

***Sessione di approfondimento sugli interventi di
sviluppo HVDC Continente - Sicilia -
Sardegna e HVDC adriatico e sulle analisi costi
benefici dei progetti HVDC***

Le azioni dell'Autorità

Riccardo Vailati

**Milano, 26 giugno 2019
Consultazione sul Piano di Sviluppo della rete elettrica di
trasmissione nazionale**

Contesto normativo/regolatorio di riferimento

- Obbligo in capo ai gestori di predisporre i **Piani decennali di sviluppo della rete** (decreto legislativo 93/11, art. 16 per il settore gas e art. 36 per energia elettrica)
- **Consultazione pubblica** dei Piani da parte dell'Autorità (deliberazione 627/2016/R/EEL; deliberazione 468/2018/R/GAS)

ELETTRICITÀ

- L'Autorità trasmette l'esito delle proprie valutazioni al **MiSE**
- Il Piano è **approvato dal MiSE**, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate, tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità

GAS

- L'Autorità **valuta i Piani** per gli aspetti di propria competenza (es. economicità degli investimenti), ne monitora l'attuazione ed ha **facoltà di imporre al gestore** la realizzazione entro un certo termine di un determinato investimento e richiedere modifiche al Piano decennale

Piano 2018 e consultazione su HVDC adriatico

- L'HVDC Centro Sud/Centro Nord (codice 436-N) è stato proposto come nuovo intervento nel Piano di Sviluppo 2018, da Villanova o Villavalle a Fano o Porto Tolle, avvio dei cantieri previsto nel 2025, lunghezza di circa 220 km, incremento di capacità di trasporto di “almeno 1000 MW”, investimento stimato di 1115 milioni di euro
 - Altri elementi dal piano 2018 e dalla fase di consultazione:
 - necessità di ulteriori rinforzi della sezione Centro Sud - Centro Nord rispetto a quanto già previsto
 - elettrodotto 380 kV Fano – Teramo di fatto impraticabile dal 2014
 - vari soggetti nella consultazione pubblica hanno chiesto di identificare chiaramente il nodo di connessione lato nord (Fano o Porto Tolle) e quindi la zona di mercato interessata
- (rif. Parere 674/2018)*
- Parere dell’Autorità: proseguire la valutazione nell’ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019

Piano 2018 e consultazione su HVDC tri-terminale

- L'HVDC Campania/Sicilia/Sardegna (codice 723-N) è stato proposto come nuovo intervento nel Piano di Sviluppo 2018, con avvio dei cantieri previsto nel 2025, lunghezza di circa 880 km, incremento di capacità di trasporto di 1000 MW (senza indicazione delle zone interessate), stima investimento di 2600 milioni di euro
- Altri elementi dal piano 2018 e dalla fase di consultazione:
 - stazioni a Villasor e Ciminna. Punto di connessione al Continente (Sud o Centro-Sud) subordinato a verifiche tecnico-ambientali
 - opportunità di verificare la fattibilità economica mediante analisi costi benefici in più scenari, anche con i nuovi scenari coordinati Terna Snam
 - opportunità di separare l'analisi dell'HVDC Sardegna – Sicilia da quella per l'altro tratto HVDC
 - dubbi sugli elevati benefici per riduzione energia non fornita, come segnale di uno sviluppo non congruo del parco di generazione
(rif. <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>)
- Parere dell'Autorità: proseguire la valutazione nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019

L'approccio ARERA: analisi costi benefici

- Il principale strumento promosso dall'Autorità per supportare l'approfondimento dei piani da parte degli *stakeholder* e la relativa valutazione da parte dell'Autorità è l'analisi costi benefici, che ha le principali finalità di:
 - Coniugare le esigenze di sviluppo infrastrutturale con l'obiettivo primario di **economicità** ed **efficienza** nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti.
 - Adottare approcci basati sul **valore del servizio reso** (benefici attesi) e la **selettività** delle decisioni infrastrutturali
 - Mitigare i **limiti dello approccio ibrido e RAB-based**, che non fornisce adeguati incentivi a rendere minimo il costo complessivo del servizio, può distorcere le scelte tra soluzioni alternative (*make vs buy*) ed espone il sistema al rischio di scelte orientate al sovra-investimento più che all'utilità per il sistema

L'approccio ARERA: analisi costi benefici

- La metodologia ACB 2.0 è stata introdotta nel 2016 ed è affinata ogni anno, solitamente in parallelo all'espressione del parere al MiSE sul Piano di Sviluppo, per tener conto delle risultanze di tale valutazione (oltre che degli aggiornamenti in ambito europeo)
- È più evoluta della metodologia CBA europea di ENTSO-E, in particolare riguardo le categorie di beneficio:

B1 incremento *socio economic welfare*

B2 riduzione delle perdite di rete

B3 riduzione energia non fornita attesa

B4 costi evitati/differiti essenzialità etc.

B5 maggiore integrazione RES locale

B6 costi evitati/differiti trasmissione

B7 riduzione costi servizi dispacciamento

(rif. deliberazione 627/2016)

B13 incremento resilienza a eventi estremi

B16 costi operativi evitati trasmissione

B18 riduzione emiss. CO2 (valore sociale)

B19 riduzione di altre emissioni non GHG

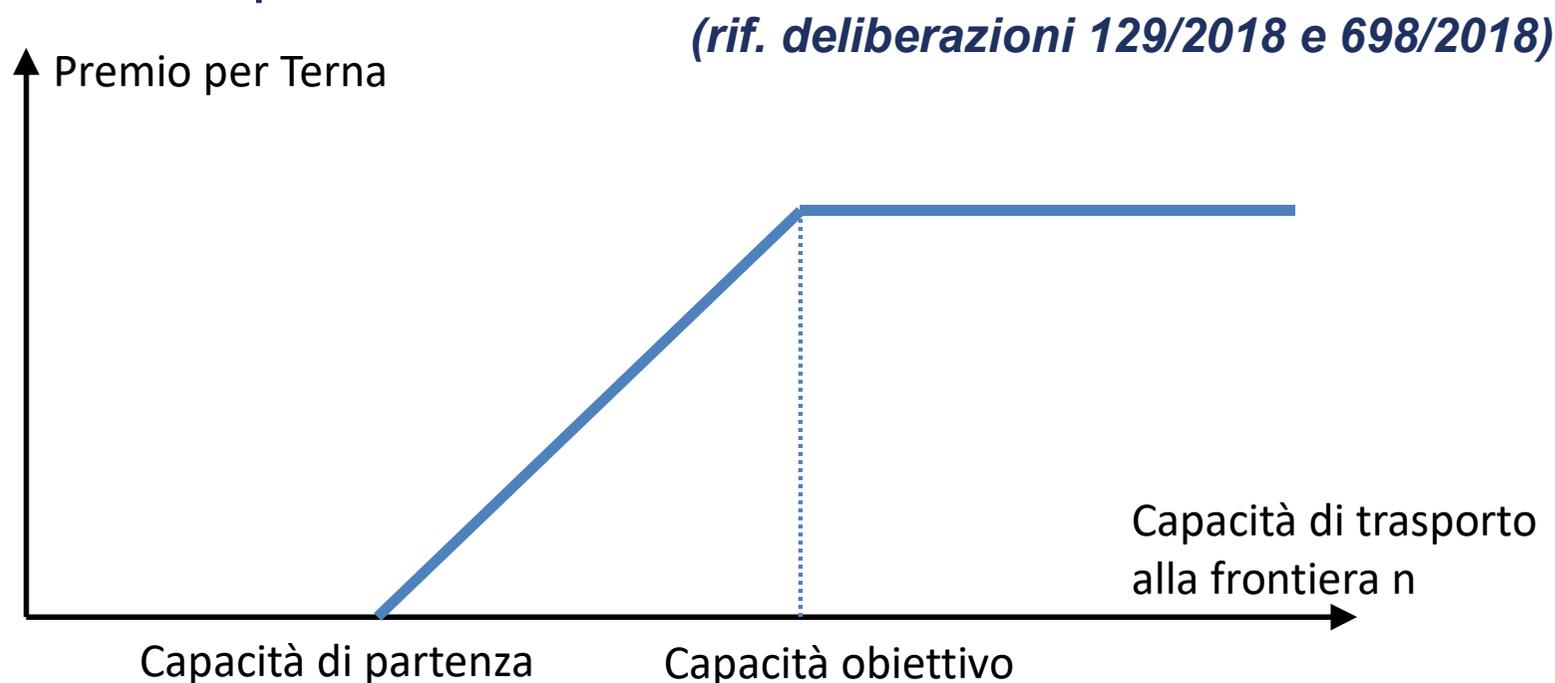
L'approccio ARERA: capacità obiettivo

Nel 2018, a valle del relativo studio Terna, l'Autorità ha definito una lista di sezioni e le relative capacità di partenza e obiettivo

Sezione	Capacità di partenza [MW]	Capacità obiettivo [MW] (bisogno addizionale)
Italia – Nazioni a Nord (FR, CH, AT), in import	7705	11805 (+4100)
Italia – Nazioni a Est (SI ... GR), in import	1230	1530 (+300)
Nord – Centro Nord	4000 ; 1300	4500 ; 1800 (+500)
Centro Nord – Centro Sud	1300 ; 2700	n.a. ; 3800 (+1100)
Centro Sud – Sud	nessun limite ; 4600	n.a. ; 5500 (+900)
Centro Nord – Sardegna	0 ; 0	500 ; 500 (+500)
Sardegna – Centro Sud	900 ; 720	1300 ; 1120 (+400)

L'incentivazione per nuove capacità

- ✓ Il meccanismo incentivante termina al 31 dicembre 2023, con la fine del quinto periodo regolatorio
- ✓ Se Terna realizza metà della capacità aggiuntiva (= capacità obiettivo - capacità di partenza), riceve metà del premio max
- ✓ Se Terna realizza più capacità della aggiuntiva, non riceve alcun ulteriore premio



L'approccio ARERA: verifiche indipendenti ACB

- L'Autorità ha avviato un processo di verifica a campione delle analisi costi benefici presentate da Terna nei piani di sviluppo
- Modalità *model-based* con il supporto di simulazioni del sistema e del mercato elettrico (Ricerca sul Sistema Energetico - RSE)
- Modalità *expert-based* con due incarichi di revisione per ciascun progetto selezionato affidati a esperti indipendenti, a seguito della formazione di un relativo albo di esperti

*(rif. deliberazioni 653/2015 e 884/2017,
determine DIEU 11/2018 e 14/2018)*

- Sono in corso le verifiche di:
 - tre interventi di sviluppo presenti nel Piano 2017
 - cinque interventi di sviluppo presenti nel Piano 2018, inclusi il collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna e il collegamento HVDC adriatico



... grazie dell'attenzione!