

# Consultazione PdS 2018

## Osservazioni pervenute

Roma, 2 Luglio 2018

# Agenda

## Esito Seminario

---

Osservazioni Pervenute

Tematiche affrontate

# Dettagli sulla Modalità di Consultazione

**Oggetto Consultazione:** Consultazione Piano di Sviluppo 2018

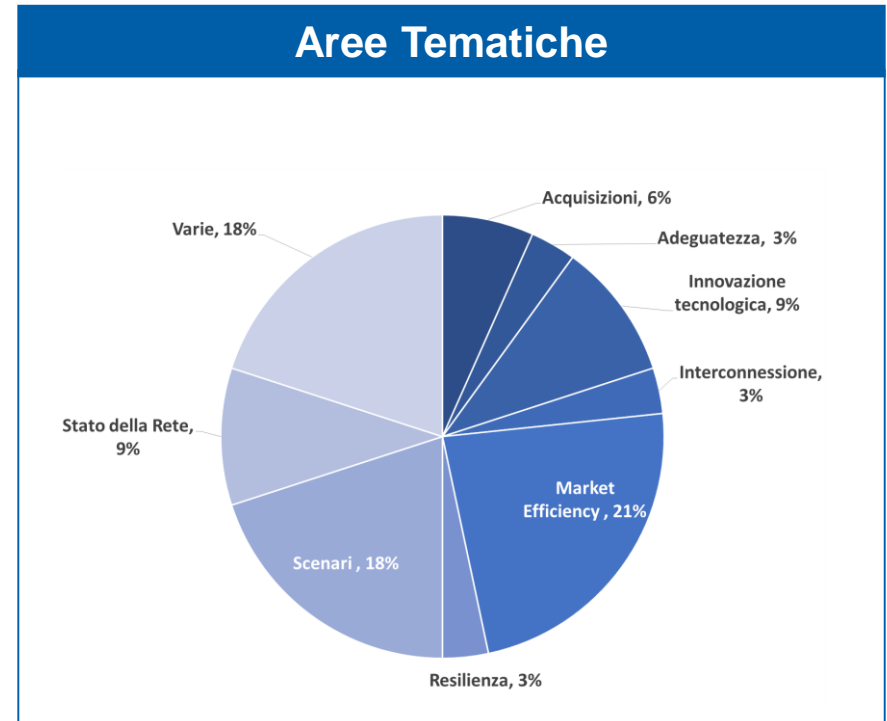
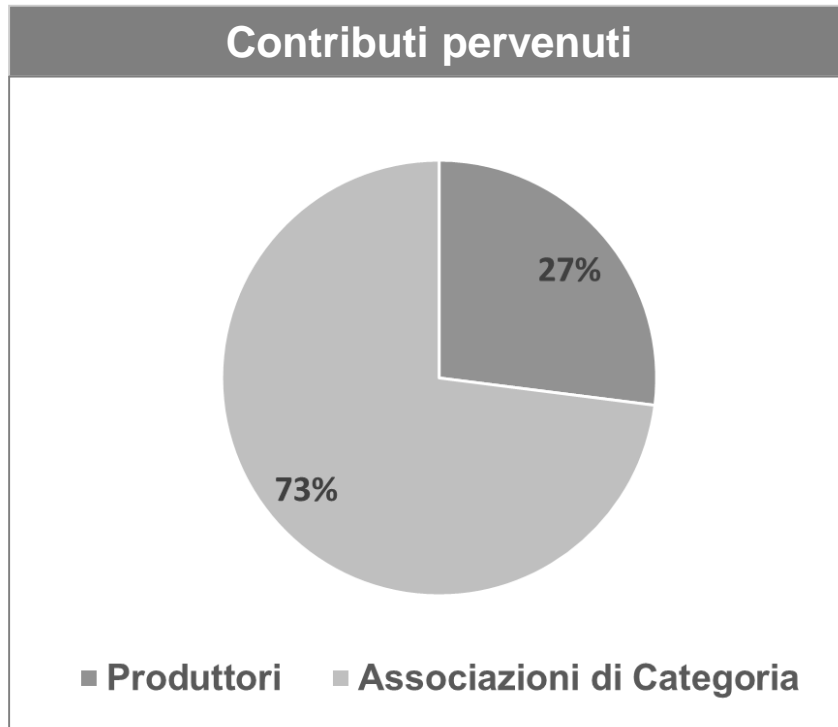
**Durata:** 30 Maggio 2018 – 20 Giugno 2018 (gli utenti hanno la possibilità di inviare osservazioni fino al 31 Luglio 2018)

**Modalità di Consultazione:**

- Piano di Sviluppo 2018 e Allegati
- Dati relativi agli scenari dello schema di Piano 2018
- Avanzamenti dei Piani di Sviluppo Precedenti
- Sintesi Tabellare del Piano
- Documento di Descrizione degli Scenari
- Metodologia per il calcolo dell'analisi costi-benefici applicato allo schema di Piano 2018
- Analisi Costi benefici del secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro
- Commenti di cinque esperti dello schema di Piano 2018
- Input allo schema di piano 2018 dei promotori di Merchant Lines
- Presentazione dello schema di Piano 2018 al comitato di consultazione
- Presentazione dello schema di Piano 2018 alle ONG

# ESITO CONSULTAZIONE

Totale presenze: 20 partecipanti



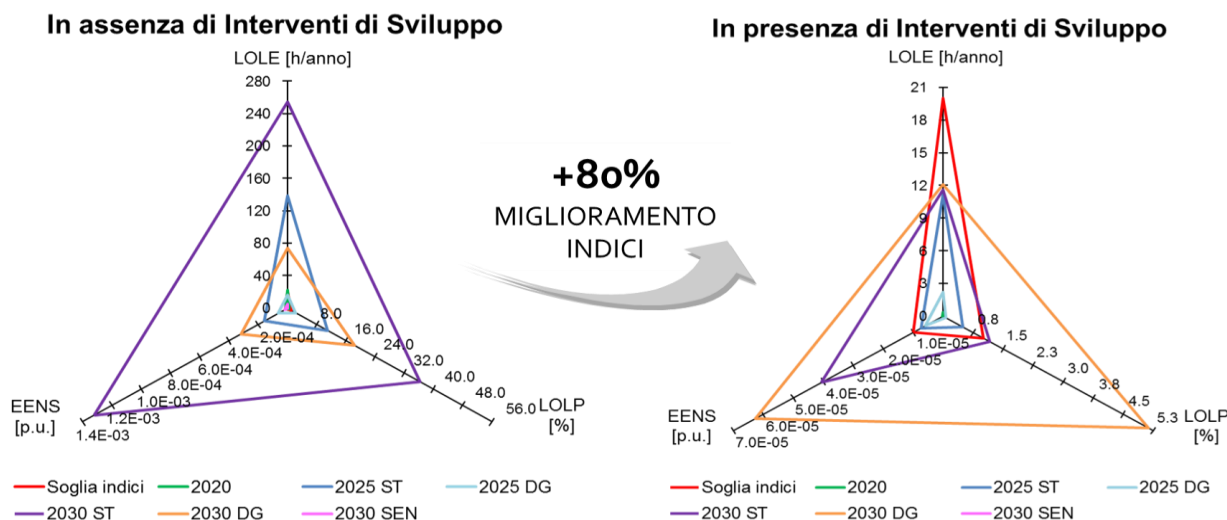
- Pervenuti alla data 20 Giugno 2018 **31 commenti** da parte di **4 soggetti** (2 produttori e 2 associazioni di categoria)
- I quesiti sono stati classificati su **9 aree tematiche**
- Il termine ultimo per l'invio delle osservazioni è fissato per il 31 Luglio 2018

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: ADEGUATEZZA

**Commento:** A pag. 182 dello schema di PdS, nell’ambito del paragrafo relativo all’incremento dell’adeguatezza della rete, è riportato – in forma grafica – l’impatto degli sviluppi della rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP. Pur apprezzando lo sforzo di pubblicare non solo le percentuali di miglioramento degli indicatori, ma anche la valorizzazione degli stessi, chiederemmo di considerare l’opportunità di un ulteriore approfondimento sulla valorizzazione: il tema riguarda in particolare il LOLE, pari a 12 h/anno in 5 scenari su 6.

Figura 148 Impatto degli interventi di sviluppo rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP



# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: ACQUISIZIONI

**Commento:** Pag 34 - Paragrafo 1.7.1: si richiede di inserire nella tabella la sintesi dello stato attuale delle acquisizioni

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: ACQUISIZIONI

**Commento:** Nel Piano di Sviluppo 2017 erano state inserite 3 linee Enipower a 400 kV all'interno delle proposte di ampliamento in ambito RTN, tuttavia il processo di acquisizione è stato sospeso dall'Autorità con delibera 862/17 per carenza di informazioni. Cogliamo quindi l'occasione per richiedere chiarimenti in merito all'evoluzione prevista per il processo di acquisizione di questi tratti di rete (necessità di informazioni aggiuntive, tempistiche previste).

# ESITO CONSULTAZIONE

## AREA TEMATICA: VARIE

**Commento:** Tempistiche attese per la finalizzazione dell'elettrodotto Montecorvino-Avellino-Benevento



# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: VARIE

### Commento :

1. Alcuni grafici contenuti nel pdf hanno una qualità di definizione da migliorare (es. grafici a torta a pag 65 del PdS)
2. Si propone di spostare l'indice dei contenuti all'inizio del documento

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: VARIE

**Commento** : Pag 120: la frase a cavallo della figura 112 non risulta comprensibile

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: VARIE

**Commento:** Pag 122: si segnala che la figura 115, citata nel testo, non compare nel documento

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: VARIE

**Commento:** Pag 102 - Figura 89: si segnala che il fabbisogno dello scenario SEN è indicato in 324 TWh, mentre nella figura 84 di pag 98 è indicato in 334 TWh

*Figura 89 Fabbisogno netto [TWh/anno] e capacità solare ed eolica installata [GW] a livello nazionale nei diversi scenari di Piano*

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: VARIE

**Commento** : Pag 107 - Figura 95: si segnala che la stessa non ha richiami nel testo

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento:** Come noto, la stragrande maggioranza degli impianti eolici esistenti insiste nelle zone Centro Sud, Sud, Sardegna e Sicilia del Paese. Riteniamo in tal senso opportuno che lo sviluppo della rete di trasmissione tenga in debita considerazione tale evenienza, al fine di evitare problemi all'atto dell'adeguamento della connessione esistente dei singoli impianti, caratterizzati da aumenti di potenza spesso considerevoli. In particolare riteniamo opportuno avviare una riflessione sul potenziamento delle direttrici in AT adiacenti a linee critiche attualmente oggetto di intervento.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento:** Si richiedono le motivazioni per le quali per l'intervento 436-N (HVDC centro sud / centro nord) non è stato valutato lo scenario SEN

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento:** Fra gli scenari futuri, Terna ne ipotizza uno in cui viene previsto il phase out completo del carbone al 2025.

Considerata la prospettiva europea sempre più votata ad una decarbonizzazione spinta (l'esito dei negoziati sulla Direttiva Fonti Rinnovabili si è chiusa con un innalzamento dell'obiettivo vincolante di rinnovabili sui consumi finali pari al 32%), si ritiene che questo scenario sia di assoluto interesse e, quindi, andrebbe analizzato nel documento con maggiori dettagli e valutazioni di carattere tecnico/economico.

Nello scenario Distributed Generation (DG) Terna identifica un saldo netto dell'energia elettrica importata per gli anni 2016-2030 pari a oltre 70 TWh.

Considerando una prospettiva futura di maggior armonizzazione dei mercati a livello europeo, anche a livello di decarbonizzazione, tale valore sembra esser sovrastimato. Nei prossimi anni infatti, con l'esclusione del carbone e una riduzione del nucleare, la generazione a gas dovrebbe aumentare la sua penetrazione anche a livello europeo e, di conseguenza, il prezzo dell'energia elettrica italiano dovrebbe tendere ad allinearsi a quello dei paesi confinanti. In conclusione, il valore di import di 70 TWh potrebbe non esser pienamente compatibile con lo scenario delineato.



# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento:** Pag 82 e seguenti - Paragrafo 3.1: si propone di presentare in maniera più sintetica ciascuno scenario

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento** : Pag 99: lo scenario SEN sembrerebbe orientare lo sviluppo della RTN in maniera differente rispetto agli scenari ST e DG (ad esempio con riferimento alle interconnessioni). Si richiedono maggiori dettagli sull'inclusione della SEN negli scenari dei Piani di Sviluppo della RTN. Inoltre la figura 87 non riporta l'unità di grandezza.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: SCENARI

**Commento** : Pag 119 e seguenti: si chiede di motivare la necessità di almeno 5 GW di pompaggio indicata al paragrafo 4.3.2, legandola ad esempio con i benefici ottenibili sull'overgeneration di circa 15 TWh indicata per lo scenario SEN. Si segnala poi che è stata considerata solo l'opzione dell'accumulo idroelettrico concentrato e non quello dello storage distribuito, ad esempio accoppiato a centrali rinnovabili di taglia medio grande

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA

**Commento** : Nel paragrafo sui sistemi di accumulo non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza. Sarebbe opportuno, alla luce dei risultati ottenuti dalla sperimentazione, che Terna fornisca informazioni aggiuntive su questa tematica.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA

**Commento :** Pag 19: si cita l'elettificazione delle banchine, attività in carico al soggetto concessionario dell'area portuale o al concessionario della rete elettrica locale se la rete portuale è stata trasferita. Si chiedono chiarimenti su questo punto: vi sono attività di sviluppo rete di Terna direttamente legate all'elettificazione delle banchine o si tratta di un'esigenza indiretta di utenza di rete?

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA

**Commento :** Pag 42 e seguenti - Paragrafo 1.9.1: si osserva come per i progetti Migrate e Osmose siano nominati esplicitamente tutti i partner dei progetti mentre per il progetto Smartnet si fa riferimento a “due produttori di tecnologia smart grid”. Si richiede di uniformare i criteri di informazione. Inoltre circa i progetti innovativi di cui al punto 1.9.1 si segnala che il progetto Smartnet si concluderà nel 2018 e sono già disponibili molti risultati, che possono essere sintetizzati

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento:** Lo schema di Piano di Sviluppo della rete è strettamente legato alla riforma del mercato elettrico: nell'ottica di una sempre maggior trasparenza e completezza delle informazioni a corredo del Piano, si chiede di considerare l'opportunità di esplicitare la relazione tra le ipotesi di sviluppo dello stesso e l'evoluzione attesa del mercato (es. impatti derivanti dalla riforma del sistema in ottica nodale, elementi di discontinuità derivanti dall'implementazione della riforma del MSD etc.).

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento:** Pag 19 ultimo capoverso: si chiedono chiarimenti sulle citate necessità di integrazione del concetto di target capacity e su come questo aspetto viene considerato all'interno del processo di pianificazione



# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento:** Pag 79 - Paragrafo 2.10: si richiede che siano indicate e motivate eventuali differenze rispetto all'anno precedente per quanto riguarda la composizione degli impianti essenziali di figura 68 (escluse le reti non interconnesse).

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento:** Pag 103 –  
Figura 90: si richiede di aggiungere  
le rendite di congestione

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento** : Pag 74 e seguenti - Paragrafo 2.9.2: la figura 62 evidenzia come la rendita di congestione sia quasi raddoppiata nel periodo 2015 – 2017 e che la sezione Rossano – Sicilia si sia mantenuta la più frequentemente congestionata nel triennio 2015 – 2017 (figura 63) e la più importante come contributo alla rendita di congestione nel 2017 (figura 62). Maggiori chiarimenti sarebbero opportuni, soprattutto considerando che la sezione ha beneficiato dell'entrata in servizio del nuovo collegamento Sorgente Rizziconi.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento :** Pag 76 - Figura 65: si richiede di indicare anche il valore percentuale del volume totale avviamenti rispetto al totale movimentato a salire in MSD ex-ante. Inoltre si chiede di inserire i rispettivi dati a scendere. Si richiedono poi spiegazioni aggiuntive rispetto ai sintetici commenti della seconda colonna di pagina 77. Medesima richiesta viene avanzata per i commenti delle figure 66 e 67. Si richiede che la suddivisione per servizi sia estesa ai volumi energetici e finanziari MSD ex-ante (come riportato per gli avviamenti) e che si aggiungano analoghe informazioni sull'MB

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: MARKET EFFICIENCY

**Commento:** All'interno del PdS viene mostrata una interessante analisi per gli anni 2015->2017 relativa alle evidenze dei mercati del giorno prima e dei servizi, in particolare per quello che riguarda: i) rendite di congestione, ii) volumi di energia imputabili agli avviamenti suddivisi per zone, iii) volumi e oneri in MSD ex-ante per zone di mercato. Considerata la disponibilità dei dati e delle informazioni circa lo stato della rete, si ritiene che questa analisi possa essere:

- approfondita inserendo le evidenze non solo del MSD Ex Ante, ma anche del MB;
- integrata con alcune proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni), in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell'evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc).

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: RESILIENZA

**Commento :** Pag 23 - Paragrafo 1.4.3.2: si riporta una descrizione qualitativa degli interventi per la resilienza. Si richiede di riportare direttamente gli elementi quantitativi o l'indicazione della sezione nella quale tali elementi sono indicati.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: STATO DELLA RETE

**Commento:** Pag 65: dalla descrizione non emerge il dato di fondo. Come infatti si evidenzia che “nel corso degli anni 2009 – 2012, infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della MPE”, si dovrebbe evidenziare che dal 2014 al 2017 la MPE si è raddoppiata, pur avendo Terna messo in campo gli interventi evidenziati nella seconda colonna di pag. 65 (in cui mancano i tre storage energy intensive) e pur essendo diminuita la produzione eolica nel 2017 rispetto al 2016. Si richiede di trasformare i grafici a torta in istogrammi annuali e di fornire precisazioni in merito alla componente “lavori/altro”. Si richiede inoltre di motivare l’incremento della MPE e di fornire dettagli sugli interventi pianificati per contrastare questa tendenza. Si richiede di indicare i volumi di MPE per dorsale 150 kV e per sezione se la congestione è su rete primaria. Inoltre si evidenzia che l’ultimo istogramma del primo grafico è più basso del penultimo pur essendo il valore più elevato: si richiede una rettifica.

# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: STATO DELLA RETE

**Commento:** 1) Pag 66 - Paragrafo 2.7: si chiede che le informazioni su sezioni critiche siano rese con maggior dettaglio (ad esempio elenco linee di ciascuna sezione, limiti in entrambe le direzioni ed elementi limitanti e confronto con la configurazione zonale attuale, in termini di sezione già presente o meno, etc...)

2) Pag 66 e seguenti - Paragrafo 2.8: sarebbe utile una tabella riassuntiva dove, per ciascuna area si elenchino le criticità classificandole per nuove/esistenti e indicando per le esistenti il trend (miglioramento/peggioramento/stabile) e le relative motivazioni

*Figura 48 Sezioni critiche*



# ESITO CONSULTAZIONE

## TEMATICA: INTERCONNESSIONI

**Commento:** A livello generale, considerate le problematiche di congestione della rete attuale, in particolar modo lungo la direttrice nord-sud, si ritiene che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione dovrebbe ricoprire un ruolo secondario.

Interconnessione con Montenegro: questa interconnessione, oltre ad enfatizzare le criticità della RTN attualmente presenti in centro Italia ed evidenziate dalla stessa Terna, potrebbe comportare delle problematiche nel medio lungo termine legate al mantenimento della sicurezza del sistema.

La riduzione del PUN negli anni passati (che ha ridotto il differenziale di prezzo con l'energia prodotta nei paesi balcanici), ha portato alla progressiva messa in conservazione/dismissione di un numero sempre maggiore di impianti necessari alla copertura della domanda e alla sicurezza della rete.

Inoltre, considerati i ritardi nel realizzare nuova generazione idroelettrica in Montenegro, potrebbe non essere corretto prevedere tale collegamento solamente in import.

# Consultazione PdS 2018

*Grazie per l'attenzione*

Roma, 2 Luglio 2018