verde o consultando la sezione dedicata del sito internet istituzionale.

Di seguito si riporta, a titolo di esempio, il testo della lettera informativa contenente le informazioni preliminari alla sostituzione.

Figura 2 – lettere informative preliminari alla sostituzione per tutti gli utenti.



Per quanto riguarda invece le *Informazioni di dettaglio della prossima sostituzione e/o avviso di prossima sostituzione*, Deval ha previsto, entro una settimana dalla sostituzione, l'affissione dell'avviso di prossima sostituzione per tutti gli utenti interessati. L'avviso sarà in posizione visibile al passaggio quotidiano e riporterà:

- la presentazione dell'intervento;
- i dettagli sul giorno e la fascia oraria, con la possibilità di riprogrammare intervento in caso di misuratore non accessibile;
- la disponibilità del portale dedicato;
- la disponibilità di consultazione delle misure mediante il Portale Consumi;
- la possibilità di richiedere la verifica metrologica.

Inoltre, per i soli utenti intestatari di contratti relativi a seconde case con indirizzo di recapito fuori dalla Regione Autonoma Valle d'Aosta, Deval ha previsto l'invio di una comunicazione puntuale ai singoli utenti interessati entro una settimana dalla sostituzione. Questa scelta è dettata dal fatto che le campagne territoriali di comunicazione hanno l'obiettivo di raggiungere gli utenti residenti nella Regione Autonoma Valle d'Aosta.

Di seguito si riporta, a titolo di esempio, la comunicazione puntuale che verrà inviata agli utenti intestatari di contratti relativi a seconde case.

Figura 3 – Comunicazione puntuale per gli intestatari di seconde case.



Per tutte le comunicazioni specifiche inviate ai soli fini del PMS2, Deval si avvarrà dei dati presenti nell'anagrafica del registro centrale ufficiale (RCU) del sistema informativo integrato (SII) nei limiti previsti dalla Deliberazione ARERA 105/21/R/EEL.

In caso fosse necessario un *ripasso* a seguito della mancata sostituzione del contatore, in loco sarà affisso l'*avviso di mancata sostituzione*, l'utente sarà contattato direttamente dalla ditta installatrice per fissare un nuovo appuntamento.

A valle della sostituzione del contatore saranno resi disponibili i seguenti documenti:

1. *rapporto di sostituzione*, ove è indicata la data di sostituzione e la lettura di rimozione, disponibile attraverso l'area dedicata accessibile dal sito internet istituzionale;
2. *avviso di avvenuta sostituzione*, mediante affissione in loco, ove è comunicata l'avvenuta sostituzione.

Di seguito si riportano, a titolo di esempio, gli avvisi di prossima sostituzione, di avvenuta o mancata sostituzione che verranno affissi all'ingresso, e in posizione visibile, di tutti gli edifici interessati dalla sostituzione massiva.

Figura 4 – Avvisi



Canali di contatto con Deval

L'obiettivo di Deval è di garantire facilità di accesso alle informazioni, al fine di ridurre al minimo eventuali disagi si possano presentare durante la sostituzione e offrire quindi la massima collaborazione.

Oltre ai seguenti canali convenzionali:

- numero verde Deval 800990029
- PEC: deval@pec.devalspa.it
- indirizzo sede: via Clavalité, 8 – 11100 Aosta,

sono stati previsti nuovi canali di comunicazione:

- sezione dedicata allo smart metering 2G sul sito web
- numero verde delle imprese impegnate nella sostituzione, attivo in coerenza con il piano di sostituzione
- e-mail dedicata: smartmetering2G@devalspa.com.

Portale dedicato e sito internet

Deval predisporrà un portale dedicato con accesso nella sezione relativa ai contatori 2G presente sul sito internet istituzionale. Quest'area riporterà vantaggi e benefici del sistema 2G, aggiornerà gli utenti sullo stato di avanzamento dell'iniziativa, proporrà un video di breve durata, realizzato con lo scopo di rendere semplice il messaggio e suddividerlo in punti facilmente comprensibili a tutti.

Le informazioni disponibili nell'area pubblica del sito sono di carattere generale e riguardano le modalità del piano di sostituzione e i vantaggi per gli utenti, oltre alla risposta alle domande più frequenti.

L'area riservata invece, sarà accessibile mediante POD e Codice fiscale, in tale area saranno resi disponibili i documenti relativi alla sostituzione del misuratore per un periodo di 5 anni.

App Deval

Deval predisporrà un'apposita sezione della "App Deval" dedicata alla campagna di sostituzione.

Informazioni utili per gli utenti

Tutti gli utenti possono richiedere sino alla data della sostituzione la verifica metrologica del misuratore, ai sensi del TIQE, per il tramite del proprio venditore oppure direttamente a Deval attraverso i propri canali di contatto precedentemente definiti.

Qualora da tale verifica dovesse risultare un esito regolare di funzionamento, Deval procederà all'addebito del corrispettivo previsto dall'art. 31 del TIC, mediante il venditore di riferimento.

Per i soli utenti con misuratore non regolarmente teletto, ovvero un misuratore che non ha rilevato una lettura effettiva tra 150 e 60 giorni prima della data di sostituzione, è possibile richiedere una verifica metrologica entro il termine di 90 giorni dalla sostituzione, secondo le modalità definite precedentemente.

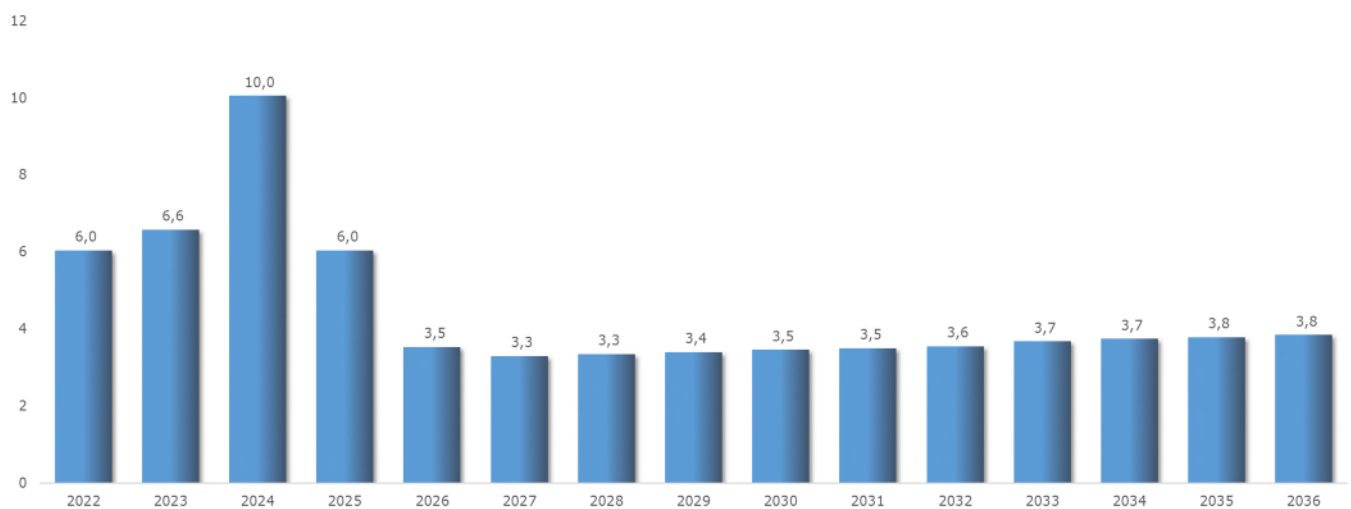
Tutti i clienti possono verificare i propri consumi accedendo al Portale Consumi dell'Acquirente Unico (www.acquirenteunico.it/portale-consumi).

M. Spese previste per il sistema di *smart metering* 2G

La figura seguente illustra l'evoluzione della spesa totale prevista, espressa a prezzi correnti, per il sistema di *smart metering* 2G, comprensiva di costi di capitale e costi operativi. La spesa totale prevista comprende i costi per l'approvvigionamento e l'installazione dei misuratori e dei concentratori, l'implementazione del sistema centrale e tutte le spese operative previste per la gestione del sistema di misura in bassa tensione nei 15 anni di piano. Comprende inoltre le spese per la progettazione del PMS2 e i costi di comunicazione previsti a piano.

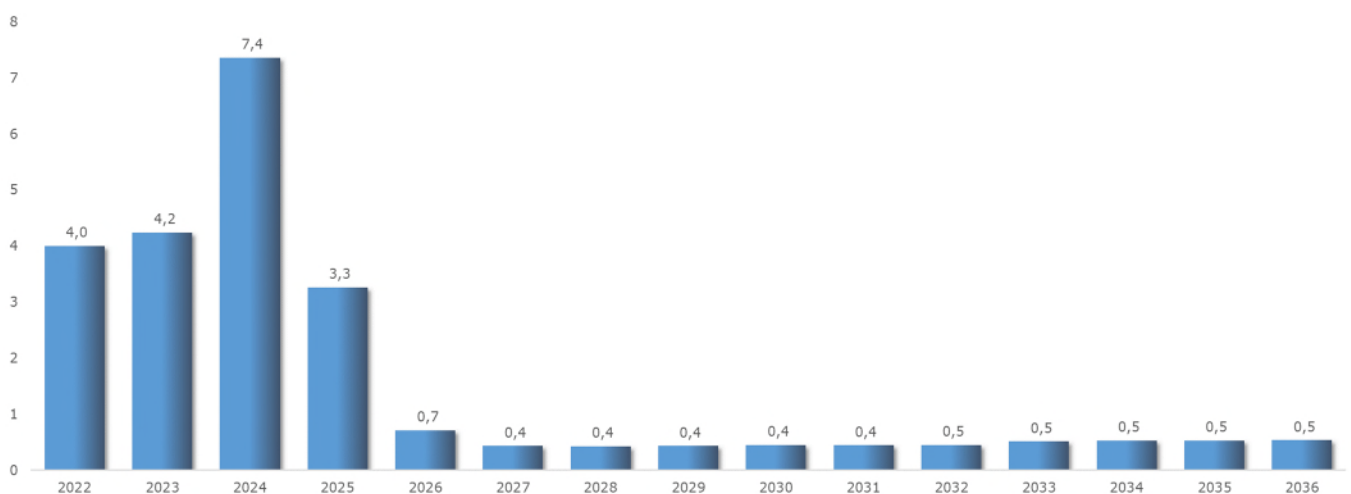
La previsione di spesa di Deval ammonta complessivamente a circa 67,8 milioni di euro in 15 anni.

Figura 5 - Spesa totale prevista (Milioni di euro a prezzi correnti)



La seguente figura illustra il sentiero temporale delle sole spese di capitale previste per la messa a regime del sistema di *smart metering* 2G nel corso dell'arco di piano 2022-2036. Le spese di capitale previste, esprese a prezzi correnti, ammontano complessivamente a circa 24,3 milioni di euro.

Figura 6 - Spesa di capitale prevista (Milioni euro a prezzi correnti)



Negli anni precedenti l'avvio del PMS2 (2020 – 2021) Deval ha sostenuto investimenti per:

- 0,6 milioni di euro per la progettazione del PMS2: nello specifico tali spese sono riconducibili ad attività di project management, disegno dei processi di installazione, supporto tecnico in ambito sistemi informativi, pianificazione economico/finanziaria e di elaborazione del piano di comunicazione.
- 0,4 milioni di euro per l'installazione di circa 2.890 contatori 2G.
- 0,1 milioni di euro per il sistema centrale 2G.

Tali spese sono state imputate nel primo anno di piano così come previsto dall'art.19 dell'Allegato A alla Deliberazione ARERA 306/2019/R/eel.

N. Spese di capitale unitarie previste per misuratore 2G di prima messa in servizio

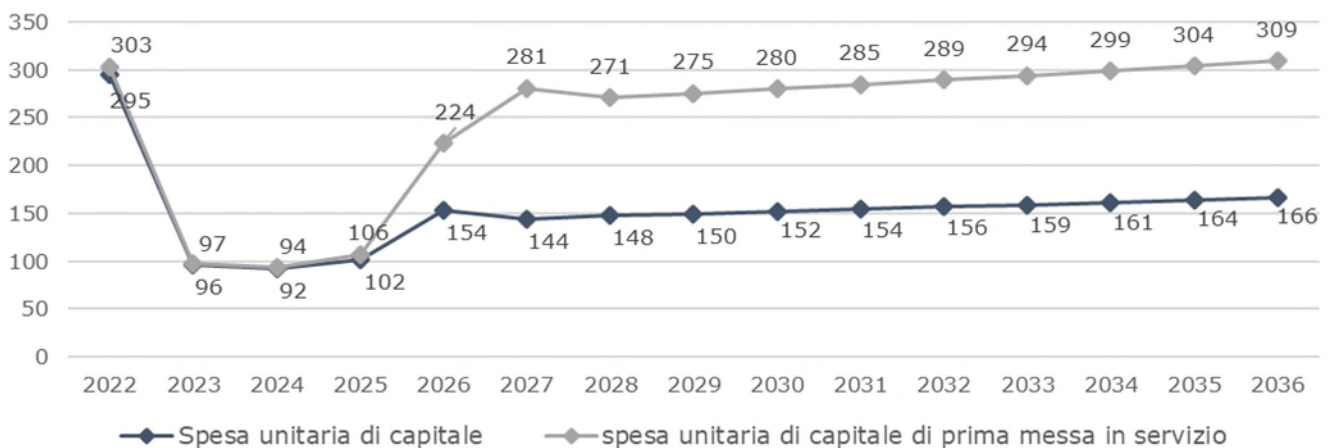
Nella seguente figura vengono illustrate le spese di capitale unitarie previste per misuratore 2G. La spesa unitaria si riferisce ai costi previsti per l'acquisto e l'installazione dei misuratori ed altre spese; non considera quindi i costi per il sistema centrale e i concentratori.

La **spesa unitaria di capitale** (curva blu) è definita come il rapporto fra la spesa annua prevista per misuratori e il numero di misuratori di cui è prevista la messa in servizio in ogni anno di piano.

La **spesa unitaria di capitale di prima messa in servizio** (curva grigia) è definita come il rapporto fra la spesa annua prevista per misuratori e il numero di misuratori di prima messa in servizio previsti per ogni anno. Per misuratori 2G di prima messa in servizio si intendono i soli misuratori installati in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici o i misuratori 2G messi in servizio presso un nuovo punto di prelievo.

La spesa unitaria dell'anno 2022 è stata determinata considerando anche il numero di misuratori installati prima dell'avvio del piano (negli anni 2020 e 2021) e i relativi costi.

Figura 7 - Spesa di capitale unitarie previste per misuratore 2G (euro/misuratore a prezzi correnti)



O. L'inflazione nell'orizzonte temporale del PMS2

Le spese di capitale rappresentate nei paragrafi precedenti sono espresse a prezzi correnti. Le ipotesi relative all'inflazione utilizzate per la previsione delle spese di capitale sono coerenti con gli indici cumulati di inflazione indicati nella Tabella 1 dell'Allegato A alla Deliberazione ARERA 306/2019/R/eel e di seguito riportati.

Figura 8 - Indici cumulati di inflazione

