

**RISPOSTA DI ENEL AL**  
**DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 100/2019/R/EEL DEL 19 MARZO 2019**  
**SISTEMI DI SMART METERING DI SECONDA GENERAZIONE PER LA MISURA DI ENERGIA**  
**ELETTRICA IN BASSA TENSIONE**  
**Aggiornamento per il triennio 2020-2022 delle disposizioni in materia di messa in servizio e**  
**riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G**

**Osservazioni generali**

Enel concorda con l'Autorità riguardo al fatto che la sostituzione degli attuali misuratori di energia in bassa tensione con i misuratori di nuova generazione su tutto il territorio nazionale rappresenti un elemento cruciale per lo sviluppo dell'intero sistema elettrico. In tal senso si condivide la finalità dell'Autorità di evitare discriminazioni fra i clienti a livello nazionale per quanto concerne l'introduzione di sistemi di misura innovativi.

Tuttavia al fine di valutare le proposte del documento di consultazione, si ritiene opportuno ricordare che la Delibera 646/2016/R/eel aveva previsto, per le imprese di distribuzione che avessero avviato la sostituzione, il riconoscimento degli investimenti in tariffa facendo riferimento a un piano convenzionale. L'applicazione del piano convenzionale determina un ritardo nel riconoscimento dei costi per l'impresa distributrice rispetto all'anno di installazione dei contatori, senza prevedere forme di compensazione degli effetti finanziari di tale ritardo. Nel caso di e-distribuzione tale ritardo nel riconoscimento conseguente all'applicazione del piano convenzionale determina un effetto finanziario negativo rilevante il cui Net Present Value è stimabile in circa 150 milioni di euro.

Nel DCO in oggetto, si propone che il piano convenzionale per gli altri distributori venga definito tramite l'applicazione di un algoritmo sul piano convenzionale originario previsto dalla Delibera 646/2016/R/eel. In questo modo viene ridotto sensibilmente l'effetto negativo del piano convenzionale sui flussi di cassa dell'impresa.

Tale proposta discende dalla considerazione che l'applicazione del piano convenzionale avrebbe effetti tali da non permettere una congrua remunerazione dell'investimento e da disincentivare l'avvio tempestivo del piano di installazione auspicato nel DCO.

Sulla base di quanto sopra, si propone che anche il piano convenzionale di e-distribuzione venga rimodulato adottando lo stesso criterio previsto nel DCO in oggetto per le altre imprese distributrici, con l'implicazione conseguente che i riconoscimenti tariffari vengano anticipati rispetto a quelli attualmente previsti.

In tal modo si eviterebbe una misura discriminatoria e ingiustamente penalizzante proprio nei confronti dell'impresa distributrice che per prima ha investito in *smart meter* di seconda generazione garantendo, attraverso un approccio proattivo, un indubbio beneficio a favore dei clienti e del sistema in termini di tempestiva messa a disposizione delle nuove funzionalità legate ai suddetti dispositivi 2G<sup>1</sup>.

L'applicazione della nuova curva convenzionale indistintamente a tutte le imprese con più di 100.000 clienti, ivi inclusa e-distribuzione, sarebbe inoltre coerente con l'impostazione della Delibera 646/2016/R/eel, la quale era rivolta alla totalità delle imprese di distribuzione.

Inoltre, si precisa che la tariffa di misura, in termini reali, rimarrebbe sostanzialmente invariata rispetto a quella vigente nonostante l'applicazione della nuova curva convenzionale anche grazie all'efficienza dei costi del processo di sostituzione, efficienza che dovrebbe essere stimolata per l'intero settore. Oltretutto si sottolinea che la rata costante applicata al singolo investimento annuo è già di per sé una misura sufficiente a garantire la stabilità tariffaria, senza necessità di prevedere ulteriori riallocazioni temporali.

Infine per quanto riguarda le considerazioni inerenti i livelli di performance dei sistemi di misura 2G si rimanda ai singoli spunti di consultazione.

## **Osservazioni relative agli spunti di consultazione**

### **S1. Osservazioni sull'opportunità di estendere anche ai misuratori di energia elettrica in bassa tensione “*post-MID*” la facoltà di deroga in tema di scadenza della verifica periodica che è attualmente prevista dal decreto ministeriale 93 del 2017.**

Enel ritiene pienamente condivisibili le valutazioni dell'Autorità, riguardo al fatto che un'interpretazione letterale – e quindi non estesa ai misuratori “*post-MID*” - delle norme transitorie di cui all'articolo 18, comma 7, del decreto ministeriale n. 93 del 21 aprile 2017 ridurrebbe drasticamente i margini di flessibilità a disposizione degli operatori in fase di pianificazione delle attività di sostituzione dei misuratori, con riflessi negativi per il sistema. Un'eccessiva rigidità di applicazione delle summenzionate norme potrebbe infatti obbligare le imprese ad anticipare i piani di roll-out dei misuratori di nuova generazione, come già prefigurato dall'Autorità, o ad effettuare un doppio intervento in un breve arco temporale – il primo per rispettare i termini di scadenza legati alla verifica periodica, il secondo per l'installazione “massiva” di misuratori 2G. Entrambe le ipotesi

---

<sup>1</sup> Né d'altro canto una simile differenza di trattamento come quella ipotizzata nel DCO appare configurabile come misura di regolazione asimmetrica non rinvenendosi, nel caso di specie, alcuna finalità pro-concorrenziale tale da poter giustificare un simile intervento alla luce del quadro normativo di riferimento.

comporterebbero rilevanti problemi operativi e di pianificazione delle attività con conseguenti inevitabili incrementi dei costi.

Enel quindi concorda sull'opportunità di segnalare alle sedi competenti la necessità di estendere anche ai misuratori post-MID la facoltà dell'Autorità di accordare deroghe, volte a ridurre i costi a carico degli utenti, alle disposizioni relative alla verifica periodica dei misuratori.

**S2. Si concorda con l'orientamento di fissare che l'avvio della fase massiva debba avvenire al più tardi dal 2022 per le imprese con più di 100.000 clienti? Se no, perché?**

Enel concorda con questo orientamento.

**S3. Si concorda con l'orientamento di prevedere il 31 dicembre 2026 come data ultima per la messa in servizio di un sistema di *smart metering* 2G delle imprese con meno di 100.000 clienti, ferma restando la facoltà per le imprese di anticipare rispetto a tale disposizione? Se no, perché?**

Enel concorda con questo orientamento.

**S4. Si concorda con l'orientamento di prevedere una soglia unica e semplificata di ammissione al percorso abbreviato per tutte le imprese distributrici con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 2.000.000? Se no, perché?**

Si rimanda alle osservazioni generali.

**S5. Osservazioni sul *range* di valori indicato per la condizione di spesa massima di capitale ai fini dell'accesso al "*fast-track*".**

Si rimanda alle osservazioni generali.

**S6. Osservazioni sulla proposta di trattamento *ad hoc* per imprese che servono aree con alta incidenza di territorio montano con utenza diffusa in contesti rurali.**

Si rimanda alle osservazioni generali.

**S7. Si concorda con l'orientamento dell'Autorità di ridurre il *gap* temporale tra l'installazione di sistemi di *smart metering* 2G tra le rimanenti imprese distributrici ed e-distribuzione? Se no, perché?**

Enel concorda con questo orientamento, purché, come evidenziato nelle osservazioni generali, non venga discriminata l'impresa *first mover* in particolare in merito all'applicazione del piano convenzionale.

**S8. Si concorda con l'orientamento di introdurre una nuova modalità di calcolo del PCO2 per le nove imprese distributrici che devono ancora avviare il PMS2? Se no, perché?**

**S9. Si ritiene preferibile modulare l'effetto di anticipo in relazione alla spesa prevista, in modo da premiare le imprese più efficienti?**

Come espresso nelle considerazioni generali, Enel ritiene che la nuova curva convenzionale e l'anticipo della spesa prevista debbano essere applicati a tutte le imprese distributrici, inclusa e-distribuzione.

**S10. Si concorda con l'orientamento di introdurre decurtazioni tariffarie per il mancato rispetto dei livelli attesi di performance del sistema di *smart metering* 2G? Se no, perché?**

Enel ritiene che l'introduzione di decurtazioni tariffarie per il mancato rispetto dei livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* 2G, debba tenere in debita considerazione il fatto che la regolazione vigente già prevede molteplici meccanismi indennitari per la mancata o ritardata messa a disposizione delle misure (art. 17 del TIF, art. 27 del TIME, art. 79 del TIS).

In ogni caso, considerando che e-distribuzione ha avviato il PMS2 a seguito dell'approvazione del piano di installazione da parte di Codesta Autorità con deliberazione 222/2017/R/eel del 6 aprile 2017, tali disposizioni avrebbero efficacia a partire dal quarto anno di piano dalla data di messa a regime della prima cabina secondaria (considerando 60 giorni dalla posa del primo contatore), ovvero da giugno 2020.

Riguardo all'opportunità di porre particolare attenzione a un eventuale degrado delle prestazioni 2G tale da mettere a repentaglio il funzionamento del sistema almeno come 1G, si ritiene necessario distinguere tra un ipotetico malfunzionamento "sistemico", di cui ad oggi non si ha alcuna evidenza, e le situazioni di anomalie puntuali – mancata prestazione 2G su singoli misuratori o gruppi di misuratori - che il distributore è già impegnato a risolvere celermente in ragione dei meccanismi indennitari sopra ricordati.

**S11. Osservazioni sulle quantificazioni indicate e sulle modalità applicative delle decurtazioni tariffarie**

Con riferimento al livello di penali ipotizzate, si ritiene eccessivamente penalizzante sia il livello minimo proposto pari allo 0,2%, sia il tetto massimo annuale di penalità pari al 10% della spesa di capitale annua media, sia il tetto massimo di penalità pluriennale pari al 30%.

Ciò in considerazione del peso dell'ammontare di tutte le penalità già previste rispetto agli importi riconosciuti per la remunerazione del servizio di misura.

Si propone pertanto di rimodulare le penalità, considerando un livello minimo pari allo 0,1%, un tetto massimo annuale pari al 5% e un tetto massimo pluriennale pari al 15%.

Si evidenzia inoltre che il volume di prestazioni, che devono rispettare il livello di performance del requisito [L-1.01], e il volume di quelle afferenti il requisito [L-1.02] sono di ordini di grandezza non confrontabili tra loro (miliardi di letture vs migliaia di prestazioni). Ne consegue che sarebbe opportuno prevedere un meccanismo di pesatura delle penali applicate che tenga conto di tali differenze attribuendo minor peso agli eventuali scostamenti di performance relativi al requisito [L-1.02].

Nel meccanismo di calcolo delle penalità sarebbe necessario tenere in considerazione alcuni fattori che si descrivono di seguito in dettaglio.

#### 1. Modalità di calcolo dei KPI

Fermi restando i livelli di performance definiti nell'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel, si rileva l'esigenza di chiarire le modalità di calcolo delle penalità annuali da applicare su indicatori giornalieri.

Si riportano al riguardo i criteri utilizzati da e-distribuzione nella rendicontazione prevista all'art. 20.3 della del. 646/2016/R/eel.

Con riferimento alle performance di cui al punto [L-1.01] gli indicatori sono calcolati come:

- rapporto tra il numero di curve quartorarie giornaliere validate pubblicate mensilmente verso il SII dell'AU entro 30 o 24 ore e il numero totale dei misuratori a regime nello stesso mese, rispettivamente entro o oltre 1 anno dalla data di messa a regime;
- rapporto tra il numero di curve quartorarie giornaliere validate pubblicate mensilmente verso il SII dell'AU entro 96 ore e il numero totale dei misuratori a regime nello stesso mese.

Il dato annuale è quindi calcolato come media aritmetica dei valori mensili determinati come sopra.

Ciò determina le seguenti evidenze:

- nell'attuale esperienza di e-distribuzione si rileva un sostanziale rispetto dei livelli di performance attesi nella quasi totalità dei giorni di ogni mese. Tuttavia si possono verificare sporadici disservizi giornalieri dei sistemi informatici o di telecomunicazioni che, pur essendo in alcuni casi nella responsabilità del distributore, non sono prevedibili e come tali non eliminabili. Quanto sopra, in considerazione delle elevate performance che i sistemi di *smart metering* devono giornalmente assicurare, fa sì che il mancato invio di misure, entro 24/30/96 ore, di un numero sporadico e limitato di giorni, anche assicurando la totalità delle misure inviate in tutti gli altri giorni del mese, non consenta il raggiungimento dei KPI attesi.
- l'eventuale mancato invio delle misure entro 96 ore comporta anche il mancato invio delle stesse entro le 24/30 ore; ne consegue che l'eventuale penalità, se calcolata su ogni singolo

indicatore, determinerebbe una doppia penalizzazione a fronte della medesima mancata telelettura.

Per ovviare a tali distorsioni si propone, pertanto, di adottare, ai fini del calcolo degli indicatori e delle penalità, i seguenti criteri:

- nel calcolo dei KPI mensili prevedere lo scorporo dei giorni in cui le performance sono inferiori al 10° percentile.  
Tale calcolo, sulla base delle evidenze di e-distribuzione, determinerebbe lo scorporo di circa 3 giorni/mese. In alternativa si propone di prevedere un numero massimo equivalente di giorni scorporabili nell'anno;
- prevedere lo scorporo dei periodi di fermo programmato dei sistemi informatici entro i tassi di operatività annuali e mensili fissati nel requisito L-2.01 e previa informativa agli utilizzatori di tali strumenti con un anticipo di 2 giorni lavorativi, indicando data, ora e minuto d'inizio e di fine del fermo programmato.
- applicare un'unica penalità per le performance di cui al requisito L-1.01.  
Ai fini del calcolo, con riferimento ai livelli di performance attesi entro 24 e 30 ore, sarebbe possibile determinare un unico indicatore da confrontare con il livello atteso pari al 95%. Non appare invece possibile l'aggregazione delle performance entro le 96 ore che hanno un diverso livello atteso (97%).

Si propone, pertanto, di applicare la penalità alla media tra i singoli scostamenti percentuali dei KPI (24/30/96 ore) rispetto ai corrispondenti livelli attesi.

Anche per il livello di performance di cui al requisito [L-1.02], valgono le stesse considerazioni fatte precedentemente per la telelettura delle misure. Difatti la mancata esecuzione di prestazioni in telegestione entro 24 ore comporta la mancata esecuzione delle stesse entro le 4 ore.

Si propone pertanto di applicare un'unica penalità per le performance di cui al requisito [L-1.02] pari alla media tra i singoli scostamenti percentuali dei KPI (4/24 ore) rispetto ai corrispondenti livelli attesi.

Ai fini del calcolo dei tempi di esecuzione delle prestazioni non immediatamente eseguibili, quali, ad esempio, i distacchi per morosità (che, ai sensi del TIMOE, sono eseguibili solo nei giorni "utili" e per i quali sono previste specifiche "fasce" diurne di eseguibilità, tipicamente dalle 08:00 alle 17:00) o le prestazioni che su richiesta del cliente/venditore possono essere eseguite solo a partire da una determinata data (tipicamente le cessazioni), il periodo che intercorre tra la ricezione della richiesta e il primo momento utile per l'esecuzione della prestazione non è considerato.

Quanto sopra è da ritenersi valido anche per le richieste di configurazione dei misuratori previste dalla deliberazione n. 88/2018/R/eel che devono essere eseguite contestualmente al cambio di fornitore (*switching*) ma vengono richieste con un anticipo di diversi giorni. Infatti i tempi di esecuzione delle richieste devono essere conteggiati facendo riferimento alla data di efficacia indicata dal venditore, indipendentemente dalla data di invio al SII delle richieste stesse da parte della controparte commerciale.

Solo in questo modo infatti può essere garantita una gestione efficiente del processo di richiesta/esecuzione della prestazione anche al fine di evitare reiteri superflui di comunicazioni tra le parti.

Pertanto è quanto mai opportuno che tali aspetti vengano esplicitamente chiariti nel provvedimento finale al fine di dare a tutti un'univoca interpretazione circa la corretta applicazione dell'indicatore in oggetto.

## 2. Evidenze operative

L'esperienza maturata da e-distribuzione, dopo oltre 2 anni dall'avvio del piano di installazione massiva, consente di evidenziare dei fenomeni che non erano compiutamente prevedibili al momento della presentazione del piano.

Si evidenzia *in primis* che, al fine di conseguire la massima efficienza, e-distribuzione, nell'assegnazione di attività di posa massiva verso le imprese in appalto, adotta logiche volte alla riduzione di costi logistici improduttivi.

Nello specifico, per l'esecuzione delle sostituzioni massive di CE 2G, si assegna alle imprese in appalto un lotto di attività che comprende tutti i misuratori sottesi ad una Cabina Secondaria che ricadono nella Tipologia A del PMS2 (regolarmente teleletti); tali attività vengono concluse entro il limite previsto nel punto A del requisito [C-1.01] a meno dei tentativi di accesso al misuratore infruttuosi (misuratore inaccessibile e cliente assente).

Le mancate sostituzioni, imputabili alla temporanea inaccessibilità del misuratore (es. cliente assente), vengono ritentate dalle imprese, al fine di massimizzare il completamento delle aree assegnate.

Ciò nonostante, la parte rimanente delle mancate sostituzioni viene aggregata per Comune al fine di costituire ulteriori lotti di installazioni (cosiddetti "ripassi") e riassegnata alle imprese con lo scopo di ritentare un ulteriore accesso alla fornitura per la sostituzione del misuratore.

Tali reiterate situazioni di inaccessibilità del misuratore determinano di frequente l'esecuzione delle sostituzioni oltre i 60 giorni previsti dal succitato punto A.

A queste di aggiungono tutte le altre attività diverse dalla “posa massiva” che determinano di norma una posa del contatore dopo i suddetti 60 giorni. Tali contatori risultano quindi “in esercizio” contestualmente alla data di posa.

Questo elemento è rilevante in considerazione del fatto che il sistema, a causa delle attività necessarie per l'arruolamento di ogni singolo misuratore, presenta performance difformi sulla base del tempo intercorso tra la data di posa e la data di rilevazione della misura.

Le performance sono assolutamente in linea con le attese per i misuratori “a regime” da almeno due mesi, per i quali si assicura stabilmente il rispetto di quanto previsto nel requisito [L-1.01]. Si evidenzia che, nelle sole settimane immediatamente successive all'installazione, il sistema, impegnato nell'esecuzione automatica di tutte le procedure di arruolamento, presenta un minor tasso di acquisizione delle misure.

Ne consegue che, per i misuratori oggetto dei cosiddetti “ripassi” eseguiti oltre i 60 giorni previsti, risulta particolarmente complesso raggiungere “a tempo zero” i livelli di performance richiesti.

Pertanto, si propone, ai soli fini del calcolo delle performance del sistema, di prevedere che ogni misuratore si intenda “a regime” entro la maggiore data tra i 60 giorni successivi alla posa del primo misuratore, sotteso alla medesima cabina secondaria, e almeno 30 giorni successivi alla posa del misuratore stesso.

Si ritiene inoltre necessario prevedere un meccanismo di scorporo di particolari periodi e territori interessati da fenomeni esogeni che non rientrano nella responsabilità dell'impresa di distribuzione. Si citano al riguardo, a titolo di esempio non esaustivo: calamità naturali, inaccessibilità dei territori, disservizi estesi e duraturi della rete pubblica di telefonia mobile.

In relazione a quest'ultimo punto si evidenzia come l'indisponibilità della rete di telefonia costituisca una causa di forza maggiore che inficia qualsiasi sistema di acquisizione da remoto dei dati.

Da ultimo, cogliamo l'occasione per rappresentare che il sistema 2G di e-distribuzione è in continua evoluzione anche per accogliere le richieste di innovazione che dovessero pervenire dai clienti o da codesta Autorità in un'ottica *future proof*.

Pertanto, considerando l'elevato numero di apparati gestiti, la sperimentazione estesa in campo fornisce evidenze molto utili e non sempre riscontrabili con la sola sperimentazione in laboratorio.

Per tale ragione, anche in coerenza con gli obiettivi e le linee di intervento individuate da codesta Autorità nel DCO 139/2019/A, si propone di valutare l'attivazione di una “*sandbox*” ovvero di un'area pilota ma con clienti reali, nella quale sperimentare nuove funzionalità dei misuratori o nuove versioni del firmware di misuratori e concentratori anche destinate al miglioramento delle performance, in deroga al sistema di penalità in corso di definizione.



**S12. Si concorda con l'orientamento di aggiornare le decurtazioni tariffarie per il mancato rispetto dell'avanzamento del PMS2? Se no perché?**

In merito alla proposta di scorporare le sostituzioni 2G su 2G dal numero che concorre al rispetto dei volumi pianificati nel PMS2, non si ritiene opportuno modificare il perimetro di misurazione dell'avanzamento del piano poiché riteniamo che l'attuale modalità rappresenti meglio il reale *effort* dell'impresa nella posa dei misuratori.