

Milano, 8 febbraio 2016

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

**Osservazioni ANIE-Energia al Documento di Consultazione AEEGSI 464/2015 " Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti".**

**Orientamenti iniziali**

**Appendice C**

Spettabile Autorità,

scusandoci per il ritardo nella risposta, qui di seguito inoltriamo le osservazioni di ANIE Energia all'appendice C del documento di consultazione in oggetto, auspicando che possano essere comunque prese in considerazione.

Come osservazione generale introduttiva, ANIE condivide la necessità che la definizione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione da parte di Terna sia improntata ad un'analisi costi-benefici evoluta (CBA 2.0), in modo che il potenziamento dell'infrastruttura di trasporto dell'energia elettrica avvenga perseguendo obiettivi non solo utili per il contesto italiano ma anche coerenti con le direzioni di sviluppo della rete elettrica europea interconnessa.

**S15**

Come già presentato nella precedente fase di consultazione (e specificatamente in risposta al quesito S5), ANIE condivide l'idea di differenziare l'incentivazione in base al valore del rapporto B/C. Considerando che in linea di massima il vecchio rapporto pari a 1 corrisponderebbe ad un nuovo valore pari a 1,4, ANIE suggerisce la possibilità di introdurre una categoria aggiuntiva compresa fra i valori 1,5 e 2 per evitare di rallentare inutilmente con ulteriori valutazioni lo sviluppo di interventi che presentano rapporti piuttosto convenienti come 1,8 o 1,9.

ANIE chiede inoltre all'Autorità di pubblicare una tabella comparativa tra i valori calcolati con la vecchia metodologia (indice IP) e quelli ottenuti applicando la nuova CBA 2.0, al fine di meglio comprendere se l'equivalenza indicata al punto 4.8 sia rispettata per ogni tipologia di investimento o se sia il risultato di una media e per avere un'idea di quali siano gli investimenti con un rapporto pari a 2,5-3,0.

**S16**

Nessuna osservazione.

**S17****C1 Scenari e definizione degli orizzonti temporali**

ANIE condivide la proposta dell'Autorità di utilizzare per la CBA 2.0 due scenari di cui uno di medio termine e uno di lungo termine, in particolare lo stesso proposto da ENTSO-E (10-20 anni). Inoltre, al fine di favorire il pieno recepimento delle indicazioni di ENTSO-E, ANIE suggerisce che l'orizzonte di medio termine coincida con quello ENTSO-E (5-10 anni). L'elaborazione di lungo termine deve considerare scenari fortemente caratterizzati e contrastanti (ad esempio sviluppo ridotto degli impianti da fonte rinnovabile vs quota preponderante del parco di generazione da fonte rinnovabile), come giustamente rimarcato dalla stessa Autorità.

ANIE poi concorda con quanto suggerito dall'Autorità alla nota 56 circa la proposta di rendere biennale la pubblicazione del PdS, introducendo l'obbligo di pubblicazione, negli anni in cui il PdS non è redatto, di un rapporto di avanzamento dello sviluppo rete, in linea con quanto già elaborato da ENTSO-E.

**C2 Studi di mercato e di rete**

Nessuna osservazione.

**C3 Identificazione degli interventi di sviluppo candidati**

ANIE concorda con l'Autorità che Terna debba dedicare maggiore attenzione alla identificazione e definizione delle opere che costituiscono un singolo intervento di sviluppo rete, attraverso ad esempio la descrizione dei componenti principali e peculiari che lo caratterizzano e l'esclusione delle opere accessorie comuni invece alla totalità degli interventi di potenziamento della RTN (inclusa RTN FSI). Ciò consentirebbe, tra l'altro, di agevolare l'analisi dell'impatto sul mondo industriale delle attività di sviluppo del sistema di trasmissione pianificate dal gestore di rete.

**C4 Ambito di analisi**

ANIE concorda con quanto indicato dall'Autorità in ordine ad una miglior indicazione dei benefici che gli interventi di potenziamento dell'interconnessione consentono di conseguire sia a livello italiano che europeo. Ciò permetterebbe tra l'altro una classificazione più corretta degli interventi sulla base degli indicatori derivanti dalla CBA e di conseguenza una più efficiente selezione degli investimenti.

**C5 Valutazione dei costi**

Nessuna osservazione.

**C6 Valutazione delle possibili correlazioni tra interventi ai fini del calcolo dei benefici**

ANIE non esprime pareri riguardo al punto C6, ma desidera evidenziare che, in base a quanto pubblicato nel DCO in oggetto, l'approccio sequenziale, normalmente utilizzato da Terna nell'elaborazione del PdS e valutato positivamente

da ACER, differisce dalle metodologie indicate nella CBA ENTSO-E (TOOT e PINT) nonché da quella raccomandata da ENTSO-E per le analisi relative al TYNDP (metodologia TOOT) e chiedere all'Autorità maggiori informazioni circa l'ammissibilità di questa procedura nell'ambito della CBA 2.0.

#### **C7 Identificazione delle categorie di beneficio**

Nessuna osservazione.

#### **C8 Socio economic welfare (beneficio B1)**

ANIE concorda con la posizione proposta dall'Autorità.

#### **C9 Variazione perdite di rete (beneficio B2)**

ANIE concorda con l'Autorità circa la necessità di fornire maggiori dettagli sulla stima delle riduzioni delle perdite di rete alla punta di carico e sulla necessità che Terna uniformi le proprie valutazioni all'approccio ENTSO-E.

#### **C10 Riduzione rischi energia non fornita (beneficio B3)**

Si concorda con la posizione proposta dall'Autorità, in particolare sulla richiesta di chiarimenti circa la riduzione complessiva prevista di energia non fornita (67 GWh/anno).

#### **C11 Integrazione della produzione di fonti energetiche rinnovabili (beneficio B5)**

ANIE concorda sulla posizione sostenuta dall'Autorità in base alla quale i vincoli a rete integra e quelli derivanti dalla necessità di riserva debbano essere considerati da Terna già nelle simulazioni di mercato necessarie alla determinazione dell'indicatore di beneficio B1. ANIE desidera inoltre evidenziare che l'energia rinnovabile che può essere dispacciata grazie ai rinforzi di rete può determinare una diminuzione del "clearing price" di mercato (cosiddetto "merit order effect"), che deve essere opportunamente tenuto in conto nelle simulazioni effettuate. Infine ANIE non concorda con AEEGSI circa l'opportunità di valorizzare solamente l'effetto della produzione termoelettrica sostitutiva: infatti, se tale osservazione è corretta dal punto di vista della teoria del mercato elettrico, è maggiormente condivisibile per la scrivente Associazione la posizione sostenuta da Terna in base alla quale non solo il sistema elettrico ma l'intero Paese riconosce all'energia elettrica proveniente da fonte rinnovabile un maggior valore specifico, che deve essere debitamente rappresentato nelle simulazioni.

#### **C12 Analisi economiche e discounting**

Nessuna osservazione.

#### **C13 Presentazione dei risultati**

ANIE concorda con la posizione dell'Autorità circa il fatto che i benefici debbano essere presentati a livello di sistema, anziché a livello di singolo componente del social surplus, per il motivo, ben evidenziato da AEEGSI, che la

presentazione di un singolo componente dei benefici rischierebbe di fornire informazioni distorcenti con particolare riferimento all'efficacia selettiva degli investimenti in capacità di trasmissione cross border.

#### **C14 Altri aspetti relativi alla CBA e scenari**

Nessuna osservazione.

#### **S18**

ANIE condivide quanto prospettato da AEEGSI al punto C14 e desidera suggerire l'opportunità di condurre simulazioni di sistema che tengano in considerazione la possibilità di estendere la partecipazione a MSD agli impianti alimentati da fonte rinnovabile e alla generazione distribuita, nonché gli interventi e le soluzioni tecniche sperimentate nei progetti pilota smart grid promossi dalla stessa AEEGSI e recentemente conclusi.