

Milano, 4 dicembre 2015

Spettabile
Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico
Direzione Infrastrutture, Unbundling e
Certificazione
Direzione Mercati elettricità e gas
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
infrastrutture@autorita.energia.it

Osservazioni ANIE-Energia al Documento di Consultazione AEEGSI 544/2015 "CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO".

Orientamenti finali

Spettabile Autorità,
qui di seguito inoltriamo le osservazioni di Anie-Energia al documento di consultazione in oggetto.

ANIE condivide in generale la proposte e le posizioni dell'Autorità in merito ai vari temi trattati nel documento per la consultazione, esprimendo le seguenti osservazioni puntuali:

Punto 21.4

ANIE chiede all'Autorità di chiarire cosa si intenda con l'espressione "facilitatore neutrale del mercato" per meglio comprendere il ruolo futuro delle imprese distributrici

Punto 21.14

ANIE ritiene che il coinvolgimento delle risorse locali tramite l'attivazione delle funzionalità previste dalla norma CEI 0-16 non debba generare incentivi più elevati per il distributore ma piuttosto una remunerazione delle risorse locali

Punto 21.21

ANIE sul tema delle sperimentazioni relative a soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse ribadisce quanto espresso nella consultazione al DCO 255/2015 e di seguito riportato:

ANIE evidenzia che l'obiettivo primario del decreto legge "Destinazione Italia" (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 gli ambiti evidenziati nel DCO 255 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)

Capitolo 37 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

Tabella 2, entità delle penali

I valori economici delle penali, espressi pro forma in tabella 2 in termini di c€/kvarh sono pari a circa il 20% dei rispettivi coefficienti espressi nella delibera 347/2008. Simulazioni condotte su bollette reali mostrano che il montante delle penali, a partire dall'applicazione dei coefficienti sopra indicati, si ridurrà di circa il 60/70% ovvero sarà pari a circa un terzo. Considerando il costo delle apparecchiature di rifasamento oggi in commercio, il tempo di ammortamento della sola apparecchiatura sarà di circa due/tre anni nei casi più semplici (impianti allacciati in bt, privi di carichi distortanti) fino a 6/7 anni nei casi più "difficili" (impianti industriali alimentati in MT e con carichi distortanti).

Se consideriamo anche i costi di installazione e manutenzione, il tempo si allunga ulteriormente.

Se il rifasamento dell'impianto sarà facoltativo (vedasi commento successivo, relativo alla delibera 180/13), l'imprenditore molto probabilmente considererà eccessivi tali tempi di ammortamento preferendo pagare le penali in bolletta. Con un tempo di ammortamento così lungo anche gli attori dell'efficientamento energetico (ESCO, EGE, etc) difficilmente proporranno tale attività ai loro clienti. Il rischio è quello di vedere una degradazione progressiva del fattore di potenza medio della rete.

Relativamente ai coefficienti economici della suddetta tabella, sarebbe forse interessante capire come sono le penali nei Paesi equiparabili all'Italia.

Spunti di consultazione: S24

La delibera 180/13 è stata emessa a maggio 2013 tuttavia, come purtroppo accade spesso, gli utenti si sono attivati solo in prossimità della sua entrata in vigore, ovvero negli ultimi mesi. L'ipotesi di spostare l'entrata in vigore della suddetta delibera può essere condivisibile solo se si pensa ad una dilazione di 3-6 mesi, viceversa se la dilazione dovesse essere più corposa probabilmente gli addetti ai lavori metteranno di nuovo questo tema tra quelli non prioritari e quindi esprimiamo in tal caso la nostra contrarietà alla proposta dell'Autorità.

Delibera 180/13

Allegato 1, articolo 2

Nelle numerose conferenze svolte sul tema (alle quali hanno partecipato progettisti e installatori di impianti elettrici, nonché consumatori industriali ed imprenditori in generale) le domande più ricorrenti che abbiamo ricevuto sono le seguenti:

È obbligatorio oppure no rispettare le indicazioni dei punti 2.1, 2.2, 2.3? Molti utenti danno la seguente interpretazione: "non è obbligatorio, devo farlo solo se me lo chiede il gestore di rete, nel caso avesse problemi sulla linea che alimenta il mio impianto, pena la sospensione del servizio". E' l'interpretazione corretta?

Relativamente al punto 2.1, le domande sono relative alla modalità con cui la grandezza "fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nei periodi di alto carico" (fasce F1 + F2) verrà misurata/resa nota all'utente: verrà misurata dal contatore dell'energia, oppure l'utente dovrà misurarla con sistemi propri? In quest'ultimo caso, verranno definite delle metodologie di misura/regolazione che dovranno essere rispettate dai costruttori di strumenti di misura/regolazione del fattore di potenza? Oppure è una grandezza già disponibile tra quelle misurate dai contatori installati sul punto di consegna dell'energia elettrica?

Gradiremmo avere riscontri da parte dell'Autorità ai quesiti posti.