

SCHEMA DI RAPPORTO DI IDENTIFICAZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO

Consultazione di Terna del 10 settembre 2018

Osservazioni di Elettricità Futura

1 ottobre 2018

Considerazioni di carattere generale

Elettricità Futura ritiene che Terna con il presente documento abbia presentato in maniera trasparente ed esaustiva i contenuti e i risultati della metodologia per l'identificazione della capacità obiettivo.

Si condivide con favore l'introduzione di meccanismi di incentivazione output-based per la remunerazione delle attività di rete. Al tempo stesso però si sottolinea l'opportunità di dover coordinare lo sviluppo della rete con gli investimenti in capacità di generazione, che devono essere supportati da adeguati strumenti regolatori.

Si apprezza che Terna, per le simulazioni, abbia scelto di utilizzare la configurazione di rete attuale e che abbia individuato in maniera univoca, per ogni sezione/confine, un valore di capacità addizionale tra quelli ottenuti nei due scenari *Sustainable Transition* e *Distributed Generation*. Si condivide inoltre l'utilizzo della metodologia del *least regret*, ritenuta ragionevole e razionale.

Con riferimento ai risultati della metodologia di calcolo (tabella 1 pag. 7), non è chiaro il motivo per cui in entrambi gli scenari la capacità addizionale nelle sezioni interne sia la stessa (o cambi di poco) (escluso il caso della sezione ITSic-IT): al variare dello scenario, e quindi delle ipotesi alla base delle simulazioni, ci si aspetterebbe infatti una variazione di capacità addizionale necessaria anche nelle sezioni interne oltre a quello osservato sui confini esteri. Si chiedono pertanto delucidazioni in merito.

Inoltre, in entrambi gli scenari l'algoritmo restituisce un incremento della capacità transfrontaliera (5.000 MW in ST per Europa + 1.200 MW con Africa) maggiore di quello relativo alla capacità interna (in totale 4.300 MW suddivisi su 6 interventi da 500 a 1.100 MW). Una simile differenza sembra esser poco allineata rispetto alla necessità di eliminare le congestioni interne e i vincoli di rete e di incrementare ulteriormente la penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico. La differenza potrebbe essere fortemente dipendente dall'ipotesi di suddivisione equa dei costi di realizzazione (50% sostenuti da Terna) che, riducendo la curva dei costi marginali, determina un valore di capacità obiettivo verso l'estero maggiore. Per coerenza di metodologia, se si considera, per le linee transfrontaliere, solo la quota di costo di competenza italiana, anche la curva del beneficio marginale deve essere relativa ai soli impatti positivi nel mercato italiano. L'ipotesi di sostenere solamente la metà dei costi di realizzazione potrebbe non risultare sempre vera, soprattutto in considerazione di paesi con diversa disponibilità economica o con differente livello di interesse nell'interconnessione con l'Italia, e potrebbe aver contribuito a far crescere la capacità addizionale transfrontaliera. Sarebbe interessante valutare se modificando questa ipotesi si sarebbero ottenuti gli stessi risultati di capacità addizionale.

Con riferimento alla metodologia, si condivide l'approccio scelto per identificare la capacità addizionale apprezzando il dettaglio del rapporto in consultazione. Tuttavia, alcuni punti non risultano del tutto chiari e necessitano delucidazioni.

In relazione al calcolo del costo marginale, ad esempio, non è chiaro rispetto ai dati di quale piano di sviluppo precedente sia valutata la differenza costo stimato – costo sostenuto (tabella 4 pag. 29): si ritiene che tale costo “rimanente” debba essere riferito agli aggiornamenti di spesa contenuti nell’ultimo piano di sviluppo disponibile, in questo caso al 2018, al fine di garantire la coerenza delle valutazioni di costo marginale.

In aggiunta, si ritiene che dovrebbero essere esplicitati all’interno della procedura sia le motivazioni per effettuare o non effettuare step di incremento di capacità iniziali su sezioni e su confini aggregati, sia il razionale per la definizione dei valori assunti dai limiti La ed Lb, diversi tra confini e sezioni e tra step consecutivi (tabelle nell’allegato 4).

Per quanto riguarda le categorie di benefici inclusi nel calcolo, si chiede la conferma che i benefici B18 e B19 (riduzione emissioni CO₂ e altre emissioni) siano tenuti in considerazione nella fase 1 della valutazione del beneficio marginale. Nel caso non fosse così, si chiede di chiarire come e in quale fase tali benefici siano stati inclusi nella metodologia di calcolo del beneficio marginale.

Inoltre, pur prendendo atto del riscontro di Terna alla nostra richiesta nella precedente consultazione, si ritiene importante sottolineare che, anche nelle successive fasi di implementazione degli interventi per raggiungere la capacità obiettivo, Terna non si orienti solo verso interventi RAB-intensive, ma consideri anche interventi alternativi, quali ad esempio l’installazione e operazione ottimizzata di Phase Shifting Transformers (PST) e l’utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

Infine, si richiede di specificare in dettaglio le motivazioni per cui non sono stati presi in esame e definiti valori di capacità obiettivo relativamente alle sezioni Sardegna – Sicilia (cfr Piano di Sviluppo 2018: caso HVDC Sicilia-Sardegna) e Centro Sud – Nord (cfr Piano di Sviluppo 2018: caso HVDC Adriatica con stazione terminale Porto Tolle) sebbene relativamente ad una sezione interessata da interventi previsti nel PDS 2018 (Nord Africa) siano stati analizzati e proposti valori di capacità obiettivo.