

Piano di Sviluppo 2017

Consultazione pubblica edizione 2017 del PdS

(D.Lgs. 93/2011 - Art. 36, comma 13)

Milano, 17 Luglio 2017



Agenda

SESSIONE GENERALE

NOVITA' PDS 2017 DELIBERA 627/16

AVANZAMENTO PIANI PRECEDENTI

OVERVIEW DEL SISTEMA ELETTRICO

NUOVI INTERVENTI E RIDEFINIZIONE INTERVENTI DI PIANO

RISPOSTE QUESITI RICEVUTI

La Delibera 627/2016

In continuità con la proposta di favorire logiche di pianificazione e di regolazione ispirate a criteri di **selettività** degli investimenti, focalizzati sull'**utilità** per il sistema elettrico, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha deliberato il 4 Novembre 2016 le «*Disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'autorità*» (Del. 627/2016)

I Nuove modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo	II Nuova metodologia ACB* 2.0	III Altre prescrizioni
<ul style="list-style-type: none"> ▪ definisce i requisiti minimi in materia di completezza e trasparenza delle informazioni relative agli interventi di sviluppo, incluse le merchant line ▪ prescrive un documento sugli scenari di Piano (con cadenza biennale), ed uno sui dettagli della metodologia ACB 2.0 (da inserire anche nel Codice di Rete) ▪ prevede che sia data informativa delle interazioni con gli utenti della rete 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ allinea i criteri e i metodi a quanto avviene in ambito ENTSO-E ▪ prescrive l'utilizzo di un orizzonte di tre anni studio e cinque scenari per l'applicazione dell' ACB ▪ prescrive l'applicazione della nuova ACB per tutti gli interventi con CAPEX ≥25 M€ (inclusi quelli in realizzazione) per il PdS 2017; per i PdS successivi soglia min. pari a 15 M€ ▪ introduce indicatori di natura ambientale e sociale (in aggiunta a quelli elettrici). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Trasmissione all'AEEGSI (dall'aprile 2017) di un'informativa sulla spesa di investimento quinquennale degli interventi del Piano più recente ▪ pubblicazione con cadenza biennale della previsione della domanda di potenza elettrica con orizzonte non inferiore a 20 anni

La Delibera 627/2016

① Piano di Sviluppo (Del. 627/2016) – Nuova struttura del PdS

VECCHIA STRUTTURA (PdS2016)

- 1 Premessa
- 2 Il processo di pianificazione della rete elettrica
- 3 Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati
- 4 Scenari di riferimento
- 5 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano
- 6 Infrastrutture di rete per la produzione da FRNP
- 7 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2016
- 7 Priorità di sviluppo
- 8 Risultati attesi
- 9 Adempimenti ai sensi dell'art.32 della legge 99/09 e s.m.i.

**IMPATTO
SULLA STRUTTURA
DEL PIANO**

NUOVA STRUTTURA (PdS2017)

1. **Il processo di pianificazione della rete elettrica**
 - 1.1 Coinvolgimento degli stakeholders ✓
2. **Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati**
3. **Scenari di riferimento**
4. **Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza ✓**
5. **Interventi a contributo della de-carbonizzazione ✓**
6. **Interventi per favorire l'efficienza dei mercati ✓**
7. **Nuovi interventi del piano di sviluppo 2017**
8. **Dalle smart grid all'electricity highways ✓**
9. **Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione**
10. **Priorità di sviluppo**
 - 10.1 Interventi di sviluppo prioritari
 - 10.2 Piano minimo di realizzazioni
- 11 **Risultati attesi**

Contesto Normativo

II Nuova Delibera Piano di Sviluppo (Del. 627/2016) – ACB 2.0

- La Nuova Delibera 627/2016 ha introdotto la **nuova metodologia analisi costi benefici**, cosiddetta **ACB 2.0**, che prescrive nuove **analisi**
- Il **Perimetro degli interventi** su cui applicare l'**ACB 2.0** è stato esteso a interventi con costo stimato > di 15 mln€ a partire dal PdS 2018 (attualmente applicata su interventi > 25 mln€)

DEFINIZIONE SCENARI

SCENARI DI RIFERIMENTO	Ante Del 627/16	Post Del 627/16
2020	✓	✓
2025 – scenario 1	✓	✓
2025 – scenario 2	✓	✓
2030 – scenario 1		✓
2030 – scenario 2		✓

- Numero degli scenari***: incrementati da 3 a 5 scenari
- Numero degli **studi**** : incrementati da 1 a 4 per ciascun intervento

(*) Scenario: rappresentazione previsionale del sistema elettrico

(**) Studio: analisi e valutazione delle condizioni caratteristiche di uno scenario

INDICATORI

MACRO-INDICATORI	ACB 1.0	ACB 2.0
Qualità del servizio e sicurezza	✓	✓
Benefici su mercato MGP	✓	✓
Benefici su mercato MSD		✓
Integrazione RES	✓	✓
Resilienza e flessibilità		✓
Aspetti Ambientali e Sociali		✓

- Numero dei **macro-indicatori** economici da quantificare: **raddoppiati**

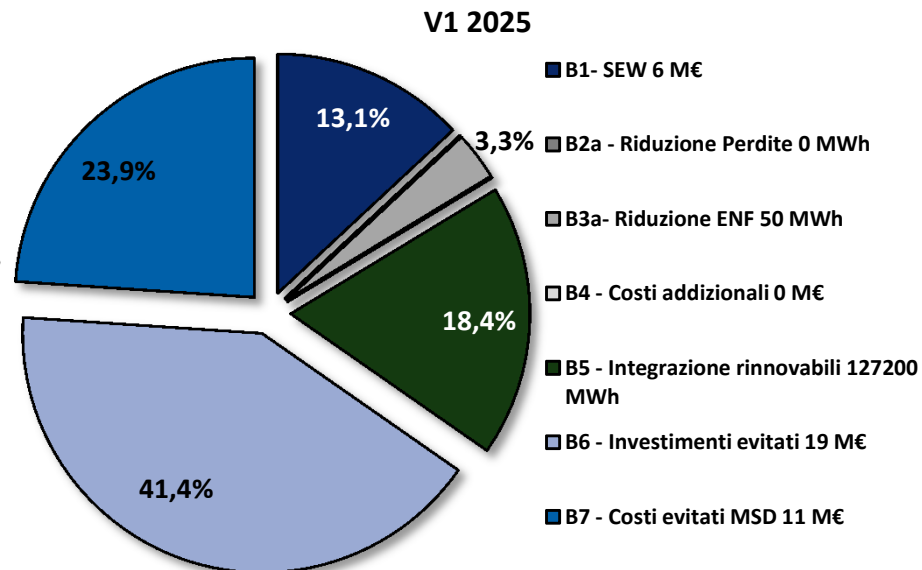
Contesto Normativo

II Nuova Delibera Piano di Sviluppo (Del. 627/2016) – ACB 2.0

Indicatori quantitativi di beneficio:

- B1: incremento **SEW** [M€ (*)];
- B2a: riduzione **perdite di rete** con analisi probabilistiche [MWh];
- B2b: riduzione **perdite di rete** con analisi load flow [MW];
- B3a: riduzione **rischio ENF** con analisi probabilistiche [MWh];
- B3b: riduzione **rischio ENF** con analisi load flow [MWh];
- B4: costi evitati/differiti relativi a **regimi di remunerazione** di capacità di generazione [M€];
- B5: integrazione **produzione FER** (congestioni locali) [MW o MWh];
- B6: **investimenti evitati** per esigenze inderogabili [M€];
- B7: variazione **costi MSD** per servizio dispacciamento [M€];
- B18: *riduzione esternalità negative relative a CO2, ulteriori rispetto a impatti monetizzati nel B1 mediante il prezzo della CO2 [M€];*
- B19: *riduzione impatti negativi relativi ad altre emissioni non CO2 [M€]*

Rappresentazione quantitativa grafica dei benefici:



Altri indicatori:

- I5: integrazione **produzione FER** (overgeneration di sistema);
- I13: incremento resilienza del sistema (non monetari);
- I21: incremento della **capacità** di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete [MW];
- I22: variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del **territorio occupato da reti elettriche** [km];
- I23: variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di **aree di interesse naturale o per la biodiversità** [km];
- I24: variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di **aree di interesse sociale o Paesaggistico** [km];

Rappresentazione degli indicatori:

Scenario V1: 2025,2030	Scenario V3: 2025,2030	Investimento sostenuto/stimato
IUS: 1,6 VAN: 157 M€	IUS: 3,2 VAN: 554 M€	23 M€ / 205 M€

IUS (Indicatore Utilità di Sistema) definito per ogni scenario analizzato e non più univoco per ogni intervento
Investimento già sostenuto e stimato

I21: Aumento capacità trasporto 400 MW

Impatti territoriali

Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	6,86	0,76	2,55
Dismissione	34,33	18,22	1,01
Dismissione e Realizzazione	124,98	26,51	2,27

Contesto Normativo

II Nuova Delibera Piano di Sviluppo (Del. 627/2016) – Benefici

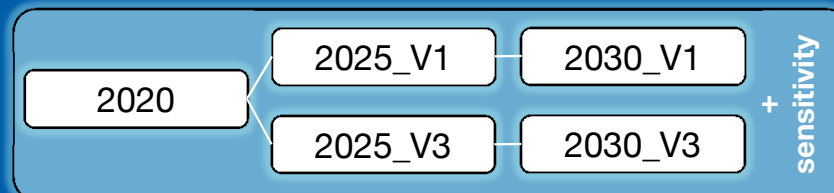
RAPPRESENTAZIONE DEI BENEFICI

- Calcolo dei benefici per ogni anno studio
- Definizione di **3 anni studio**:
 - breve termine (2020)
 - medio termine (2025)
 - lungo termine (2030)
- Per gli interventi previsti nel breve-medio termine, da 2 a 3 scenari da analizzare, a seconda della categoria di intervento.
- Per gli interventi previsti nel medio-lungo termine (>2025), da 2 a 4 scenari da analizzare:
 - trend “business as usual” V1
 - trend “de-carbonizzazione” V3
- Negli gli anni intermedi, valutazione dei benefici mediante interpolazione
- Previste in aggiunta analisi di sensitività

Requisiti minimi ACB su interventi:

- Favorire logiche ispirate a criteri di **selettività** degli investimenti, focalizzati all'**utilità per il sistema**;
- Assicurare **trasparenza** nelle necessità dello sviluppo rete;
- Fornire elementi utili agli **stakeholders** e all'**AEEGSI**;
- Fornire evidenze di compatibilità degli interventi di PdS con principi di **efficienza**, **sicurezza** ed **economicità**

Anni studio e scenari di analisi:



Analisi su interventi:

- breve-medio → 2020, 2025_V1 o 2025_V3
- breve-medio (*) → 2020, 2025_V1 & 2025_V3
- medio-lungo → 2025_V1 o 2025_V3, 2030_V1 o 2030_V3
- medio-lungo (*) → 2025_V1 & 2025_V3, 2030_V1 & 2030_V3



Agenda

SESSIONE GENERALE

NOVITA' PDS 2017 DELIBERA 627/16

AVANZAMENTO PIANI PRECEDENTI

OVERVIEW DEL SISTEMA ELETTRICO

NUOVI INTERVENTI E RIDEFINIZIONE INTERVENTI DI PIANO

RISPOSTE QUESITI RICEVUTI

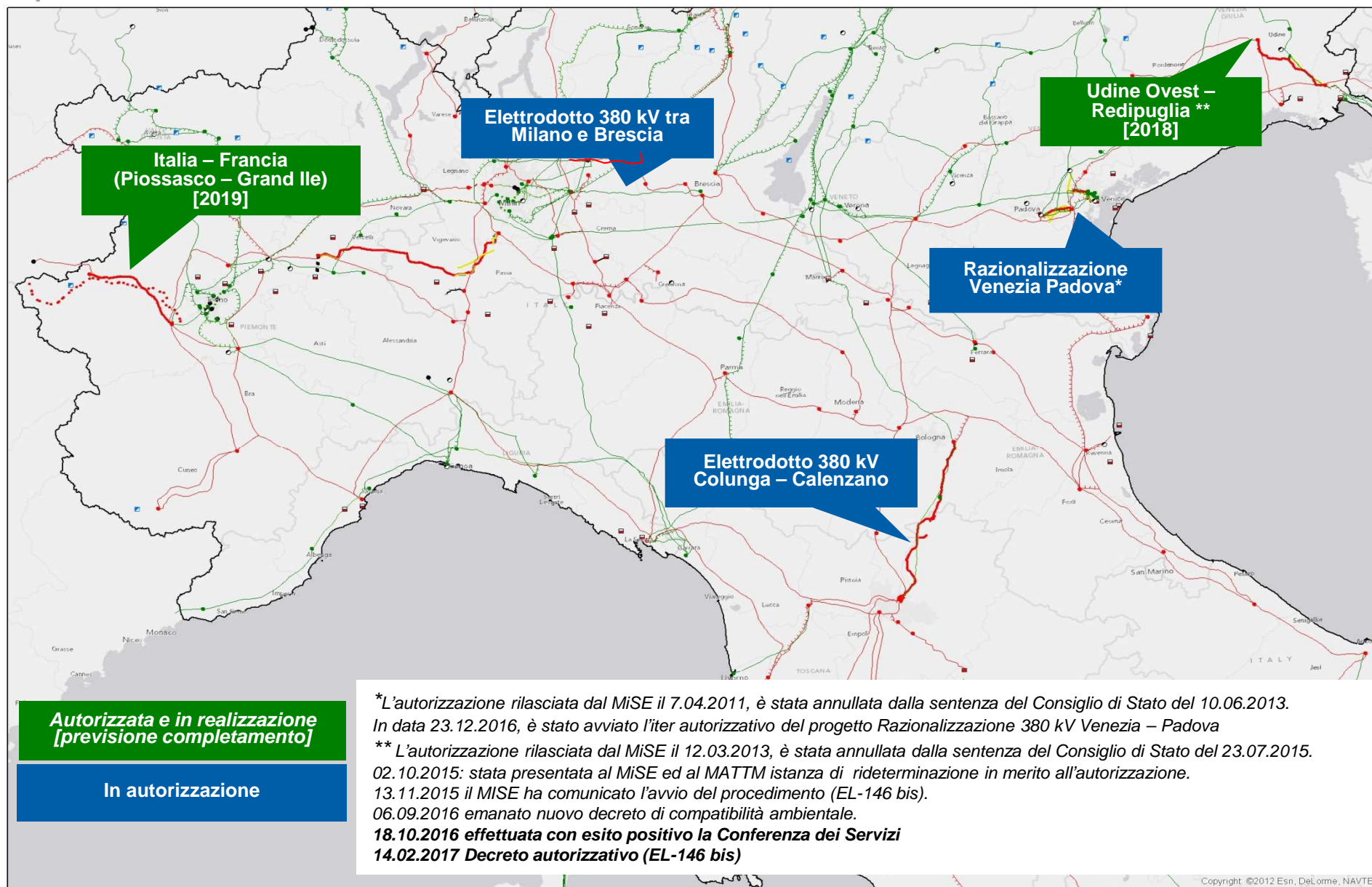
Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti

	Invio PdS	VAS (*)		Consultazione AEEGSI	Parere VAS del MATT e MiBAC	Approvazione MiSE
		Invio Rapporto Preliminare	Invio Rapporto Ambientale			
PdS 2013	✓	✓	✓	✓	✓	
PdS 2014	✓	✓	✓	✓	✓	
PdS 2015	✓	✓	✓	✓	✓	
PdS 2016	✓	✓	✓	✓		
PdS 2017	✓	✓				

(*) Valutazione Ambientale Strategica (cfr.back up)

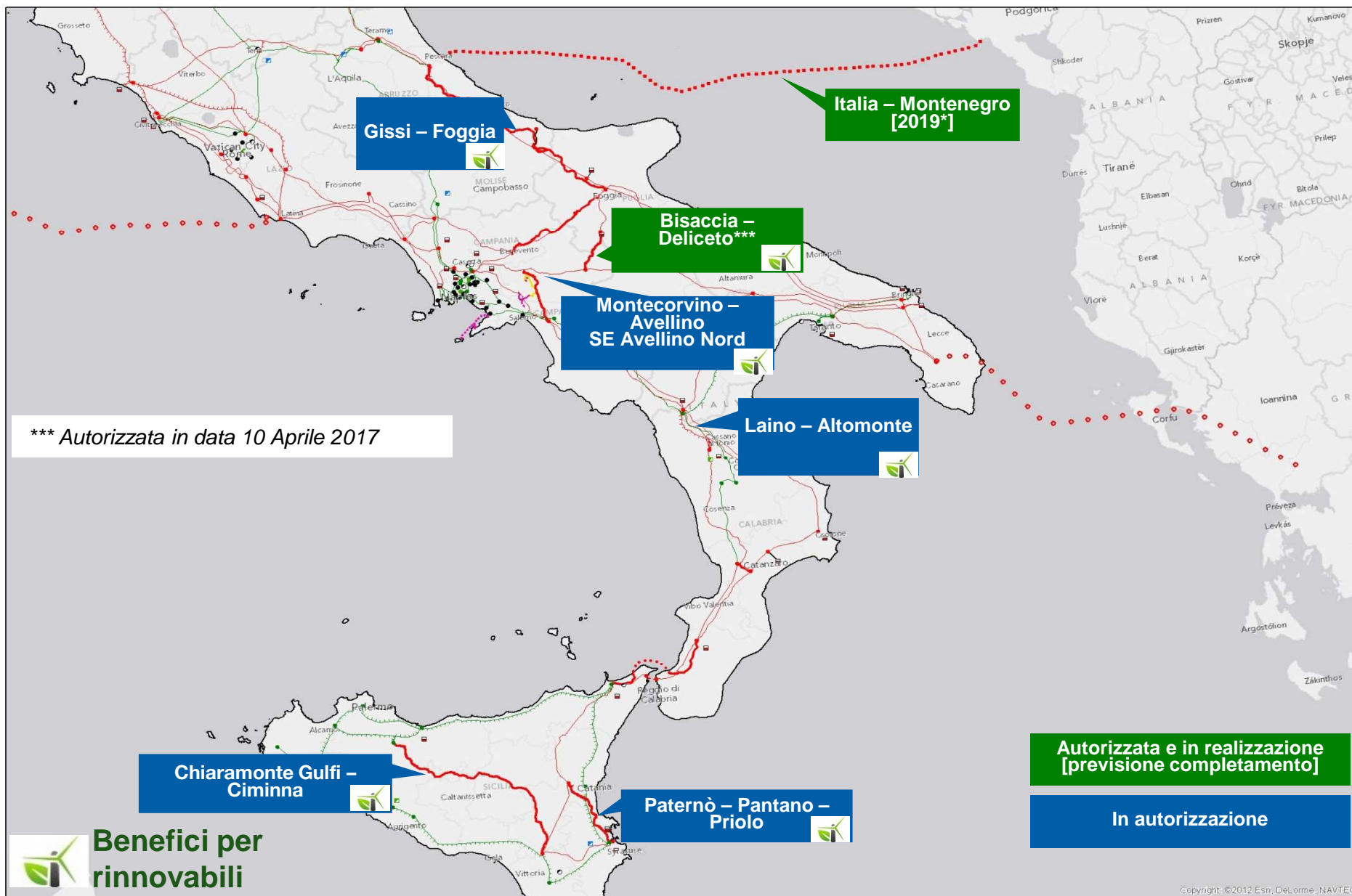
Avanzamento Principali interventi

Opere Prioritarie rete AAT: Area Centro Nord



Avanzamento Principali Interventi

Opere Prioritarie rete AAT: Area Centro Sud



Copyright ©2012 Esp. DeLorme, NAVTEG

Avanzamento Principali Interventi

Interconnessioni

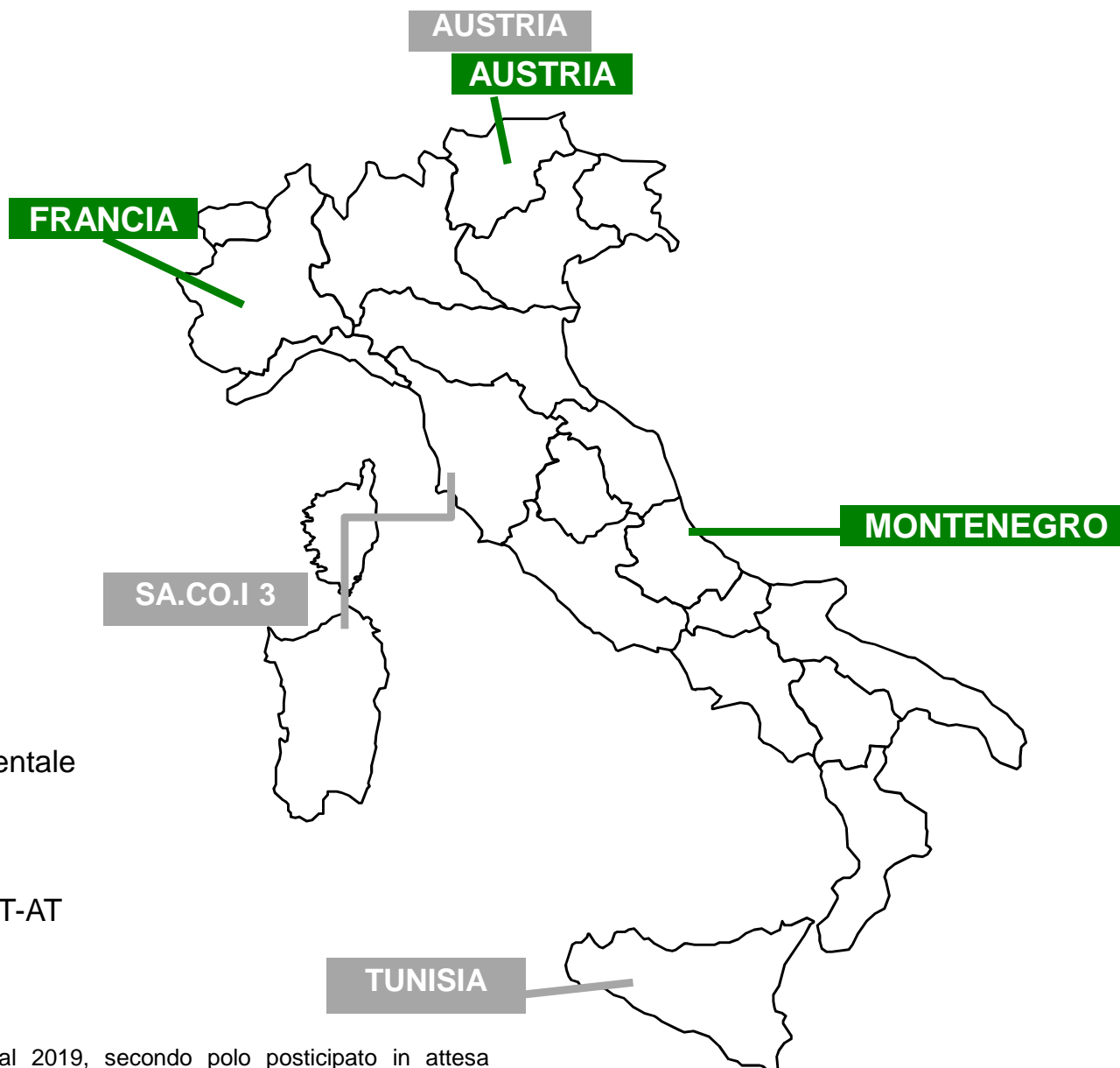
In realizzazione

Proseguono attività di sviluppo di progetti pubblici per incrementare la capacità di realizzazione con l'estero:

- **FRANCIA:** HVDC Piossasco – G.IIe
- **AUSTRIA:** 132 kV Brennero – Steinach
- **MONTENEGRO:** HVDC Villanova – Lastva*

In progettazione/Pianificati

- **SACOI 3:** Sardegna-Corsica- Italia Continentale
- **TUNISIA:** Partanna - El Haouaria area
- **AUSTRIA:** Rimozione limitazione 220 kV IT-AT



*Progetto rimodulato temporalmente: primo polo confermato al 2019, secondo polo posticipato in attesa dell'effettiva evoluzione del sistema lato Balcani

Avanzamento Principali Interventi

Interconnector ex L. 99/2009

In autorizzazione

Proseguono attività sviluppo progetti *interconnector* (L. 99/2009 e s.m.i.) in collaborazione con i TSO confinanti

- **SVIZZERA:** in corso autorizzazione collegamento Airolo – HVDC Pallanzeno – Baggio
- **AUSTRIA:** in corso autorizzazione cavo 220 kV Nauders – Glorenza
- **SLOVENIA:** in autorizzazione lato Italia cavo HVDC Salgareda – Divaca

In realizzazione

- **FRANCIA:** ottenuto decreto esenzione
- **MONTENEGRO:** in attesa decreto di esenzione





Agenda

SESSIONE GENERALE

NOVITA' PDS 2017 DELIBERA 627/16

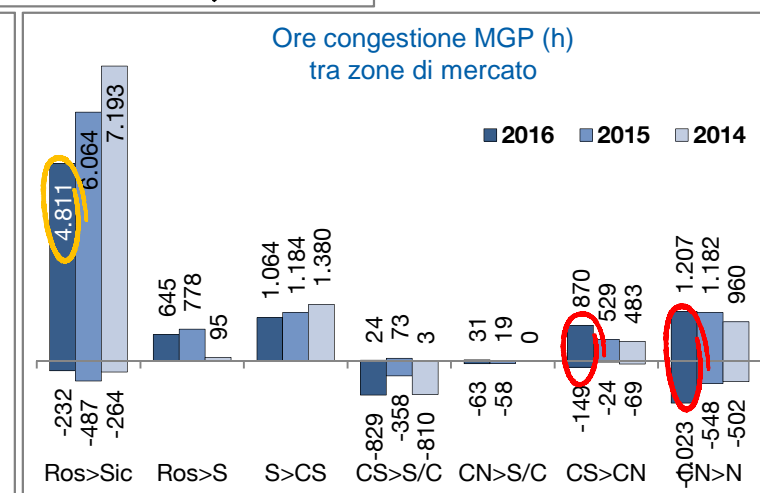
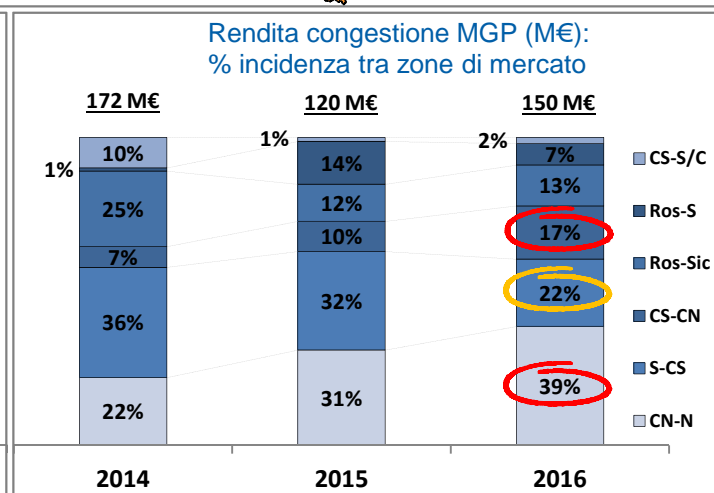
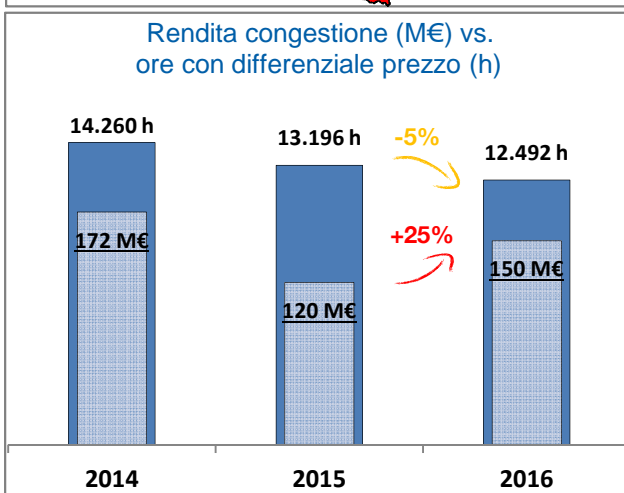
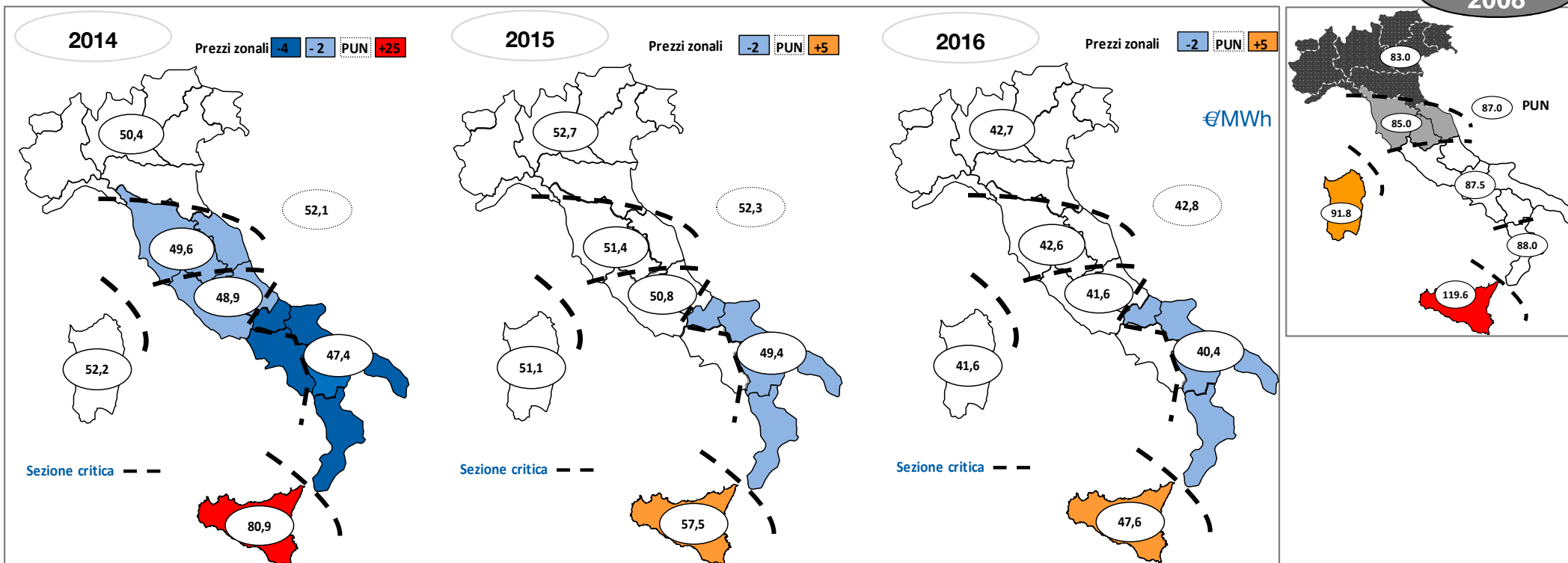
AVANZAMENTO PIANI PRECEDENTI

OVERVIEW DEL SISTEMA ELETTRICO

NUOVI INTERVENTI E RIDEFINIZIONE INTERVENTI DI PIANO

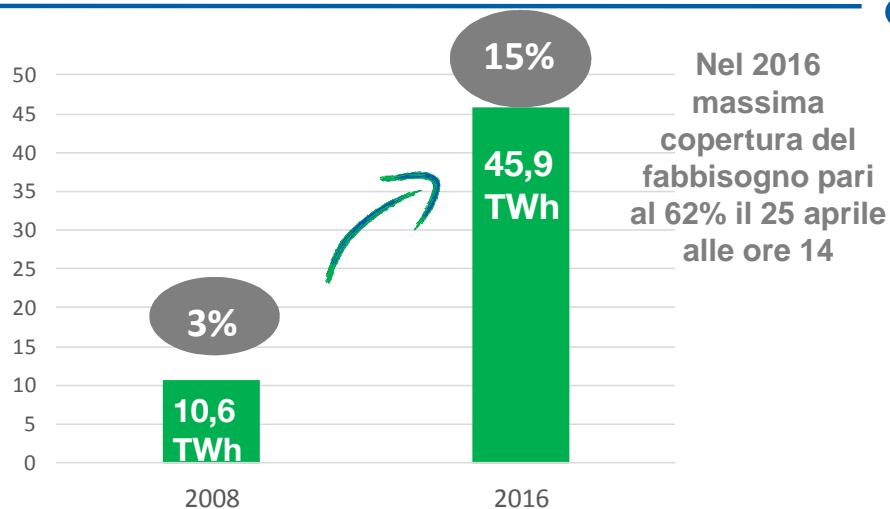
RISPOSTE QUESITI RICEVUTI

Overview del sistema elettrico: evidenze MGP



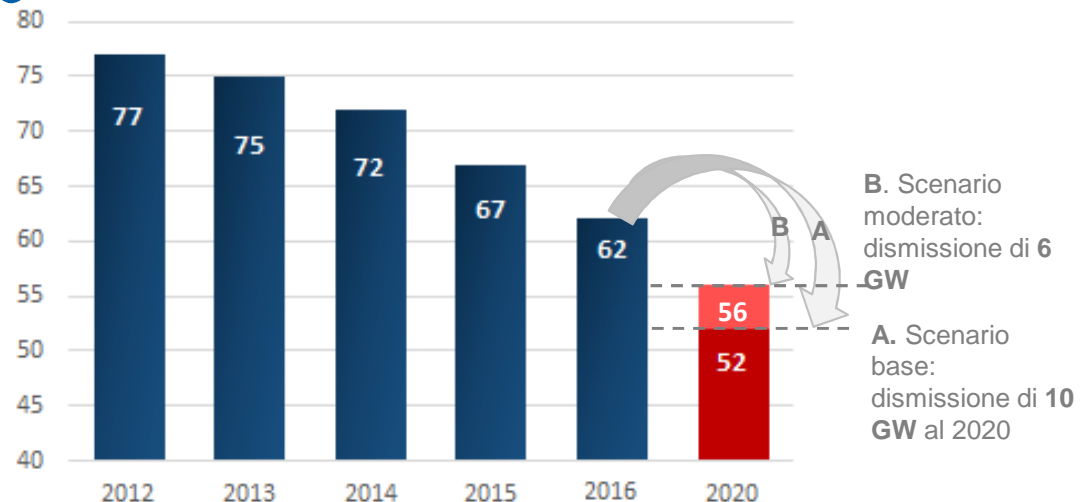
Overview del sistema elettrico: evidenze MSD

PRODUZIONE DA FONTE EOLICA, SOLARE E GEOTERMICA: COPERTURA DEL FABBISOGNO ANNUO (TWh)



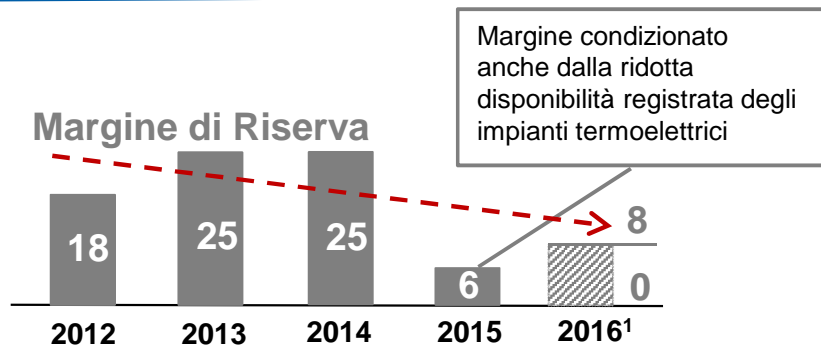
Progressiva crescita delle **FER intermittenti** con conseguente aumento dei vincoli di rete e spiazzamento della generazione convenzionale

RIDUZIONE POTENZA INSTALLATA TERMOELETTRICO (GW)



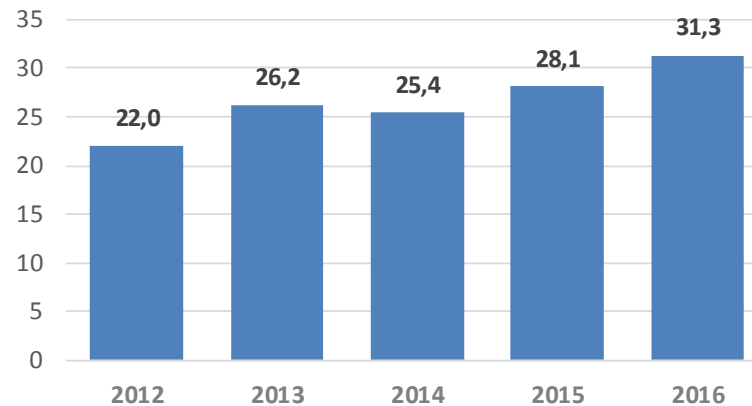
Riduzione termico convenzionale con contrazione margine di riserva; ulteriori riduzioni attese di capacità convenzionale generano problemi di **adequacy**

MARGINE DI RISERVA ALLA PUNTA



Nel 2015 la progressiva **riduzione della capacità di generazione convenzionale** si è combinata con una **punta di fabbisogno eccezionale** facendo registrare una forte contrazione del margine di riserva

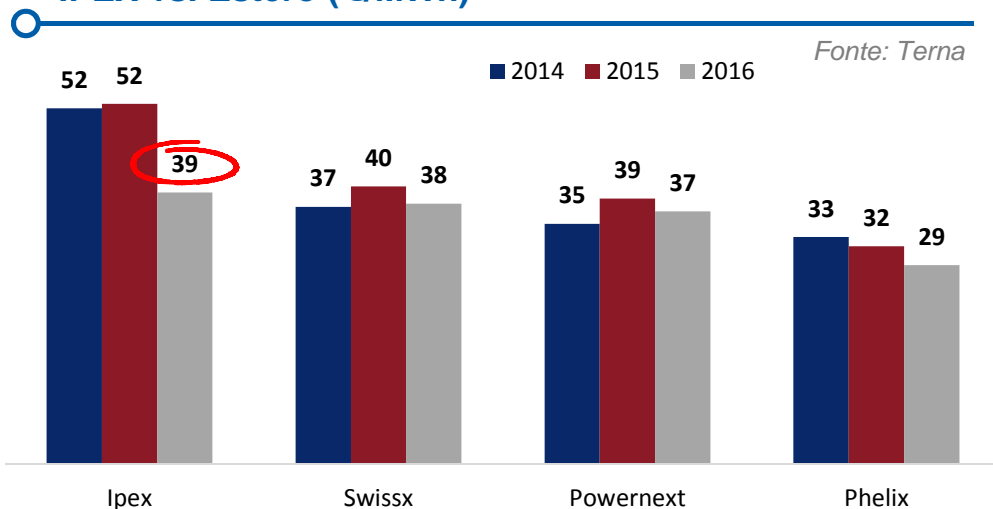
VOLUMI MSD (TWh)



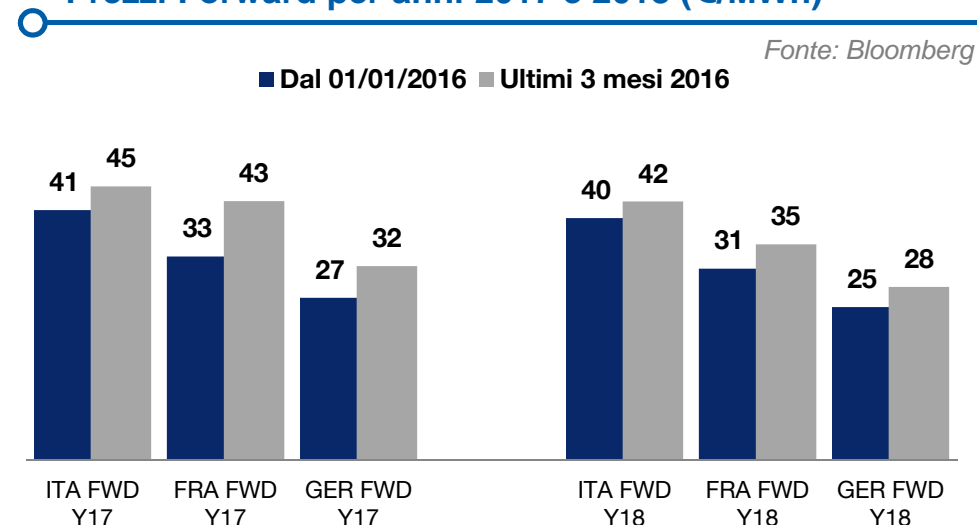
Maggiori **movimentazioni MSD** per garantire sufficienti livelli di riserva rotante e per regolazione di tensione (crescita FER intermittenti)

Overview del sistema elettrico: mercati estero

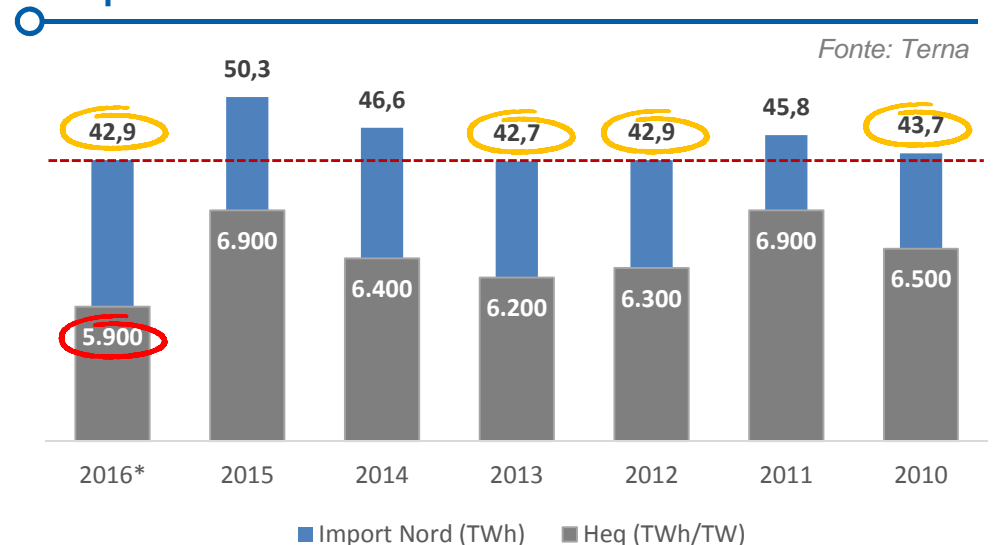
IPEX vs. Estero (€/MWh)



Prezzi Forward per anni 2017 e 2018 (€/MWh)



Import frontiera Nord



Δprezzo Italia vs. Francia di 2 ÷ 9 €/MWh
 Δprezzo Italia vs. Germania di 13 ÷ 15 €/MW



Agenda

SESSIONE GENERALE

NOVITA' PDS 2017 DELIBERA 627/16

AVANZAMENTO PIANI PRECEDENTI

OVERVIEW DEL SISTEMA ELETTRICO

○ NUOVI INTERVENTI E RIDEFINIZIONE INTERVENTI DI PIANO

RISPOSTE QUESITI RICEVUTI

Nuovi interventi e ridefinizione interventi di Piano

Decarbonisation

1. Nuovo 132 kV Stornarella-Cerignola FS (RFI)
2. Vandoies-Brunico

Market Efficiency

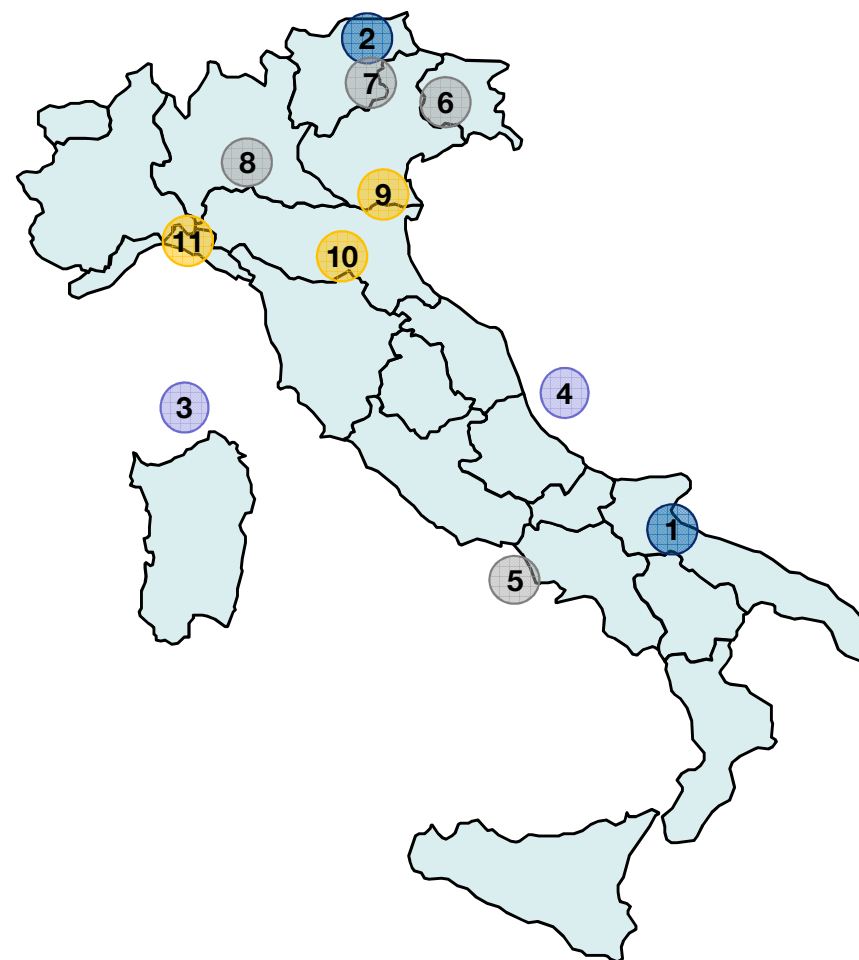
3. SACOI 3
4. Italia - Montenegro

Security of Supply

5. Interconnessione Ischia – Continente
6. Riassetto Pordenone
7. Corvara-Laion
8. Vaiano Valle

Integrazione RFI

9. Magliatura rete (risoluzione antenne)
10. Razionalizz Reggio Emilia (rimodulaz. Intervento esistente)
11. Riassetti e Potenziamento Imperia – San Remo e Città Genova



Principali interventi (1/2)

Intervento	Stato	Azioni previste	Obiettivi	Stato PdS
MON-ITA	In realizzazione	Integrazione mercati elettrici	Market Efficiency	Rimodulazione intervento incluso in Piani precedenti
SACOI-3	Progettazione	Investimenti per riduzione oneri MSD	Market Efficiency	Rimodulazione intervento incluso in Piani precedenti
Riassetto rete 132 kV Rho	Pianificato	Investimenti per Resilienza	Security of Supply	Nuova esigenza
Stornarella – Cerignola FS	Pianificato	Investimenti sviluppo RES	Decarbonisation	Nuova esigenza
Installazione dispositivi remotizzati	Pianificato	Investimenti per Resilienza	Security of Supply	Nuova esigenza
Rimozione derivazione rigida S. Angelo	Pianificato	Investimenti per Resilienza	Security of Supply	Nuova esigenza
Nuove esigenze area Trentino Alto Adige	Pianificato	Investimenti per Resilienza	Security of Supply Decarbonisation	Nuova esigenza

Principali interventi (2/2) - Integrazione rete RFI

Intervento	Stato	Principali benefici	Stato PdS
Connessione S/E Canaro	Pianificato	Riduzione ENF	Rimodulazione intervento incluso in Piani precedenti
Razionalizzazione Reggio Emilia	Pianificato	<ul style="list-style-type: none"> • Rid. costi investimento • Connessione CP • Integrazione RFI 	Rimodulazione intervento incluso in Piani precedenti
Connessione CP Trasta	Pianificato	Integrazione RFI	Nuova esigenza
Potenziamento linea 132 kV Imperia-S.Remo	Pianificato	<ul style="list-style-type: none"> • Rimozione limitazioni • Integrazioni RFI 	Rimodulazione intervento incluso in Piani precedenti
Area Bolzano-Brennero	Pianificato	Sviluppo rete e sinergia con le grandi infrastrutture ferroviarie	Allo studio
Progetto Bari-Napoli	Pianificato	Sviluppo rete e sinergia con le grandi infrastrutture ferroviarie	Allo studio
Progetto Bicocca-Motta-Catenanuova	Pianificato	Sviluppo rete e sinergia con le grandi infrastrutture ferroviarie	Allo studio



Agenda

SESSIONE GENERALE

NOVITA' PDS 2017 DELIBERA 627/16

AVANZAMENTO PIANI PRECEDENTI

OVERVIEW DEL SISTEMA ELETTRICO

NUOVI INTERVENTI E RIDEFINIZIONE INTERVENTI DI PIANO

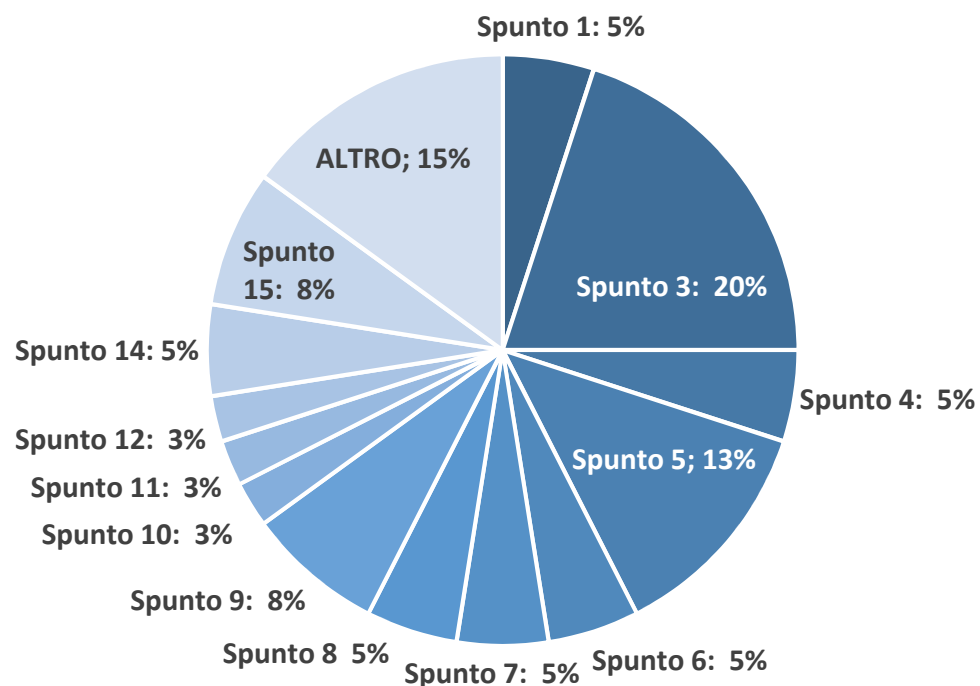
RISCONTRO QUESITI RICEVUTI

Quesiti ricevuti

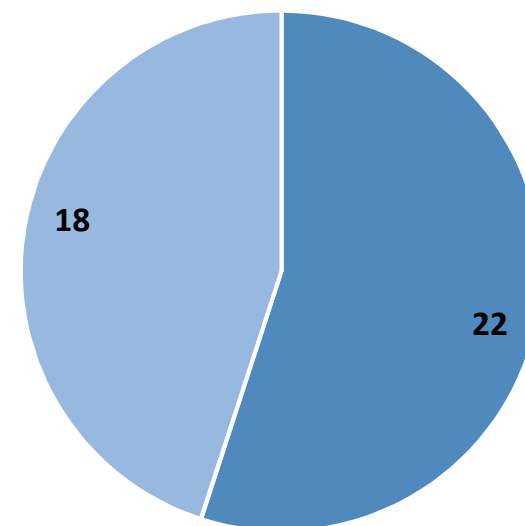
Consultazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2017

Nel corso della consultazione, i soggetti interessati possono far pervenire a Terna S.p.a. eventuali quesiti specifici sullo schema di Piano decennale, entro e non oltre il 10 giugno 2017, all'indirizzo di posta elettronica consultazione_pds@terna.it. Le risposte a detti quesiti saranno rese pubbliche prima del termine previsto per la conclusione della consultazione

40 Quesiti pervenuti Distribuzione dei quesiti pervenuti per Spunto



3 Utenti della Rete/3 Associazioni Num. quesiti pervenuti per categoria



■ Associazioni ■ Utenti della Rete

Spunti Proposti e quesiti pervenuti

SPUNTO	SPUNTI PROPOSTI	NUM
Spunto 1	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder da parte di Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	2
Spunto 3	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	8
Spunto 4	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento (scenario unico anno 2020 e scenari differenziati agli anni 2025 e 2030), le ipotesi utilizzate e la loro correlazioni con le ipotesi usate a livello europeo e nel settore del trasporto gas	2
Spunto 5	Commenti riguardanti le criticità previste in futuro, i flussi di energia attesi e il loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	5
Spunto 6	Commenti sugli interventi rappresentati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 e sulla loro nuova categorizzazione (interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza, interventi a contributo della decarbonizzazione, interventi per favorire l'efficienza dei mercati)	2
Spunto 7	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati esplicitamente e non identificati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 (nuovi interventi su perimetro RTN e interventi rimodulati rispetto ai piani precedenti)	2
Spunto 8	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di smart grid e ai relativi progetti (Green-ME, MIGRATE, SmartNet, Cluster Tecnologico MIUR- area Energia), allo sviluppo di sistemi di accumulo e ai risultati del progetto Electricity Highways E-2050	2
Spunto 9	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione identificate e non identificate nello schema di Piano di Sviluppo 2017	3
Spunto 10	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo della RTN	1
Spunto 11	Commenti sui risultati attesi (in termini di capacità di scambio con l'estero, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni) totali di Piano	1
Spunto 12	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nelle "schede degli interventi di sviluppo" e nelle "Tabelle PdS 2017"	1
Spunto 14	Commenti sui costi consuntivati e stimati (totali di Piano e per ciascun intervento), nonché sulla qualità e la completezza delle relative informazioni	2
Spunto 15	Commenti sulle nuove modalità di calcolo e di presentazione dei benefici, con particolare riferimento a: i. benefici correlati a mercato del giorno prima, ii. benefici correlati al mercato dei servizi di dispacciamento e a ulteriori meccanismi di remunerazioni della capacità, iii. benefici correlati agli impatti ambientali degli interventi di sviluppo della RTN.	3

Risposte quesiti ricevuti (1)

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder	Riferimento
S1.	da parte di Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	<i>Osservazioni generali</i>
<p>ANIE : Si chiede che, nell'ambito delle interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all'articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2014, siano pubblicate anche le <u>posizioni dei partecipanti</u> al suddetto Comitato, dal momento che esso, a detta di Terna (pag. 16 del PdS 2017) costituisce "l'organo tecnico sede stabile di consultazione degli operatori del settore elettrico". Si chiede inoltre di <u>valutare l'attuale composizione del Comitato</u>, considerandone l'estensione ad altre componenti dell'industria elettrica.</p> <p>ANIE ENERGIA: Si chiede che il documento di <u>descrizione degli scenari</u> di cui all'articolo 4, comma 1 della Delibera 627/2016 sia pubblicato con <u>cadenza annuale</u>, per quanto concerne l'evoluzione del parco installato e le evidenze dei mercati elettrici di diretto impatto sull'attività di pianificazione, anziché la prescritta cadenza "almeno biennale".</p>		

Risposte quesiti ricevuti (2)

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati	Riferimento
S3.	(prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 2</i>
<p>ANIE ENERGIA: Il Capitolo 2 in generale, ed il paragrafo 2.2 in particolare, si presentano con una <u>descrizione molto qualitativa</u> delle criticità di esercizio che caratterizzano il sistema di trasmissione (ad es. si parla di “arterie a 400 kV della Calabria Ionica”, quando le stesse immagini riportate nel PdS mostrano che la quasi totalità della dorsale ionica calabrese è percorsa da una sola linea a 400 kV). Si propone di sintetizzare il contenuto, di renderlo più quantitativo e di dedicare più attenzione possibile alle variazioni rispetto ai PdS precedenti.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: La Figura 21 mostra <u>tensioni basse in molti nodi della rete 400 kV con centrali connesse</u> (Scandale, Simeri, Sarlux). Si richiedono chiarimenti al riguardo.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.4 “Qualità della tensione”: con riferimento alle tabelle sui buchi tensione (da tabella 9 a tabella 20), si chiede se la <u>valutazione prioritaria di Terna</u> relativa solo ai buchi di tensione di durata superiore ai 500 ms e tensione residua inferiore al 70% <u>derivi da una prescrizione normativa</u> – regolatoria o meno.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: L’evidenza di rispetto dei livelli attesi per il 2015 andrebbe messa in relazione alle indicazioni di Terna di una maggior criticità riguardante la propagazione dei buchi di tensione derivante dalla diminuzione della potenza di cortocircuito in rete. Si chiede inoltre per quali motivi non sono disponibili i dati per il 2016.</p>		

Risposte quesiti ricevuti (3)

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 2</i>
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.5.1 “Congestioni di rete AT e AAT”: si chiedono chiarimenti sul fatto che non sono citati gli interventi relativi alla realizzazione dei SANC, il cui obiettivo primario era proprio la riduzione della MPE sulle 3 direttrici indicate. Con riferimento all’aumento della MPE nel 2015 e nel 2016, si chiede quali ulteriori interventi Terna voglia prevedere, in particolare relativi alla realizzazione dei SANC.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Il paragrafo 2.7 “Principali evidenze dell’analisi dello stato della rete” è in generale molto descrittivo e ripetitivo rispetto agli anni precedenti. Sarebbe opportuno sintetizzare quanto più possibile le criticità di esercizio che permangono rispetto ai PdS precedenti (eventualmente anche in forma tabellare), ed evidenziare le nuove criticità eventualmente sopraggiunte.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.8 “Segnali provenienti dal mercato”: si propone che i paragrafi 2.9, 2.10 e 2.11 vengano riclassificati come sottoparagrafi del 2.8 (2.8.1 ecc). Si vuole evidenziare inoltre come, nonostante gli interventi messi in campo da Terna nel 2016, la rendita di congestione, principale indice econometrico della inefficienza del sistema di trasmissione, sia umentata nel 2016 rispetto al 2015. Di particolare interesse l’accounting MSD rappresentato in figura 43, di cui si chiede di mettere a disposizione il confronto con i due anni precedenti e l’estensione, oltre che ai volumi di energia, anche ai costi. La risoluzione di vincoli a rete integra da sola genera il 50% degli avviamenti a programma del 2016 e andrebbe aggiunta ai 150 milioni di euro di rendita di congestione del paragrafo precedente, come misura dell’inefficienza della rete di trasmissione, differenziandosi dalle esigenze di bilanciamento.</p>		

Risposte quesiti ricevuti (4)

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 2</i>
<p>ANIE ENERGIA: Inoltre in merito alle 6 righe di inizio di pag. 65 si richiedono chiarimenti ulteriori, a spiegazione degli evidenti malfunzionamenti del mercato (vedi provvedimenti AEEGSI) e in relazione all'affermazione di pag. 62 "Lo sviluppo della RTN.....a porzioni più estese della rete". A tale proposito si richiedono ulteriori commenti circa l'efficacia dello sviluppo rete, dal momento che <u>l'elenco degli impianti essenziali è aumentato rispetto al PdS 2016</u>, con l'ingresso di Brindisi Sud, Fumesanto e Ottana (Capri trascurabile).</p>		

Risposte quesiti ricevuti (5)

Spunto	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento (scenario unico anno 2020 e scenari differenziati agli anni 2025 e 2030), le ipotesi utilizzate e la loro correlazioni con le ipotesi usate a livello europeo e nel settore del trasporto gas	Riferimento
S4.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 3</i>
<p>ANIE ENERGIA: Si chiede di aggiungere considerazioni sulla <u>validità della correlazione tra PIL e consumo elettrico</u>.</p> <p>.</p> <p>ANIE ENERGIA: Si richiedono valutazioni circa gli impatti della <u>nuova SEN</u> sugli scenari (ad esempio tabella 25, la cui didascalia va corretta sostituendo GW con TWh)</p> <p>EDISON: Nel capitolo sulle smart grid non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza di <u>demand response, sistemi di accumulo</u> e generazione distribuita.</p>		

Risposte quesiti ricevuti (6)

Spunto	Commenti riguardanti le criticità previste in futuro, i flussi di energia attesi e il loro ruolo ai fini di	Riferimento
S5.	identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	<i>Piano di Sviluppo, Paragrafo 11.6</i>
<p>ENERGIA CONCORRENTE: nella slide n. 37 della presentazione del Piano 2017 del 13 dicembre u.s. si legge che “l’ulteriore chiusura di capacità termica potrebbe far riemergere congestioni interzonalì nel medio/lungo termine”. Il Piano 2017 dovrebbe fornire <u>soluzioni per tutti i livelli di congestione</u> presentati.</p> <p>ENERGIA CONCORRENTE: più volte, all’interno del Piano 2017, si parla di flessibilità come necessità per il buon funzionamento del sistema e come, in alcune aree d’Italia, questa caratteristica venga a mancare per l’eccessiva presenza di fonti rinnovabili non programmabili e come “ciò può determinare, in particolari condizioni, limiti alla flessibilità di esercizio dovuti alla necessità di garantire in ogni situazione il contenimento dei profili di tensione, il rispetto dei vincoli di riserva ed il mantenimento della potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento dei collegamenti”. Proprio per l’importanza che gli impianti flessibili possono dare al raggiungimento degli obiettivi appena citati, il Piano 2017 dovrebbe chiarire quali siano le <u>prospettive future per le unità produttive</u> che possono offrire questo servizio.</p> <p>ENERGIA CONCORRENTE: il Piano 2017 dovrebbe essere un’occasione per chiarire gli attesi impatti del <u>capacity market sul sistema elettrico italiano</u>, tema in relazione al quale ribadiamo la necessità di un confronto con Terna S.p.A. per chiarire i numerosi aspetti del sistema ancora non adeguatamente disciplinati</p>		

Risposte quesiti ricevuti (7)

Spunto	Commenti riguardanti le criticità previste in futuro, i flussi di energia attesi e il loro ruolo ai fini di	Riferimento
S5.	identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	<i>Piano di Sviluppo, Paragrafo 11.6</i>
<p>EDISON: Si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizi, che causano perdita di produzione di <u>impianti idroelettrici</u> ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente nel Nord Italia (Val Caffaro, Val Camonica etc). Un soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete.</p> <p>EDISON: Considerato il panorama che si è delineato nel corso degli ultimi mesi, per la definizione degli scenari futuri, sta acquisendo sempre maggior importanza:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la <u>valutazione dell'import da nord</u>, anche a valle degli eventi che hanno caratterizzato il periodo invernale del 2016 e che potrebbero ripetersi nel prossimo futuro; • il trend crescente del numero di <u>impianti in conservazione e in dismissione</u>, situazione che rende ancor più complessa una valutazione dell'import negli scenari futuri presentati nel PDS. 		

Risposte quesiti ricevuti (8)

Spunto	Commenti sugli interventi rappresentati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 e sulla loro nuova	Riferimento
S6.	categorizzazione (interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza, interventi a contributo della decarbonizzazione, interventi per favorire l'efficienza dei mercati)	<i>Piano di Sviluppo, Capitoli 4, 5 e 6</i>
<p>ANIE ENERGIA: Con riferimento alla resilienza si richiedono maggiori dettagli. La sola tabella 28 sembra limitativa, considerato che molti sono singoli utenti AT. Si richiede che il <u>piano sulla resilienza</u> venga reso pubblico (tutto o in parte).</p> <p>EDISON: Gli sviluppi prospettati sulla rete per ridurre le congestioni e liberare maggior capacità rinnovabile sono del tutto allineati con gli obiettivi delineati dal Clean Energy Package. Considerando la prevista crescita futura delle rinnovabili e l'attuale andamento crescente della MPE negli ultimi 2-3 anni, tali interventi iniziano a ricoprire un carattere di urgenza.</p>		

Risposte quesiti ricevuti (9)

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati esplicitamente e non identificati nello schema di	Riferimento
S7.	Piano di Sviluppo 2017 (nuovi interventi su perimetro RTN e interventi rimodulati rispetto ai piani precedenti)	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 7</i>
<p>ANIE ENERGIA: Tra i nuovi interventi si rileva che solo il 535-N ha come finalità l'integrazione delle rinnovabili. Visti gli scenari di sviluppo generazione e gli obiettivi COP21 si richiedono chiarimenti al riguardo.</p> <p>EDISON: 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.</p> <p>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.</p>		

Risposte quesiti ricevuti (9)

Spunto	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di smart grid e ai relativi progetti (Green-ME, MIGRATE, SmartNet, Cluster Tecnologico MIUR- area Energia), allo sviluppo di sistemi di accumulo e ai risultati del progetto Electricity Highways E-2050	Riferimento
S8.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 8</i>
<p>ANIE ENERGIA: L'introduzione del paragrafo 8.1 definisce in maniera esaustiva il futuro scenario del sistema elettrico, focalizzando l'esigenza di avviare uno sviluppo rete "non convenzionale". Sarebbe quindi opportuno inserire questo capitolo nell'ambito degli interventi di sviluppo della rete, ancorché prototipali o pilota. In altri termini, ad esempio per i progetti europei, sarebbe opportuno descrivere con precisione le apparecchiature o i sistemi oggetti di sviluppo e quali prospettive di inserimento nel PdS ci potranno essere. Quanto sopra richiesto riguarda anche i progetti pilota sulla riforma del MSD di cui alla Delibera 300/2016 e s.m.i.</p> <p>ANIE ENERGIA: Per i sistemi di accumulo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si richiede di inserire una sintesi dei primi risultati della sperimentazione, con particolare riferimento al miglioramento dell'esercizio e del dispacciamento e alla riduzione dell'impatto dei vincoli di rete. • Si richiedono chiarimenti sulle modalità con cui si possono conciliare le attività di Terna in tema di sistemi di accumulo con l'indicazione del Winter Package in base a cui i TSO e DSO non devono possedere SdA. 		

Risposte quesiti ricevuti (10)

Spunto	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione identificate e non	Riferimento
S9.	identificate nello schema di Piano di Sviluppo 2017	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 9</i>
<p>ENERGIA CONCORRENTE: il Piano 2017 dovrebbe <u>dimostrare adeguatamente la necessità del nuovo collegamento pianificato con la Tunisia</u></p> <p>EDISON: Interconnessione con Tunisia: i limiti di transito delle connessioni fra nord e sud Italia già oggi non consentono di evacuare efficacemente tutta l'energia prodotta. Un collegamento con la Tunisia (per altro, stando ai grafici a pag. 141 inerenti gli scenari futuri, sembrerebbe esser operativo già nel 2026), sia ipotizzando scenari di export (considerato la crescita della domanda nei paesi del nord Africa) che di import (energia rinnovabile prodotta in Tunisia) <u>potrebbe acuire le criticità insite nel sistema attuale.</u></p> <p>EDISON: Considerate le problematiche di congestione della rete attuale (evidenziate al punto precedente), in particolar modo lungo la direttrice nord-sud, si ritiene che lo sviluppo di futuri progetti di <u>interconnessione dovrebbe ricoprire un ruolo secondario e marginale.</u></p>		

Risposte quesiti ricevuti (11)

Spunto		Riferimento
S10.	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo della RTN	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 10</i>
EDISON: Lo sviluppo della rete in Italia diventa essenziale per eliminare qualunque forma di anomalia distorsiva del mercato. Una riduzione/eliminazione delle congestioni consentirebbe di revocare l'essenzialità ad alcuni impianti al momento indispensabili per fornire servizi o risolvere criticità.		

Risposte quesiti ricevuti (12)

Spunto	Commenti sui risultati attesi (in termini di capacità di scambio con l'estero, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni) totali di Piano	Riferimento
S11.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 11</i>
<p>EDISON: A tal proposito, facendo riferimento agli scenari futuri prospettati nel paragrafo 11.6, sarebbe opportuno avere dei chiarimenti circa i driver che hanno portato a stime dell'import da nord pari a 65.280 MWh nel medio periodo, a 68.230 MWh nello scenario V1 del 2026 e a 62.510 MWh nel V1 del 2030.</p> <p>Tali valori infatti, <u>sembrano essere disallineati con le medie degli ultimi anni, pari a ca. 45 TWh</u> (mentre nel 2016 a causa della particolare situazione francese il valore è sceso a 37 TWh)</p>		

Risposte quesiti ricevuti (13)

Spunto		Riferimento
S12.	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nelle “schede degli interventi di sviluppo” e nelle “Tabelle PdS 2017”	<i>Avanzamento PdS, cap. 6, Tabelle PdS 2017</i>
<p>EP PRODUZIONE :</p> <ul style="list-style-type: none"> • maggiore dettaglio rispetto al processo di messa in operatività degli interventi: consideriamo che il documento sull'avanzamento dei piani precedenti sia un buon esercizio, ma servirebbe – a nostro parere – una rappresentazione sintetica (es. % di progetti avviati/in corso/conclusi) che dia un'idea complessiva dello sviluppo degli interventi. Sarebbe inoltre utile inserire indicazioni di dettaglio sulle aree di rete critiche e sullo stato di avanzamento degli interventi per la loro risoluzione. Infatti, sebbene una corretta ed adeguata attività di pianificazione rappresenti un tassello necessario ai fini dello sviluppo della RTN, spesso all'atto della concretizzazione delle attività di sviluppo appare difficile garantire certezza di risultato; 		

Risposte quesiti ricevuti (14)

Spunto		Riferimento
S14.	Commenti sui costi consuntivati e stimati (totali di Piano e per ciascun intervento), nonché sulla qualità e la completezza delle relative informazioni	<i>Avanzamento PdS, cap. 5 e 6, Tabelle PdS 2017</i>
<p>ANIE ENERGIA: Si chiede se l’informativa sulla spesa di investimento di cui al punto 11 della Delibera 627/2016 possa essere in tutto o in parte resa pubblica da Terna e inclusa nella documentazione a corredo del PdS.</p> <p>EP PRODUZIONE: Come anticipato in premessa, si concorda pienamente con la scelta di adottare scenari coerenti con quelli di estrazione europea: in termini generali, riteniamo che il solo rimando ai vari piani di riferimento non sia sufficiente e che alcune informazioni di dettaglio – ovviamente trasposte sul piano nazionale – dovrebbero essere maggiormente approfondite. A titolo di esempio si citano i seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il TYNDP 2016 evidenzia come nel complesso, per raggiungere gli obiettivi clima energia stabiliti dalla Commissione Europea al 2030, sono previsti fino a 150 miliardi di euro di investimenti in infrastrutture di rete: in ottica di trasparenza, potrebbe essere opportuno conoscere la quota parte di investimenti ipotizzata in capo al TSO. • secondo quanto riportato da un position paper della Florence School of Regulation , la versione 2018 del TYNDP evidenzierà ancor di più le sfide operative dello sviluppo infrastrutturale nell’era dei sistemi interconnessi, introducendo tra l’altro un allineamento con lo sviluppo infrastrutturale lato gas: in ottica di miglioramento continuo, tali principi potrebbero essere condivisi nell’ambito del PdS; 		

Risposte quesiti ricevuti (15)

Spunto	Commenti sulle nuove modalità di calcolo e di presentazione dei benefici, con particolare riferimento a: i.	Riferimento
S15.	benefici correlati a mercato del giorno prima, ii. benefici correlati al mercato dei servizi di dispacciamento e a ulteriori meccanismi di remunerazioni della capacità, iii. benefici correlati agli impatti ambientali degli interventi di sviluppo della RTN.	<i>Avanzamento PdS, cap. 5, Tabelle PdS 2017</i>
<p>ENERGIA CONCORRENTE: il Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2017 (Piano 2017) dovrebbe fornire i dati di decommissioning degli impianti termoelettrici, con particolare riferimento alle unità produttive poste in dismissione negli anni 2012-2016, e un maggior dettaglio delle basi sulle quali sono state create le previsioni al 2020 (taglia, tipologia di impianto e ubicazione geografica)</p> <p>EP PRODUZIONE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • si chiede un maggiore livello di dettaglio riguardo alla stima dell'evoluzione del parco termoelettrico, ad esempio tramite l'inserimento di una tabella che riporti l'elenco nominativo di ogni impianto in dismissione (attuale o futura) o conservazione con la relativa potenza; <p>ENEL: in merito ai risultati attesi per lo sviluppo della capacità di interconnessione specificati nel Piano di Sviluppo 2017, nel par. 6.2. è indicata quale infrastruttura chiave per la risoluzione del polo di Priolo il collegamento Paternò-Priolo. Si richiede che sia specificato se risulta necessario per il suddetto obiettivo il completamento dell'intera opera Paternò-Pantano-Priolo, ovvero sia sufficiente il solo collegamento tra la stazione 380 kV di Priolo e la nuova stazione 380 kV di Melilli (che rientra comunque nell'opera generale Paternò-Pantano-Priolo)</p>		

Risposte quesiti ricevuti (16)

	Altro	
<p>ANEV: Oltre alle opere di rete realizzate, da realizzare e in corso di autorizzazione, il piano dovrebbe contemplare le <u>soluzioni di connessione in corso di autorizzazione per istanze presentate da operatori terzi</u>. Attualmente tutte le opere riportate nel piano fanno parte di procedimenti autorizzativi in capo a Terna, mentre sarebbe utile avere anche l'elenco delle opere di rete in corso di autorizzazione/realizzazione da parte di terzi, in quanto queste opere verranno cedute al gestore di rete e pertanto devono essere opere incluse nella pianificazione in termini di tempistica e costi per il sistema.</p> <p>EDISON: Considerando che all'interno del PDS 2017 le linee di Edison a 400 kV, con collegamento in antenna, sono state inserite come proposte di <u>ampliamento in ambito RTN</u>, sarebbe opportuno delineare quali sono le tempistiche future entro le quali si prevede l'acquisizione di tali infrastrutture</p> <p>Dal momento che l'inserimento della dorsale in oggetto nel perimetro della RTN era già stato approvato nel PdS del 2016, sarebbe opportuno delineare le tempistiche entro cui si prevede l'acquisizione da parte di Terna.</p> <p>Una simile considerazione può essere estesa alla sezione di Alta Tensione della S/E Edison di Novara: nonostante l'infrastruttura sia assimilabile ad un nodo di smistamento della rete AT di trasmissione e connessa impianti di generazione di potenza rilevante, ad oggi non è stata inserita nel perimetro della RTN</p>		

Risposte quesiti ricevuti (17)

	Altro	
<p>EP PRODUZIONE: L’Autorità per l’Energia ha approvato la delibera 627/2016/R/eel (di seguito “delibera 627”), recante i requisiti minimi del Piano, in relazione alla completezza e alla trasparenza delle informazioni e all'analisi costi benefici.</p> <p>Ci sembra che, rispetto ai <u>requisiti minimi previsti da tale provvedimento, manchino</u> nel Piano i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel Piano; • un documento recante la metodologia per l’analisi costi benefici applicata per la realizzazione degli obiettivi di cui all’articolo 1 della delibera 627; • le ipotesi relative ai prezzi dei combustibili e della CO2 . 		

Risposte quesiti ricevuti (18)

	Altro	
<p>EP PRODUZIONE: Riteniamo che, già a partire dal presente Piano, i requisiti minimi previsti dalla delibera 627 debbano essere superati, prevedendo maggiore trasparenza ed arricchendo il Piano con i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none"> evidenza degli esiti (non solo della metodologia) delle analisi costi benefici delle varie proposte di intervento. A tal proposito vale la pena evidenziare come, in ottica di Sistema, molti degli interventi in infrastrutture di rete siano di fatto in “concorrenza” con le risorse potenzialmente fornibili da impianti di generazione (inclusi quelli in mothballing/dismissione). Pertanto riteniamo che ogni intervento per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc.) debba essere valutato (in termini di costi-benefici per la collettività) mettendo a confronto <u>l’effetto di tale intervento con le possibili alternative</u> che potrebbero essere fornite da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti) o da adeguamenti degli stessi. Un esempio: la previsione nel Piano di un condensatore dovrebbe riportare evidenza del beneficio di tale intervento di rete rispetto all’acquisizione dello stesso servizio dal mercato (un impianto di generazione o parte dello stesso, potrebbe essere trasformato in compensatore sincrono); <p>EP PRODUZIONE:</p> <ul style="list-style-type: none"> nel caso di più interventi di rete che contribuiscono all’incremento di limiti di transito tra due zone di mercato, sarebbe opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisca all’incremento totale, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente. 		

Risposte quesiti ricevuti (19)

	Altro	
<p>EP PRODUZIONE:</p> <p>Come anticipato in premessa, si concorda pienamente con la scelta di adottare scenari coerenti con quelli di estrazione europea: in termini generali, riteniamo che il solo rimando ai vari piani di riferimento non sia sufficiente e che alcune informazioni di dettaglio – ovviamente trasposte sul piano nazionale – dovrebbero essere maggiormente approfondite.</p> <p>A titolo di esempio si citano i seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • per quanto riguarda il MAF si considera che le informazioni sugli indici di adeguatezza LOLE, LOLP, ENS potrebbero essere <u>trattati con ulteriore trasparenza</u> nell’ambito del PdS, dando puntuale riscontro non solo delle percentuali di miglioramento degli indicatori ma anche dell’effettivo valore degli stessi, vista la rilevanza del tema dell’adeguatezza a livello nazionale; • con specifico riguardo al tema adeguatezza, si ritiene che le <u>informazioni riportate nello schema di PdS risultino carenti</u> rispetto a quelle riferite al nostro Paese e circolate a livello europeo. Si pensi ad esempio al report Summer Outlook 2017 and Winter Review 2016/2017 di ENTSO-E nell’ambito del quale viene evidenziata la situazione di potenziale criticità nell’area Nord Centro Nord nei prossimi mesi estivi. Tali evidenze dovrebbero essere note, analizzate e gestite a livello di sistema nel suo complesso, riteniamo dunque che uno specifico capitolo del PdS dovrebbe essere dedicato a tale tematica. 		

Risposte quesiti ricevuti (20)

	Altro	
<p>Sembra opportuno ricordare che il PdS è strettamente legato alla riforma del mercato elettrico. Potrebbe pertanto essere utile, anche solo a fini di scenario, dare <u>evidenza della relazione tra le ipotesi di sviluppo del Piano</u> ed evoluzione attesa del mercato (Capacity Market, Sistema Nodale, Riforma MSD).</p> <p>Infine, in ottica di fattiva collaborazione, si riportano a seguire due refusi individuati nel testo del documento in consultazione; in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un'incongruenza nello sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/solare (pag. 73 e 74 dello schema di PdS): la capacità fotovoltaica di lungo termine nello scenario TYNDP 2018 pari a 25,2 GW riferita nel testo al 2026, nel grafico corrisponde al 2030. La capacità eolica di lungo termine nello scenario TYNDP 2018 pari a 14,3 GW riferita nel testo al 2026, nel grafico corrisponde correttamente al 2026 anche se non compare il valore; • un refuso in tabella 25 „Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020“ (pag. 77 dello schema di PdS): l'unità di misura riportata (GW) dovrebbe essere modificata a favore di quella riportata in tabella (TWh). 		