

Milano, 20 luglio 2015

**Spettabile**

Autorità per l'energia elettrica, il gas  
e il sistema idrico

Direzione infrastrutture, certificazione e  
unbundling e

Direzione mercati elettricità e gas

Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

[infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)

**Osservazioni Anie Energia al DCO AEEGSI 255/2015/R/EEL “Smart Distribution System: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica”.**

**Osservazioni generali:**

- ANIE condivide l'affermazione riportata a pag. 5 in merito all'attuale inadeguatezza del sistema tariffario nella promozione di investimenti, in generale in ambito Smart Distribution System (SDS) e, nello specifico, nelle due funzionalità proposte da AEEGSI ritenendo pertanto necessario che la stessa sviluppi un meccanismo di incentivazione che espliciti il beneficio a favore del DSO.
- In merito alla regolazione di tensione è già previsto dalle norme di connessione che, sotto certe condizioni operative, lo scambio di energia reattiva richiesto agli utenti attivi con l'obiettivo appunto di regolare la tensione di rete, si configuri come un servizio di rete, che l'AEEGSI deve appunto regolare<sup>1</sup>. Pertanto, oltre a quanto di competenza del DSO, occorre anche regolare questo aspetto (vedi punto 2.e di tabella 3).
- La ricostruzione fornita al punto B3 non è condivisibile. L'esperienza dei fornitori tecnologici che hanno partecipato alle sperimentazioni e che sono in gran parte iscritti ad ANIE mostra una situazione esattamente opposta. In molti casi i progetti erano corredati da specifiche tecniche lacunose o completamente assenti per alcune funzionalità, mentre in casi opposti la combinazione tra quanto specificato e quanto disponibile o realizzabile nei tempi di implementazione richiesti dal progetto non aveva soluzione tecnica. Questo vale sia per le apparecchiature installate negli impianti di pertinenza del distributore, che per quelli afferenti agli utenti attivi coinvolti nel progetto. Del resto la stessa AEEGSI ammette che l'obiettivo di interoperabilità tra gli apparati di controllo dell'impianto conformi allo standard IEC 61850 era di fatto irraggiungibile vista l'assenza di un profilo di comunicazione standard unificato a livello normativo. È poi opportuno chiarire che l'obiettivo da perseguire non dovrebbe essere quello della “standardizzazione delle soluzioni

<sup>1</sup> Il paragrafo N.6.4 della norma CEI 0-16 in merito all'erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica  $Q=f(V)$  afferma che “Essendo il funzionamento secondo questo criterio di regolazione assimilato ad un servizio di rete erogato dall'Utente Attivo su richiesta del Distributore, vale quanto di seguito specificato. L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEG (modalità di attivazione e di esercizio; condizioni economiche).”

costruttive”, quanto la convergenza verso requisiti funzionali comuni. La prassi di alcuni DSO di specificare anche caratteristiche costruttive non è infatti diffusa a livello internazionale e può ostacolare lo sviluppo degli apparati e delle tecnologie innovative. ANIE è ovviamente disponibile a fornire maggiori informazioni circa lo svolgimento dei progetti pilota e anzi rileva l’opportunità, per questa occasione, come ormai per molte altre, che l’AEEGSI riceva informazioni sullo stato dell’arte tecnologico delle aree di pertinenza dei soggetti regolati, anche dai rappresentanti dei costruttori di tecnologia, anziché solo dai suddetti soggetti regolati.

## **Osservazioni puntuali**

### **Spunti S1 e S2**

Anie condivide l’analisi delle funzionalità innovative esaminate e non ritiene ve ne siano di ulteriori da porre all’attenzione. Circa la parte di DCO propedeutica agli spunti di discussione in oggetto, Anie desidera precisare quanto segue:

- Punto 2.15: Anie ritiene importante estendere la sperimentazione alle reti di distribuzione in bassa tensione, come peraltro già proposto dallo stesso DCO, con l’obiettivo di sviluppare funzionalità di gestione della generazione distribuita più adatte a tali sistemi e di proseguire il processo di coinvolgimento degli utenti nella gestione del sistema elettrico sia per la parte di generazione, che lato domanda.
- Punto 2.20: particolarmente interessante appare la possibilità di effettuare sperimentazioni su sistemi di distribuzione in corrente continua di limitata estensione. Molte sorgenti di generazione rendono disponibile l’energia elettrica già in corrente continua, e il parallelo tra le unità di produzione e le linee di carico e la successiva distribuzione possono essere efficacemente effettuati in corrente continua, realizzando la conversione in alternata in prossimità delle unità di carico che richiedono tale alimentazione. Tale sperimentazione consentirebbe di verificare la maturità tecnologica delle varie apparecchiature (quadristica, apparati di sezionamento, interruzione e protezione) e di verificare la convenienza economica di tale soluzione in relazione a vari parametri (estensione della rete, capacità di generazione installata, carico servito, ecc). Anie pertanto auspica che l’AEEGSI avvii progetti pilota in questa direzione.
- Punto 2.21 e altri: la maggiore osservabilità circa lo stato operativo della generazione distribuita, necessaria a Terna, non riguarda tanto le reti di distribuzione, la cui gestione è di pertinenza del DSO, quanto piuttosto l’aggregazione per fonte ed il valore di carico così come specificato al paragrafo 6 dell’Allegato A70. In questo senso, i crescenti livelli di osservabilità mostrati in tabella 2 non sono altro che diverse declinazioni di quanto richiesto al paragrafo sopra indicato, peraltro sospeso dalla delibera 84/2012/R/eel (punto 3.14). Occorre quindi passare dall’attuale condizione di sospensione ad una roadmap per l’implementazione del monitoraggio con crescenti livelli di efficacia. Si precisa infine che, a differenza di quanto scritto al punto 2.25, i sistemi di misura e previsione della generazione non riguardano solo le fonti eolica e fotovoltaica, ma tutte le fonti in generale: si pensi ad esempio all’importanza che riveste la fonte idroelettrica per alcuni DSO.
- Punto 2.26: si segnala che il CT316 ha già costituito una Task Force (TF) dedicata all’implementazione degli aspetti relativi all’allegato A72, sia lato gestore di rete (TSO/DSO) che lato utenza. La raccomandazione dell’AEEGSI va tuttavia colta e indirizzata verso una

intensificazione dell'attività della suddetta TF, cui ANIE partecipa, anche per dare maggiore informativa circa le sperimentazioni ENEL/TERNA di cui al precedente punto 2.25.

- Punti 2.36 e 2.39: l'impiego della generazione distribuita per la rialimentazione di porzioni estese della rete di distribuzione in caso di indisponibilità della rete AT o MT è una prassi valida ormai da molto tempo per alcuni DSO (tipicamente generazione idroelettrica per alimentare linee di distribuzione in zone montuose), sulla base di accordi privati bilaterali. Si tratta di codificare queste situazioni episodiche e gestite caso per caso in un servizio di rete standard attivabile da tutti i DSO a livello nazionale, per opportuni ambiti territoriali e presenza di tecnologie abilitanti tale funzione. Una volta abilitato questo servizio occorre poi valutare l'opportunità di intervenire sul Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale che, in caso di disservizi più o meno estesi, prevede ad oggi la rialimentazione dalle reti di trasmissione e di distribuzione primaria e non la possibilità di gestire la riaccensione anche in presenza di aree più o meno estese della rete di distribuzione già rialimentate attraverso risorse proprie.

### Spunto S3

Anie non condivide quanto esposto da AEEGSI sulla base delle seguenti considerazioni:

- Al punto 2.51 l'Autorità sostiene che le sperimentazioni sono ancora in corso e non si hanno sufficienti dati per valutarne i benefici a livello di sistema. Considerato che in due dei progetti pilota promossi dalla Delibera 39/10, già da tempo realizzati, sono previsti sistemi di accumulo (in particolare il sistema di accumulo installato da Enel Distribuzione ha ormai più di tre anni di esercizio<sup>2</sup>) e che Enel Distribuzione ha avviato comunque altre sperimentazioni con apparati installati sia in Cabina Primaria, che in centri satellite, che sulla rete in bassa tensione, non si comprende l'affermazione di AEEGSI.
- Il DM 5 luglio 2012 prevedeva all'articolo 11 – comma 1 – lettera d) che l'Autorità per l'Energia elettrica, il gas e il servizio idrico, al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo 28/11, provvede a definire le modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione di cui alla precedente lettera c), capacità di accumulo presso cabine primarie. Con la Delibera 293/2012 l'Autorità aveva avviato il procedimento per l'adozione anche di tale provvedimento, che ad oggi non è stato emanato.
- La Delibera 199/2011 (TIT) prevedeva al paragrafo 12.5 lettera e) una maggiorazione del tasso di remunerazione degli investimenti per il periodo regolatorio 2012 – 2015 relativo ai progetti pilota in sistemi di accumulo per la distribuzione; all'articolo 13 della stessa Delibera sono indicate le modalità per tale sperimentazione.
- La Delibera 288/2012 ha avviato la sperimentazione dei sistemi di accumulo nella trasmissione, mentre per la distribuzione l'Autorità ha ritenuto opportuno di far precedere la sperimentazione da

<sup>2</sup> Tale apparato è stato consegnato all'esercizio il 29/02/2012, si veda la presentazione "Performance del sistema di accumulo installato nella rete MT di Isernia", a cura di C. Noce, F. Zanellini e L. Stefanoni, Giornata di Studio AEIT "Smart Storage: il ruolo dell'accumulo nelle reti attive MT/bt", Milano, 18 giugno 2014.

una consultazione. Ad oggi, praticamente alla fine del periodo regolatorio 2012-2015, l'Autorità non ha emanato alcun documento per la consultazione al riguardo.

- Si ritiene opportuno inoltre precisare che la principale impresa distributrice ha comunque realizzato alcuni sistemi di accumulo, accedendo anche a programmi di finanziamento italiani ed europei, in mancanza della regolazione incentivante dell'AEEGSI. Per contro gli altri distributori, potenzialmente interessati a realizzare sistemi di accumulo, in assenza di tale regolazione incentivante, non hanno avuto modo fino ad ora di poter sviluppare progetti pilota al riguardo.
- Si rileva inoltre una forte incoerenza tra la posizione espressa da AEEGSI e quanto pianificato dalla maggior impresa distributrice nei suoi Piani di Sviluppo della rete 2012-2014, 2013-2015 e 2014-2016, dove sono indicate oltre 40 possibili cabine primarie nelle quali inserire sistemi di accumulo di potenza tra 1 e 2 MW.
- Anie, infine, desidera sottolineare che il ruolo dei sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione potrebbe essere meglio supportato dalla riforma della disciplina del dispacciamento, i cui primi elementi sono stati presentati dall'AEEGSI nel Documento per la Consultazione 354/2013. Ad oggi però non è ancora stato emanato alcun provvedimento al riguardo e questo ha di fatto bloccato la sperimentazione di progetti pilota di sistemi di accumulo in distribuzione. Anie è consapevole del fatto che la riforma del mercato del dispacciamento non può prescindere dalle indicazioni contenute nel "Network Code on Electricity Balancing" in preparazione da parte di ENTSO-E che, nell'attuale versione, è caratterizzato da notevoli differenze rispetto all'architettura dell'MSD ad oggi in vigore in Italia. Anie tuttavia ritiene che, quale che sarà l'evoluzione delle norme europee, sia comunque possibile e opportuno proseguire con il dibattito aperto dal DCO 354/2013, avviando alcuni progetti pilota che sperimentino anche nuovi ruoli del DSO, in cui le prestazioni offerte dai sistemi di accumulo possano essere meglio valutate.

Pertanto, non si condivide la proposta di codesta Autorità; in particolare si ritiene necessario dare seguito a quanto previsto dalle Delibere 293/2012 e 199/2011.

#### **Spunti S4, S5, S6, S7 e S8**

Nessuna osservazione.

#### **Spunti S9, S10, S11, S12, S13 e S14**

Anie condivide quanto proposto ed in particolare le assunzioni di fondo effettuate al punto 5.6 del DCO in oggetto laddove, nell'ambito di ulteriori sperimentazioni pilota avviabili nel prossimo futuro, si cita lo scenario suggerito dall'Articolo 1, comma 6-octies, del Decreto-Legge 23 dicembre 2013, n.145, convertito con modificazioni dalla Legge di conversione 21 febbraio 2014, n. 9, in tema di progressivo aumento della copertura del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale.

Anie ritiene utile, come proposto dall'AEEGSI, avviare un'area di sperimentazione dedicata a verificare l'efficienza di soluzioni innovative (tra cui soluzioni di smart grid e sistemi di accumulo) nei sistemi elettrici integrati di tali isole minori (escluse quelle di prossima interconnessione). Si evidenzia tuttavia che l'obiettivo primario del sopra richiamato provvedimento Legislativo (Legge di conversione 21 febbraio 2014, n. 9) è innanzitutto quello di favorire il progressivo aumento della copertura del fabbisogno energetico delle isole minori non interconnesse con fonti rinnovabili.

Pertanto è importante che tale obiettivo primario venga tenuto nella dovuta considerazione a fronte del pur condivisibile indirizzo di garantire la sostenibilità economica dei progetti pilota, non solo rispetto alle attuali diverse forme di reintegrazione tariffarie presenti per i distributori delle isole minori non interconnesse, ma anche rispetto ai costi di riferimento di medio periodo che l'Autorità dichiara di introdurre.

Infine si sottolinea come i tre ambiti evidenziati nel presente DCO di possibile sperimentazione di smart distribution system e cioè: l'integrazione di impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili (programmabili e non programmabili) nel quadro di sistemi elettrici di limitata potenza con assoluta esigenza di riserva, lo sviluppo di programmi di gestione integrata dei maggiori carichi programmabili presenti sull'isola (esempio impianti di desalinizzazione) e l'installazione e gestione ottimizzata di sistemi e apparati per garantire la flessibilità e la gestione del sistema elettrico dell'isola (ad es. tramite di sistemi di accumulo integrati) risultino fortemente correlati e meglio affrontabili, anche a livello di sostenibilità economica, attraverso un approccio integrato di smart micro grid systems.