



Piano di Sviluppo 2019

Comitato di Consultazione Utenti della Rete

Roma, 12 febbraio 2019

- Illustrare i **principali elementi del Piano di Sviluppo 2019**
- Descrivere i **nuovi driver di riferimento** e gli **scenari selezionati** per le simulazioni che Terna ha effettuato sul Sistema Elettrico
- **Approfondire le criticità di rete** riscontrate ed evidenziate nel PdS 2019
- Fornire una visione d'insieme **sull'avanzamento degli interventi appartenenti al PdS 2018** e sui **nuovi interventi** previsti dal **PdS 2019**

Elementi chiave PdS 2019

❖ **Costruzione del Piano della rete**



- ❖ Scenari di riferimento
- ❖ Driver di Piano e direttrici di sviluppo
- ❖ Analisi Costi Benefici

La rete AS OF TODAY

Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

Costruzione del Piano della rete | Struttura del Piano

INDICE PDS 2019

ELEMENTI DI NOVITÀ



1. Pianificazione della rete elettrica
Driver di sviluppo, obiettivi e criteri del processo di pianificazione



Introduzione **nuovi indicatori ambientali**, dettagliati nell'allegato metodologico



2. La rete oggi
Consistenza della rete, bilancio energetico nazionale e stato del mercato elettrico



Approfondimenti su temi di mercato e criticità di rete



3. Scenari
Descrizione degli scenari europei (ENTSO), nazionali e PNEC



Declinazione Terna del **nuovo scenario di policy Nazionale PNEC**



4. Necessità di sviluppo
Presentazione dei limiti prospettici della rete a consistenze attuali sulla base degli scenari



Sviluppati ed approfonditi temi tecnici come **flessibilità, inerzia di sistema e Potenza di Corto Circuito**



5. Nuovi sviluppi
Presentazione dei nuovi interventi di sviluppo previsti a Piano



Definite **nuove direttrici di intervento**



6. Benefici per il sistema
Indicazione degli effetti dei nuovi interventi sul sistema



Risultati attesi del PdS19, includendo anche lo scenario PNEC

Costruzione del Piano della rete | Processo di costruzione degli scenari

Comunicazione trasparente

- **Confronto** per la **costruzione e valutazione degli scenari** energetici futuri, dai quali discendono la **pianificazione elettrica** della RTN e gli **scenari europei**
- **Confronto** per la **definizione delle strategie di sviluppo della RTN** e per il raggiungimento e **superamento degli obiettivi ambientali nazionali ed europei**

Principali fasi di realizzazione del piano



Il percorso di coinvolgimento degli stakeholder ha contribuito allo sviluppo degli scenari europei e nazionali che sono recepiti e utilizzati da Terna

Costruzione del Piano della rete | Processo di costruzione degli scenari

SCENARI	APPROCCIO		DESCRIZIONE
Europei	Bottom-up	TSO ↓ ENTSO-E	<ul style="list-style-type: none"> Raccolta dati, proiezioni e stime elaborati dai diversi TSO Verifica di consistenza con storyline definita con stakeholder Aggregazione dei dati e definizione dei risultati a livello europeo
		ENTSO-E ↓ TSO	<ul style="list-style-type: none"> Definizione target europei tramite confronto con gli stakeholder Elaborazione proiezioni e risultati a livello europeo tramite algoritmi market based Declinazione dei risultati europei a livello nazionale
Nazionali	Top-down	HGP30 ↓ TSO	<ul style="list-style-type: none"> Costruzione degli obiettivi nazionali (es. scenari SEN e HGP30) sulla base degli scenari di policy europei (Scenari Europei-ENTSOs) Successiva declinazione sulla base delle diverse attese (e.g phase-out del carbone)

Due differenti approcci nella costruzione degli scenari a livello europeo (bottom-up e top down)

Costruzione del Piano della rete | Obiettivi degli scenari

Scenari sono pilastro fondante...

- Gli **scenari sono** un **pilastro fondante nella pianificazione** delle infrastrutture energetiche del Paese, poiché rappresentano il **riferimento per**:
 - **Sviluppare una traiettoria** verso i target energetici nazionali e europei
 - Definire un adeguato **sviluppo delle infrastrutture**
 - **Testare e valutare** sicurezza e adeguatezza del **Sistema Elettrico**

...elaborati da terzi e declinati da Terna...

- Gli **scenari utilizzati da Terna** sono pertanto la **declinazione puntuale delle previsioni elaborate dall'associazione dei TSO** europei (i.e. ENTSO-E, per la prima volta quest'anno coordinato con ENTSO-G) **e del policy maker nazionale** (i.e. scenari SEN e HGP30*)

...su un orizzonte di 10 anni

- L'orizzonte temporale riguarda il 2030 ed è coerente con il periodo di estensione del Piano di Sviluppo, ovvero 10 anni

Note: (*) scenario di policy a supporto del Piano Nazionale Clima Energia (NECP_Italia)

Elementi chiave PdS 2019

- ❖ **Costruzione del Piano della rete**

- ❖ **Scenari di riferimento**



- ❖ Driver di Piano e direttrici di sviluppo

- ❖ Analisi Costi Benefici

La rete AS OF TODAY

Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

Scenari di riferimento | Vista d'insieme ed applicazione (2030)

		Europei		Nazionali	
Scenario		Sustainable Transition (ST)	Distributed Generation (DG)	SEN 2017 ²	PNEC ⁵
Owner		ENTSO-E / ENTSO-G (TYNDP '18)		Scenari di policy	
Approccio		Bottom-up		Top-down	
Domanda e offerta	Domanda (TWh)	359	375	324 ³	330 ³
	FER ¹ (GW)	65	86	100	93 ⁴
	Carbone* (GW)	6	3	0	0
	Gas (GW)	43	42	50	50
	Saldo import (TWh)	51	72	28	28
Utilizzo	Analisi di Sistema	✓	✓	-	✓
	ACB	✓	✓	-	✓ Focus Sardegna

Selezionati 2 scenari di riferimento Europei per testare il Sistema Elettrico al 2030 a cui si aggiunge un nuovo scenario di policy nazionale

Note: (1) Capacità installata lorda; (2) La SEN 2017 prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi; (3) Energia richiesta dalla rete (4) Istituito PW e Wind supportato da assunzioni di producibilità molto più sfidanti rispetto ai dati storici; (5) Lo scenario Piano Nazionale Energia e Clima prevede almeno 6 GW di accumuli aggiuntivi

Fonte: Elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Scenari di riferimento | Razionali sottostanti allo scenario di riferimento

Scenario	ST	DG	SEN 2017	PNEC
Domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> Forte aumento della domanda elettrica (+1,3% CAGR 2016-'30) 	<ul style="list-style-type: none"> Incremento della domanda nel riscaldamento e nei trasporti, compensato dal modello prosumer e dall'efficienza energetica Aumento della flessibilità di domanda sia in ambito domestico che industriale 	<ul style="list-style-type: none"> Obiettivo SEN del 28% FER sui consumi complessivi al 2030 (55% penetrazione FER elettriche per l'Italia) Riduzione del 39% al 2030 delle emissioni di CO2 relative agli usi energetici rispetto al valore del 1990 	<ul style="list-style-type: none"> Obiettivo del 30% FER sui consumi complessivi al 2030 (55,4 % penetrazione FER elettriche per l'Italia) Obiettivo nazionale al 2030 del 33% di riduzione delle emissioni di CO2 nel settore non ETS rispetto al valore del 2005
Generazione elettrica	<ul style="list-style-type: none"> Crescita generazione a gas per disponibilità della commodity Parziale spiazzamento del carbone per incremento prezzo CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Diffusione della generazione di piccola taglia trainata da riduzione del costo tecnologico Sviluppo batterie per il bilanciamento FER piccola taglia 	<ul style="list-style-type: none"> Dismissione di 8 GW della capacità installata a carbone Risparmio CO₂ di almeno 15-18 Mton all'anno 	<ul style="list-style-type: none"> Graduale dismissione di 8 GW della capacità installata a carbone fino al phase-out completo previsto per l'anno 2025 Sviluppo di capacità di accumulo, idroelettrico e elettrochimico, direttamente connesso alla rete e associato agli impianti di generazione

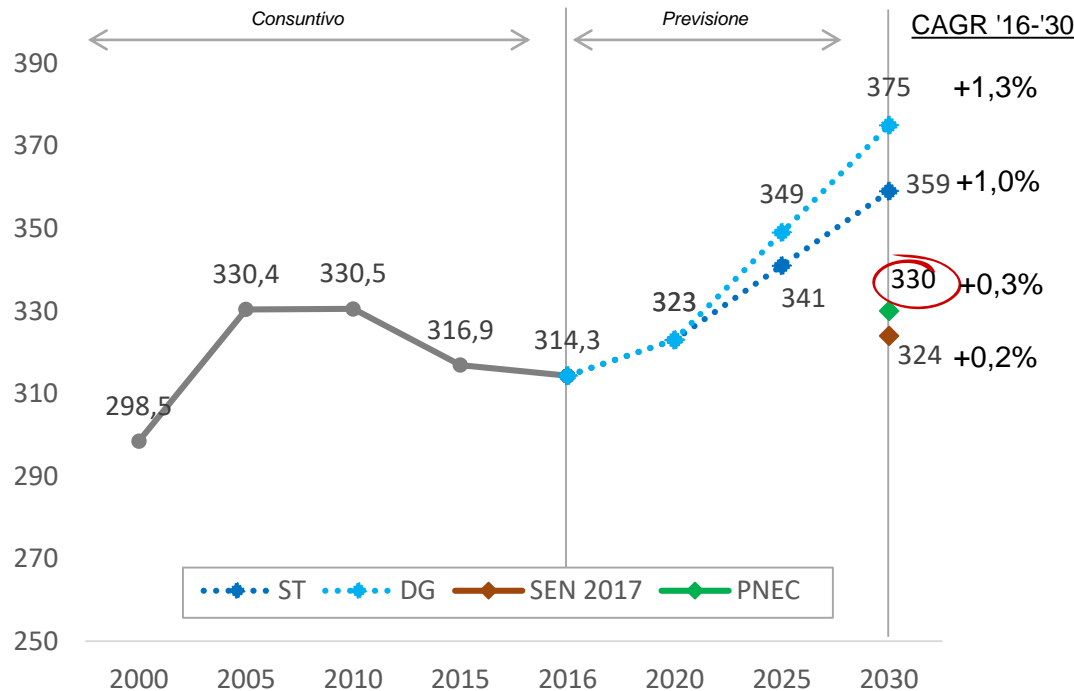
Differenti ipotesi/variabili di domanda e generazione elettrica per gli scenari, a partire dagli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale

Fonte: Elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Scenari di riferimento | Trend della domanda di energia elettrica

DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Valori in TWh

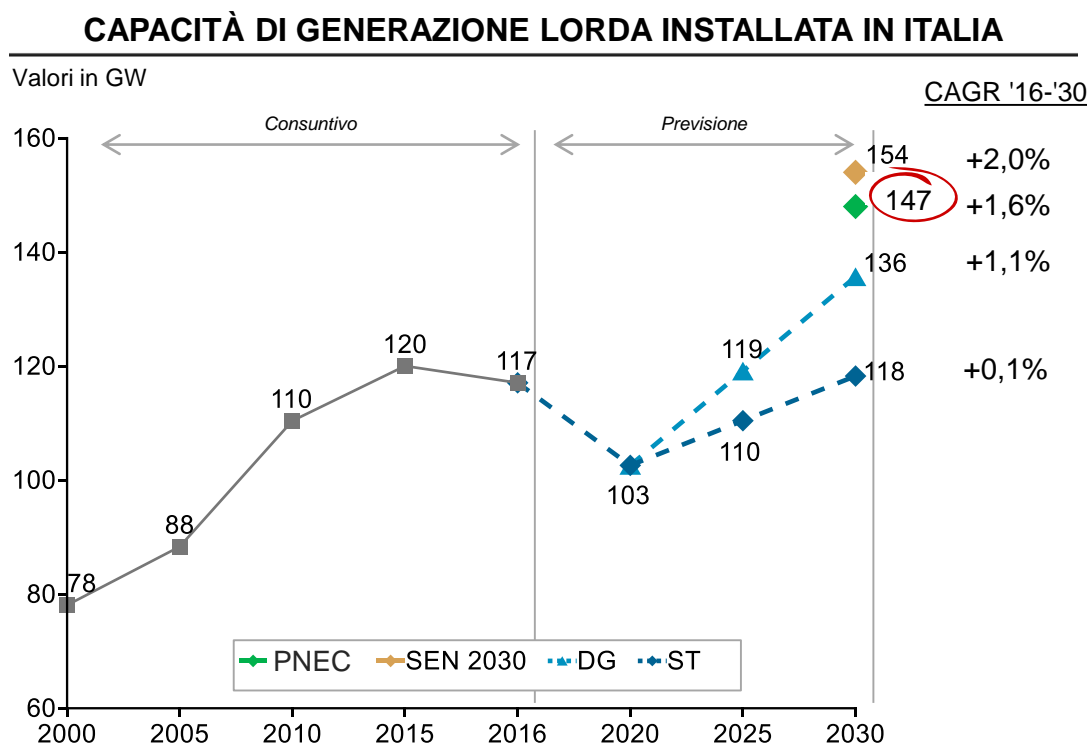


- Dopo la **riduzione** della domanda elettrica **nel periodo della crisi finanziaria** (2009-2015), nell'ultimo anno si è registrata una **stabilizzazione**
- Guardando al futuro, **gli scenari presentano** tutti una **domanda di energia elettrica in crescita**:
 - **Distributed Generation (DG)** proietta la domanda più elevata in assoluto e pari a **375 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,3%)**
 - **Sustainable Transition (ST)** proietta una domanda a **~360 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,0%)**, inferiore del 4% rispetto allo scenario DG
 - **SEN 2017** indica una **domanda al 2030 pari a ~324 TWh (CAGR '16-'30 +0,2%)**, inferiore del 13,6% rispetto allo scenario DG
 - Lo scenario **PNEC** è caratterizzato da una domanda di **~330 TWh (CAGR '16-'30 +0,3%)**, sostanzialmente in linea con lo scenario SEN 2017

Ripresa della domanda di energia elettrica in tutti gli scenari nazionali ed europei tra 2016 e 2030

Fonte: Statistiche Terna ("Bilancio Energia Elettrica"); elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Scenari di riferimento | Trend capacità di generazione lorda

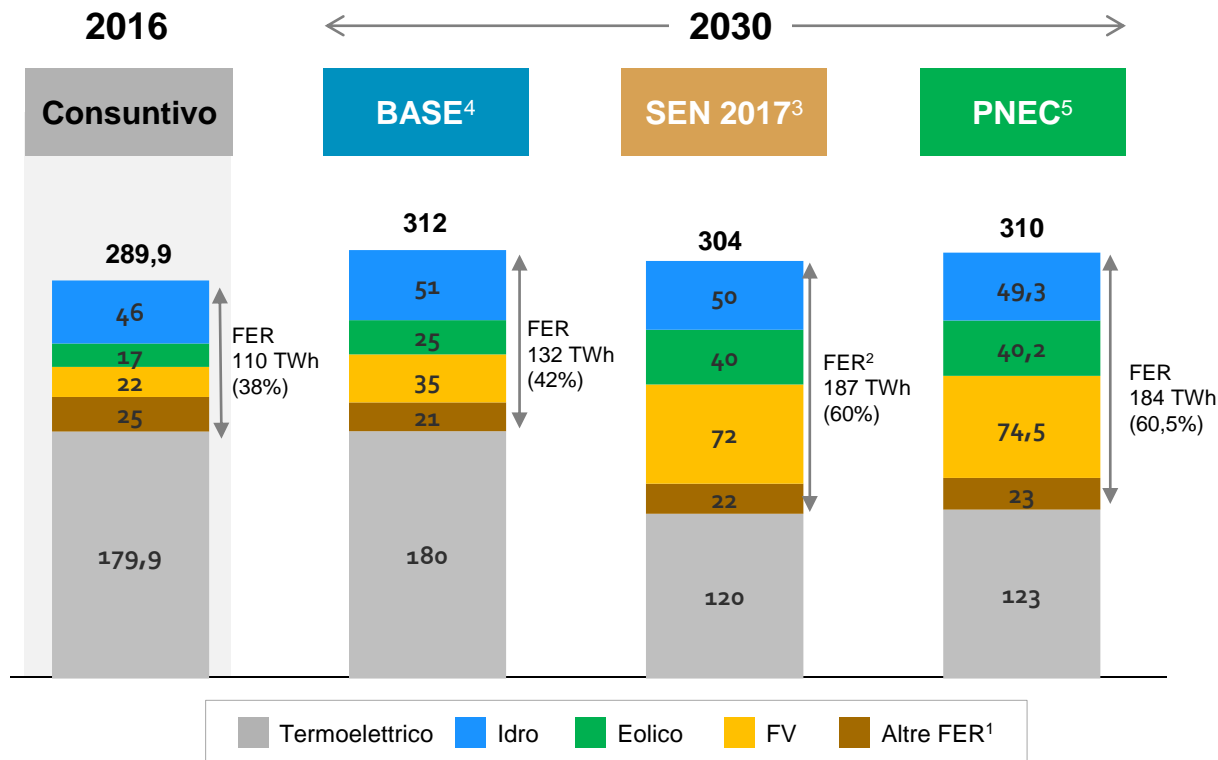


- Dopo il forte sviluppo della **capacità di generazione nel periodo 2000-2015** (+2,6% CAGR), nell'ultimo anno si è registrata una **riduzione del saldo netto tra nuova capacità e decommissioning del parco termico convenzionale**
- Nei prossimi anni ci si attende una **conferma di questo trend** (fino al 2020)
- **Successivamente** la capacità di generazione **tornerà a crescere con trend** (e tecnologie, come illustrato in slide successiva) **diversi al 2030**:
 - Il **valore massimo** si registra negli **scenari SEN** con un massimo pari a **~155 GW**
 - Il **valore minimo** invece è atteso nello scenario **Sustainable Transition (ST)** con una capacità installata pari a **~120 GW**

Atteso un incremento della capacità di generazione lorda installata in tutti gli scenari europei e nazionali

Scenari di riferimento | Produzione di energia elettrica per fonte al 2030

Valori in TWh



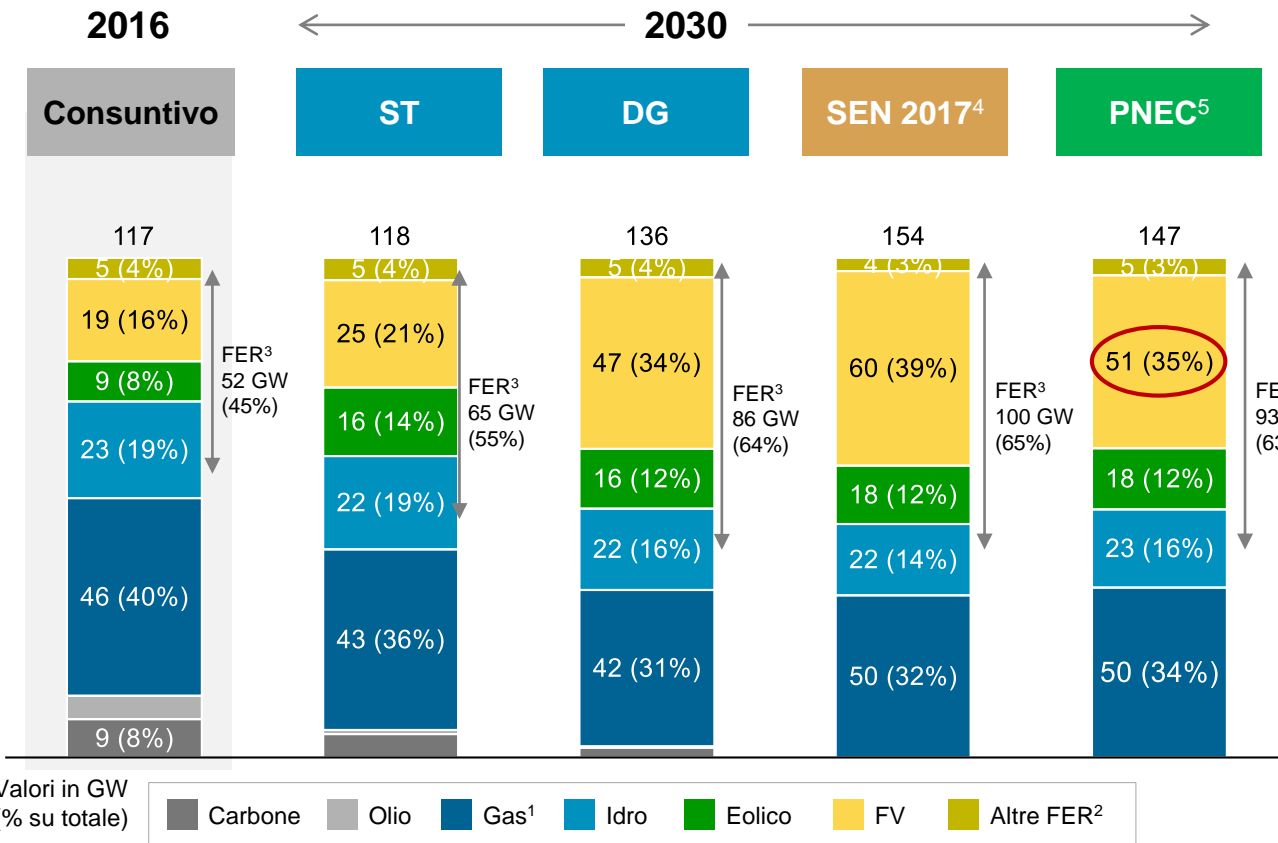
- Le FER avranno un ruolo centrale nella generazione elettrica (oltre 180 TWh negli scenari Policy-Driven, con un incremento di circa il +67% rispetto al 2016)
- Nella crescita della generazione FER, le fonti rinnovabili non programmabili apportano il contributo maggiore
- Al contrario, negli scenari si prevede una continua riduzione della generazione termoelettrica (~ -30% negli scenari policy-driven rispetto al 2016)

Atteso un incremento della generazione FER in tutti gli scenari, soprattutto da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare negli scenari di policy

Note: (1) Include biomasse e geotermico; (2) Include anche CSP e Eolico offshore; (3) La SEN 2017 prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi; (4) Scenario elaborato da MiSE, MATTM, MIT, GSE, RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano e ARERA, rappresenta uno scenario di riferimento o tendenziale elaborato nel \PNEC; (5) Lo scenario PNEC prevede almeno 6 GW di accumuli aggiuntivi

Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Scenari di riferimento | Capacità di generazione lorda al 2030



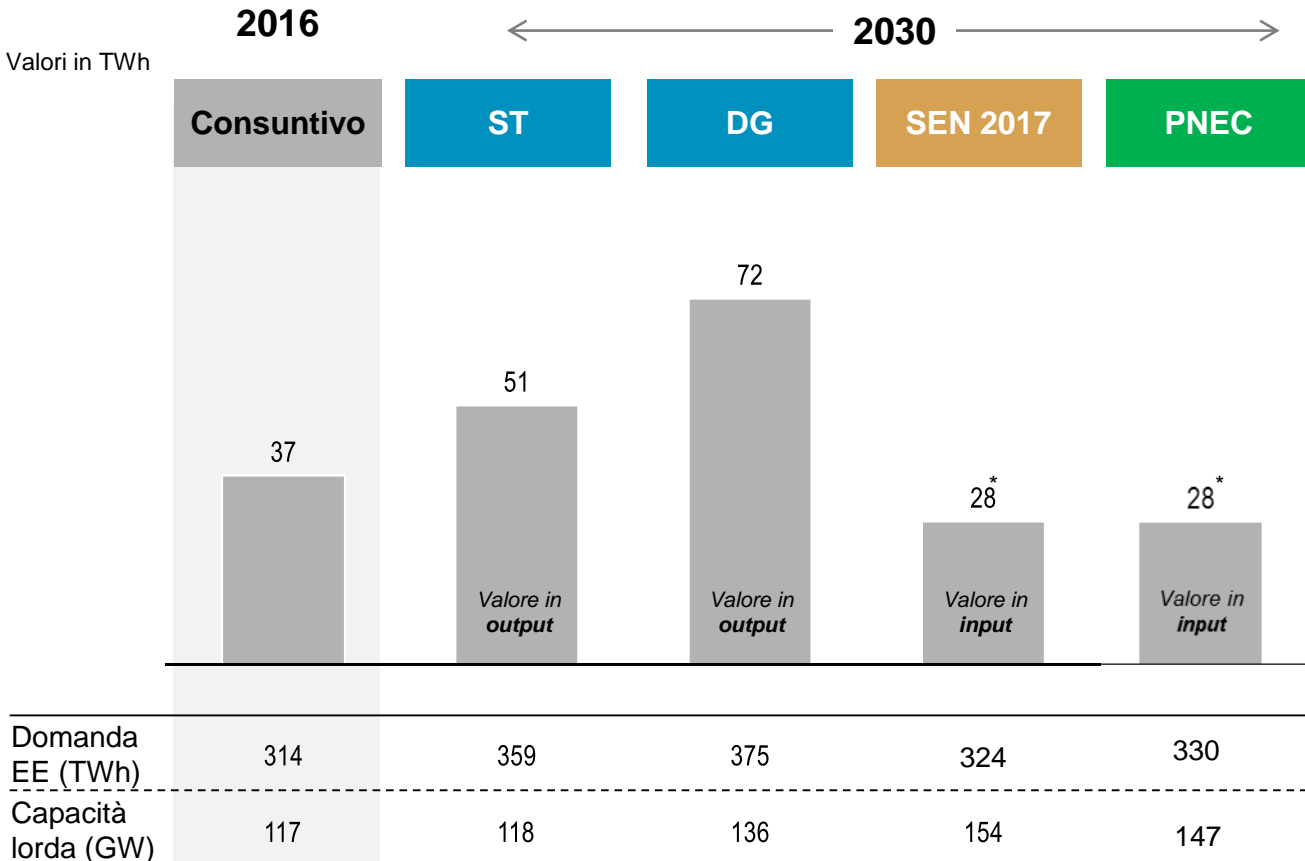
- Le FER avranno un ruolo centrale nella crescita della capacità installata (sino 100 GW negli scenari SEN)
- Tra queste in particolare il **solare registrerà il maggiore sviluppo** (oltre 50 GW nello scenario PNEC)
- Sul lato della **generazione termoelettrica**, si assisterà ad un **progressivo decommissioning**
- In particolare, sarà il **carbone a risentire maggiormente** della transizione verso la decarbonizzazione
- **Scenario PNEC:** Installato solare ed eolico supportato da assunzioni di producibilità molto più sfidanti rispetto ai dati storici

Attesa una spinta verso le FER in tutti gli scenari (~63% sul totale capacità lorda installata nello scenario SEN) con una forte crescita del FV (superiore ai 50 GW)

Note: (1) Include altre non FER; (2) Include biomasse e geotermico; (3) Non considera pompaggi; (4) La SEN prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi; (5) Lo scenario PNEC prevede almeno 6 GW di accumuli aggiuntivi

Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Scenari di riferimento | Saldo netto di energia elettrica importata al 2030



- Guardando al futuro, gli scenari presentano differenti **valori di saldo netto import/ export di energia elettrica**:
 - Negli scenari **ENTSO ST e DG** si registra una **crescita dell'energia elettrica importata**, pari rispettivamente al 37% e al 94%
 - Negli scenari **SEN 2017 e PNEC** invece si ipotizza un **calo di 9 TWh dell'import netto di energia elettrica** (-24%)
- A fronte dell'**ipotesi di calo dell'importazione dell'energia elettrica e di massima crescita della capacità lorda installata**, gli scenari che prevedono il **phase-out completo del carbone** presentano il **minimo valore di domanda di energia elettrica**

Negli scenari SEN 2017 e PNEC l'elevato valore di capacità installata è compensato dall'ipotesi di riduzione del saldo netto import/export di energia elettrica

Note: (*) il saldo netto import/export è un input dello scenario di riferimento

Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G, SEN 2017 e PNEC

Elementi chiave PdS 2019

- ❖ Costruzione del Piano della rete
- ❖ Scenari di riferimento
- ❖ Driver di Piano e direttrici di sviluppo



- ❖ Analisi Costi Benefici

La rete AS OF TODAY

Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

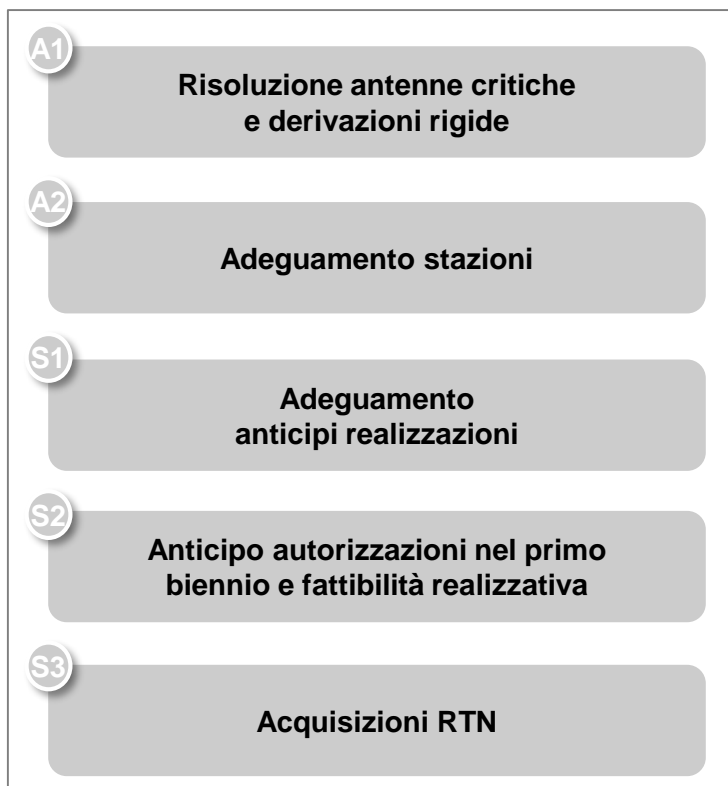
Driver di Piano e direttrici di sviluppo

	Piano di Sviluppo 2019					Piano Sicurezza 2019
	Integrazioni RES	Qualità del servizio	Interconnessioni	Risoluzione Congestioni	Connessioni alla RTN	Sicurezza
Decarbonisation	✓		✓	✓	✓	✓
Market Efficiency			✓	✓		✓
Security of Supply	✓	✓	✓		✓	✓
Sostenibilità	✓	✓	✓	✓	✓	

Confermati e declinati i principali driver di Piano di Sviluppo

Driver di Piano e direttrici di sviluppo | Confronto PdS 18 vs PdS 19

DIRETTRICI PDS '18






LINEE GUIDA PDS '19






Il nuovo Piano conferma le direttrici del PdS '18, rafforzandole e concretizzandole con l'introduzione di una rinnovata attenzione alla sostenibilità degli interventi vs. il territorio

Driver di Piano e direttrici di sviluppo

Linee Guida	Razionali e obiettivi	Direttrici di sviluppo
 ATTENZIONE AL TERRITORIO	Declinare le esigenze di sviluppo del territorio sostenendo le nuove sfide del Paese, ad esempio progetti di e-mobility	<p>Aree metropolitane</p> <hr/> <p>Eco-sostenibilità progetti critici</p>
 ESERCIZIO DELLA RETE	Individuazione e sviluppo di interventi anche di breve / medio termine mirati a migliorare l'esercizio della rete con particolare focus all'incremento della qualità del servizio e della resilienza del sistema.	<p>Incremento qualità del servizio</p> <hr/> <p>Progetti sviluppo per Resilienza</p> <hr/> <p>Integrazione rete RFI</p> <hr/> <p>Acquisizioni</p>
 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	Promuovere ed accelerare la transizione energetica attraverso la connessione ed integrazione di nuovi impianti da fonte rinnovabile	<p>Nuove Connessioni FER</p>

Selettività degli investimenti ed utilità per il sistema sono il fine ultimo dell'operato di Terna in linea con le disposizioni output-based (ARERA Del 654/2015/R/EEL)

Driver di Piano e direttrici di sviluppo

Direttrici di sviluppo		Descrizione
	Aree metropolitane	Interventi finalizzati ad incrementare la sicurezza e la qualità del servizio in aree metropolitane a fronte di: i) Politiche di mobilità elettrica (Milano, Piano ATM 2018) ii) Impegno per Genova
	Eco-sostenibilità progetti critici	Interventi pianificati a seguito di incontri con le comunità locali interessate dalle infrastrutture e successivamente ad analisi in grado di massimizzare i benefici economici e ambientali.
	Incremento qualità del servizio	Nuove criticità rispetto al potere di cortocircuito sui nodi della rete causa una sempre maggiore penetrazione di generazione distribuita non convenzionale rispetto ad una automatizzazione spinta del comparto industriale rende necessario l'incremento della magliatura di rete e l'adozione di nuove soluzioni tecnologiche innovative (es. Static Var Compensator)
	Progetti sviluppo per Resilienza	Include interventi necessari a garantire la sicurezza della rete rispetto a soluzioni antenne strutturali ed interventi connessi alle disposizioni di cui alla Del 653/2015/R/eel in tema di adozione di misure per far fronte a eventi climatici estremi.
	Acquisizioni	Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del MiSE e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Del 627/16/eel/r dell'ARERA sono inserite annualmente nel Piano di Sviluppo le acquisizioni nell'ambito della RTN.
	Integrazione rete RFI	Interventi che contribuiscono a massimizzare il beneficio derivante dall'acquisizione nel perimetro della rete di Trasmissione nazionale (RTN) la rete RFI.
	Nuove Connessioni FER	Interventi di carattere puntuale che hanno l'obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da Fonte Rinnovabile (FER).

Elementi chiave PdS 2019

- ❖ Costruzione del Piano della rete
- ❖ Scenari di riferimento
- ❖ Driver di Piano e direttrici di sviluppo
- ❖ Analisi Costi Benefici



La rete AS OF TODAY

Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

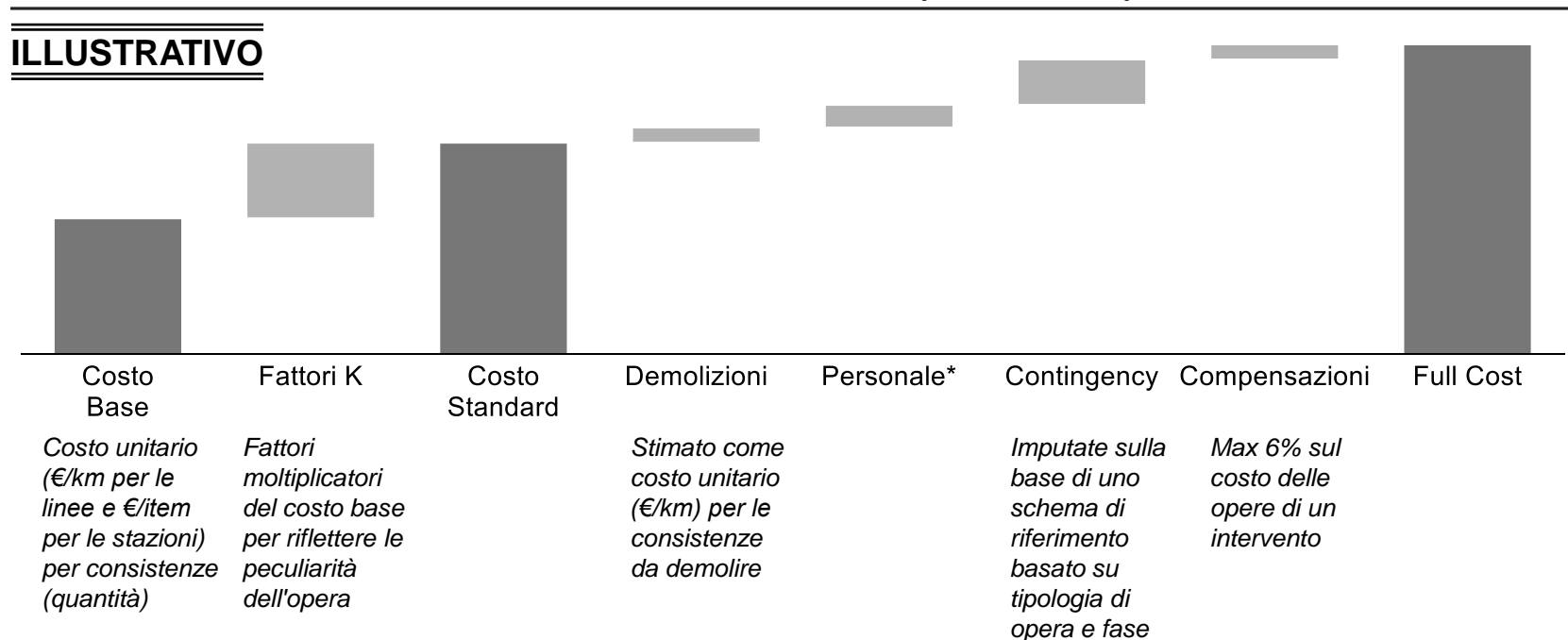
Analisi Costi Benefici

- Con la delibera ARERA **692/18** sono state introdotte **nuove logiche di analisi costi benefici** orientate a promuovere la pianificazione degli investimenti secondo nuovi criteri di **selettività** e **utilità** per il sistema, in ottica output based
- **Obiettivi del Regolatore: maggiore trasparenza e completezza delle informazioni tecnico-economiche**, al fine di evitare sovrastime dei benefici o sottostime di costo
- La delibera **627/16** prevede che i costi degli investimenti siano valorizzati in accordo con una metodologia basata sui **costi standard** e definisce gli **indicatori** previsti per la stima dei benefici attesi

Analisi Costi Benefici | Modello di calcolo costi standard

COMPONENTI DEL CAPEX (FULL COST)

ILLUSTRATIVO



Costo base definito per le 3 cluster di tipologie di Opere (Linee Aeree, Linee in Cavo, Stazioni) a loro volta suddivise in categorie base: 11 per linee aeree, 22 per linee in cavo, 67 per stazioni, per un totale di 100 categorie base

La metodologia dei costi standard definisce uno schema di riferimento per la stima del full cost di ogni intervento

Note: (*) Costo del personale di TRI e di Holding (associato a processi autorizzativi e concertativi);

Analisi Costi Benefici | Calcolo dei benefici

- La 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 e agli interconnector

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**

INDICATORI

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

- Numero dei **macro-indicatori** economici da quantificare: **raddoppiati** rispetto alla prima versione della ACB

Note: (*) Scenario: rappresentazione previsionale del sistema elettrico; (**) Studio: analisi e valutazione delle condizioni caratteristiche di uno scenario

Analisi Costi Benefici | Confronto indicatori con ENTSO – E

L'ACB nazionale oggi monetizza numerosi indicatori rispetto a quanto previsto in ambito ENTSO – E.

INDICATORI NAZIONALI				ENTSO – E
Codice	Descrizione	Tipo	Monetizzato	
B1	Incremento del Social Economic Welfare (SEW) [M€/y]	Elettrico	✓	✓
B2	Riduzione della perdita di rete [M€/y]	Elettrico	✓	✓
B3	Riduzione attesa di Energia Non Fornita [M€/y]	Elettrico	✓	✓
B4	Costi evitati/differiti relativi a capacità soggetta a regimi di remunerazione [M€/y]	Elettrico	✓	
B5	Integrazione della produzione da fonti rinnovabili (RES) [M€/y]	Elettrico/ Ambientale	✓	✓
B6.	Investimenti evitati nella rete di trasmissione a causa di ragioni di natura obbligatoria [M€]	Elettrico	✓	
B7	Riduzione o aumento dei costi dei servizi di rete e dei costi di dispacciamento [M€/y]	Elettrico	✓	
B13.	Incremento della resilienza , oltre a quanto già monetizzato in B3 [M€/y]	Elettrico	✓	

Sia in ambito Europeo che in ambito Nazionale, **i benefici di natura ambientale non vengono monetizzati**

Analisi Costi Benefici | Overview nuovi benefici socio-ambientali

CRITICITÀ

L'ACB attuale include una serie di indicatori

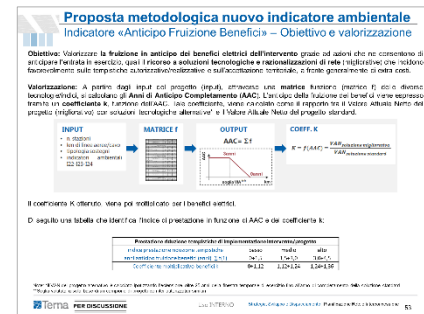
- **elettrici monetizzati**
- **ambientali monetizzati e non monetizzati**

Gli indicatori ambientali non monetizzati (I22, I23, I24) individuano rispettivamente i km lineari, occupati o liberati dall'intervento, di: territorio, aree di interesse naturale o per la biodiversità, aree di interesse sociale o paesaggistico

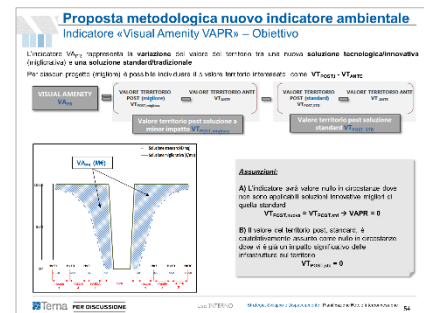
Gli indicatori di cui sopra non valorizzano i benefici addizionali a fronte di un extra-costi di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e/o a minore tempistica implementativa (cavi, sostegni Foster, Rosental, monostelo, opere di mascheramento)

SOLUZIONI

1. L'indicatore «**Anticipo Fruizione Benefici**» esprime l'incremento dei benefici elettrici derivante dal passaggio ad una **soluzione migliorativa rispetto ad una soluzione standard che consenta il completamento dell'intervento in anticipo**



2. L'indicatore «**Visual Amenity VAPR**» sintetizza la variazione del valore del territorio tra una soluzione innovativa/ tecnologica a basso impatto ambientale e la soluzione standard

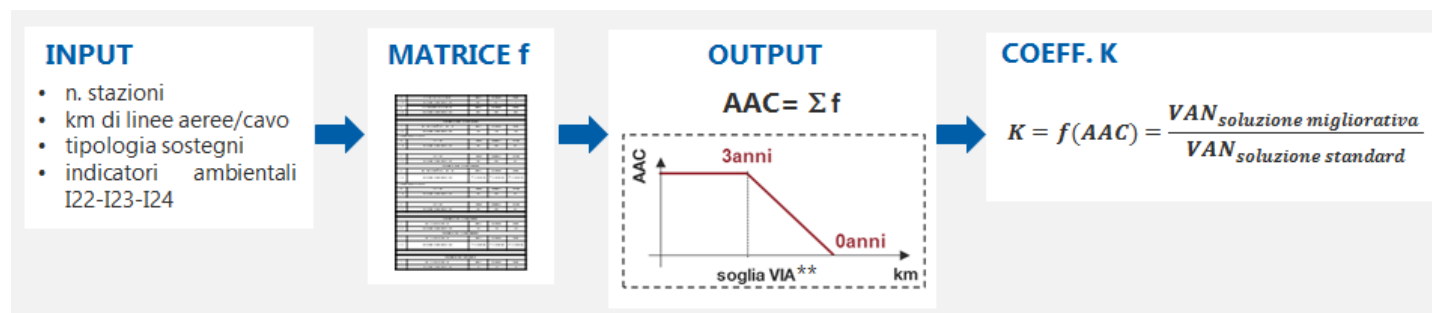


I nuovi indicatori permettono di valorizzare i benefici di **maggior sostenibilità territoriale e minore tempistica di implementazione** dei progetti a fronte di soluzioni a minore impatto (bilanciando i relativi extra-costi);
La nuova metodologia verrà applicata, a livello sperimentale, nel Piano di Sviluppo 2019

Analisi Costi Benefici | Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici»

Obiettivo: Valorizzare la fruizione in anticipo dei benefici elettrici dell'intervento grazie ad azioni che ne consentono di anticipare l'entrata in esercizio, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e razionalizzazioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull'accettazione territoriale, a fronte generalmente di extra costi.

Valorizzazione: A partire dagli input del progetto (input), attraverso una **matrice** (matrice f), funzione delle diverse tecnologie e consistenze (km di linee, numero stazioni), si calcolano gli **Anni di Anticipo Completamento (AAC)**. L'anticipo della fruizione dei benefici viene espresso tramite un **coefficiente k**, funzione dell'AAC. Tale coefficiente, viene calcolato come il rapporto tra il Valore Attuale Netto del progetto (migliorativo) con soluzioni tecnologiche alternative* e il Valore Attuale Netto del progetto standard.



Il coefficiente K ottenuto viene poi moltiplicato per i benefici elettrici.

Il beneficio apportato viene definito, in funzione degli AAC e del coefficiente k:

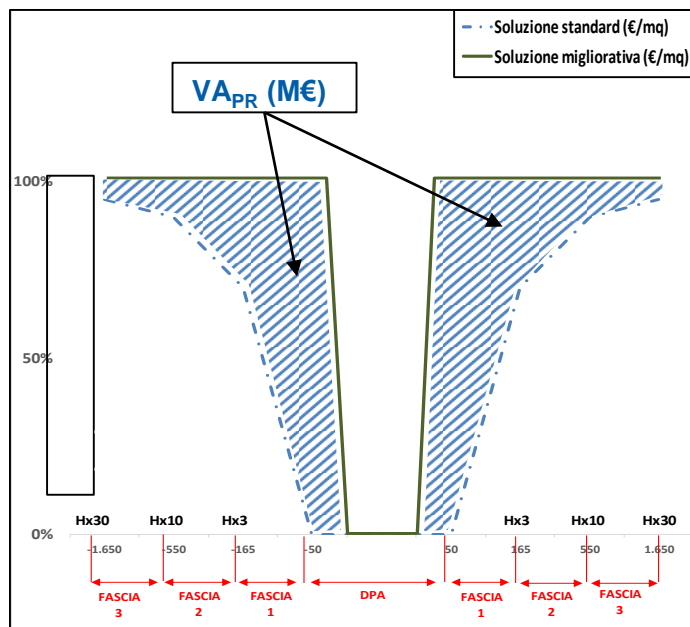
- **Basso:** quando il valore degli AAC è compreso tra 0 e 1,5 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 0 e 1,12
- **Medio:** quando il valore degli AAC è compreso tra 1,5 e 3 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 1,12 e 1,24
- **Alto:** quando il valore degli AAC è compreso tra 3 e 4,5 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 1,24 e 1,

Note: (*) il VAN del progetto alternativo è calcolato ipotizzando l'estensione oltre 25 anni della finestra temporale di esercizio fino all'anno di completamento della soluzione standard
(**) Soglia valutata a sulla base di un campione di progetti con iter autorizzativi similari

Analisi Costi Benefici | Indicatore «Visual Amenity VAPR»

L'indicatore VA_{PR} rappresenta la **variazione** del valore del territorio tra una nuova **soluzione tecnologica/innovativa** (migliorativa) e **una soluzione standard/tradizionale**

Per ciascun progetto è possibile individuare il Δ valore territorio interessato come $VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$



Note: (*) Visual Amenity o Valore Ambientale Preservato

Assunzioni:

A) L'indicatore avrà valore nullo in circostanze dove non sono applicabili soluzioni innovative migliori di quella standard

$$VT_{POST,nuova} = VT_{POST,std} \rightarrow VAPR = 0$$

B) Il valore del territorio post, standard, è cautelativamente assunto come nullo in circostanze dove vi è già un impatto significativo delle infrastrutture sul territorio

$$VT_{POST,std} = 0$$

Elementi chiave PdS 2019

La rete AS OF TODAY

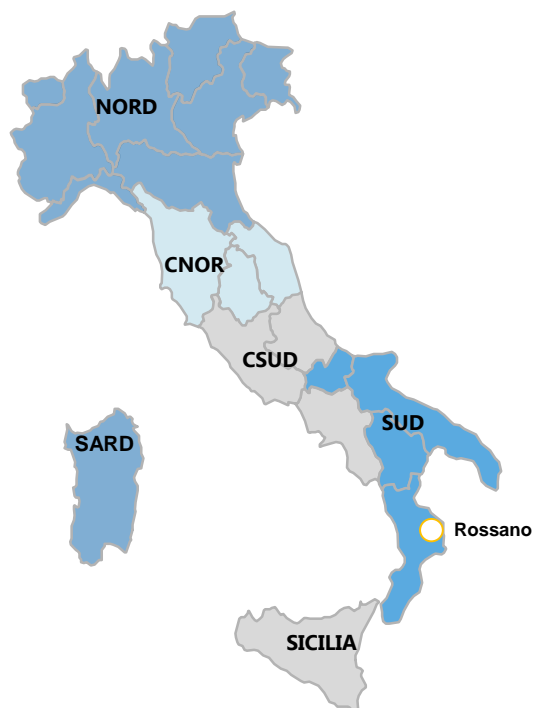


Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

I mercati

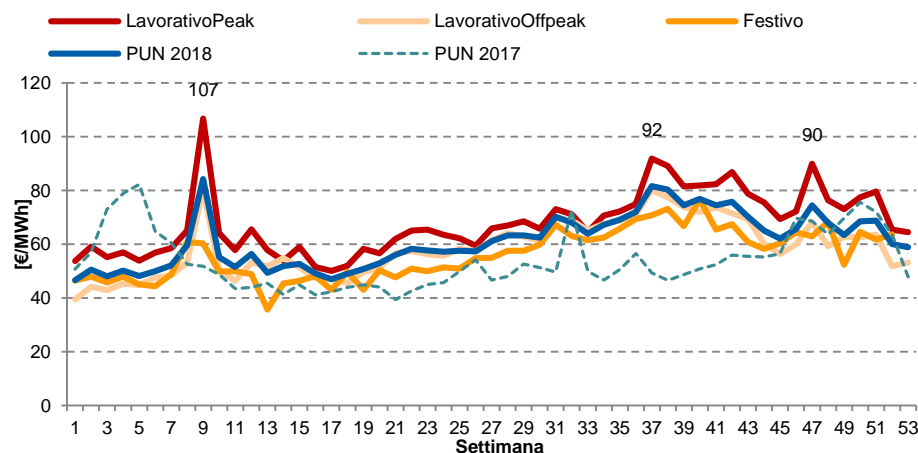
ZONE DI MERCATO



Con **deliberazione 386/2018**, ARERA ha pubblica la suddivisione della rete rilevante in zone in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM) confermando le zone di mercato in essere a meno dei poli limitati rispetto ai quali è stato confermato solo il nodo di Rossano.

PRINCIPALI EVIDENZE

- Nel corso del 2018, il **PUN** ha registrato un **progressivo incremento** a partire da Maggio sino ad Ottobre per effetto della variabilità delle commodities registrando un valore medio annuo pari a 61€/MWh; a partire dal mese di ottobre, si registra una contrazione sui prezzi di gas e CO2 accompagnata da una riduzione del differenziale di prezzo su tutte le frontiere

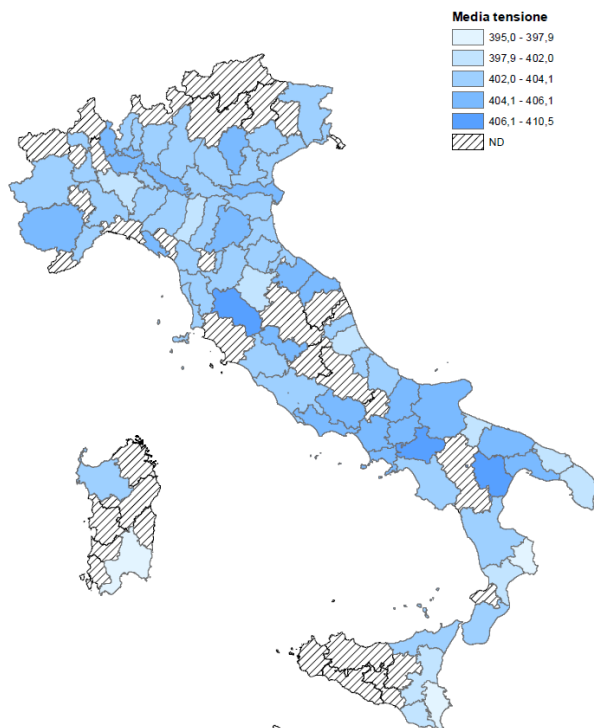


- Rispetto ai flussi di energia: nel 2018 si evidenzia in particolare una diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Rossano-Sicilia rispetto agli anni precedenti, benché quasi il 50% della rendita da congestione è localizzata sulla sezione critica Sicilia – Continente la quale registra in percentuale un incremento significativo del proprio contributo sul totale del 2018 rispetto agli anni passati
- Il Mercato dei servizi di Dispacciamento registra un aumento (+9,6% 2018 vs. 2017) dei volumi associati all'MSD ex-ante (acquisti+vendite); il totale del 2018 è circa 19.185 GWh. Si può notare che Sud (30%) e Centro Sud (26%) contribuiscono a più del 50% degli oneri di dispacciamento, mentre il solo Nord genera circa il 20% degli oneri a fronte del 47% dei volumi.

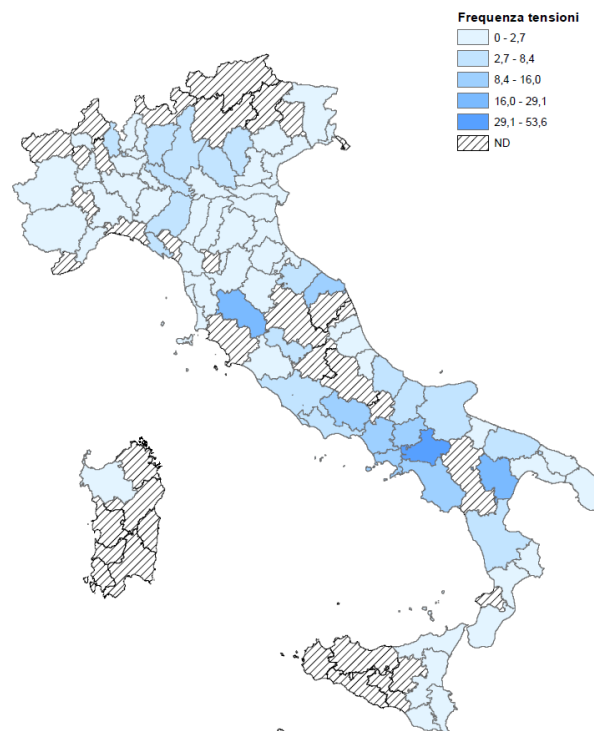
Distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete 400 kV

Le tensioni della RTN, grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva effettuati negli ultimi anni, **si sono mantenuti** sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, **con un valor medio di circa 403 kV** per i nodi della rete a 400 kV.

VALORI MEDI (KV)



FREQUENZA (%) CON TENSIONE MAGGIORE DI 410 KV



Note: (*) Sono state prese in esame le situazioni tipiche di ore a basso carico ed ore di alto carico, valori registrati da luglio 2017 a giugno 2018

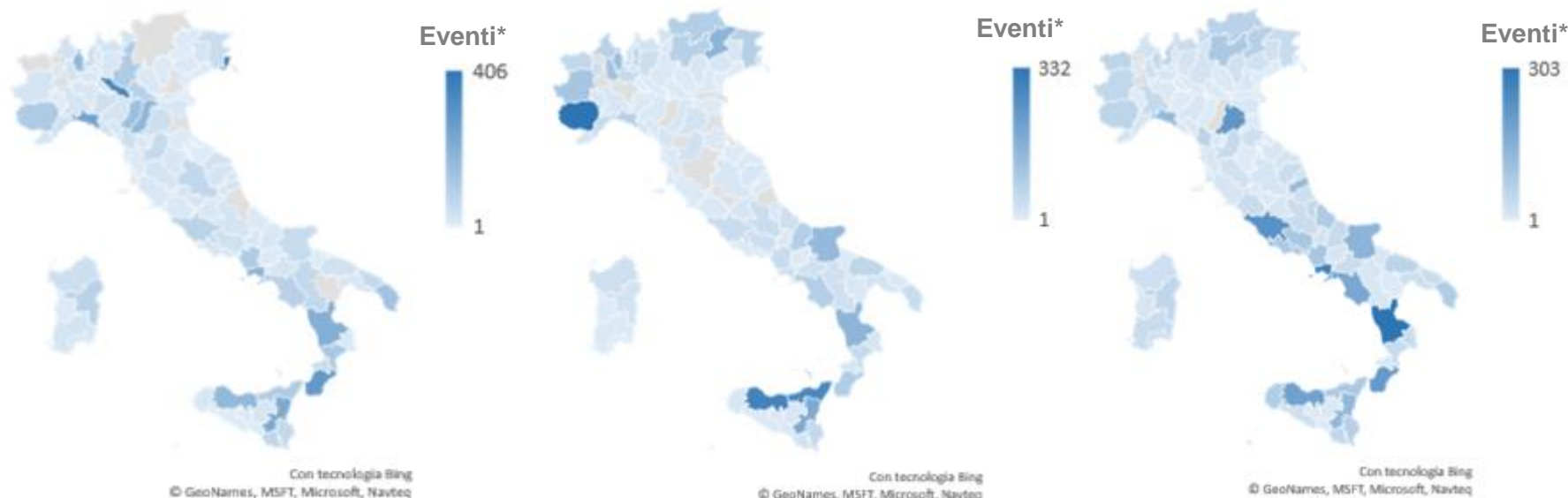
Qualità del servizio | Zone geografiche soggette a «buchi di tensione»

Il grafico mostra la densità per provincia del numero di «buchi di tensione» misurati presso le Cabine Primarie (MT) dei principali distributori e la cui causa è riconducibile ad eventi occorsi nell'AT.

NUMERO EVENTI (2015)

NUMERO EVENTI (2016)

NUMERO EVENTI (2017)

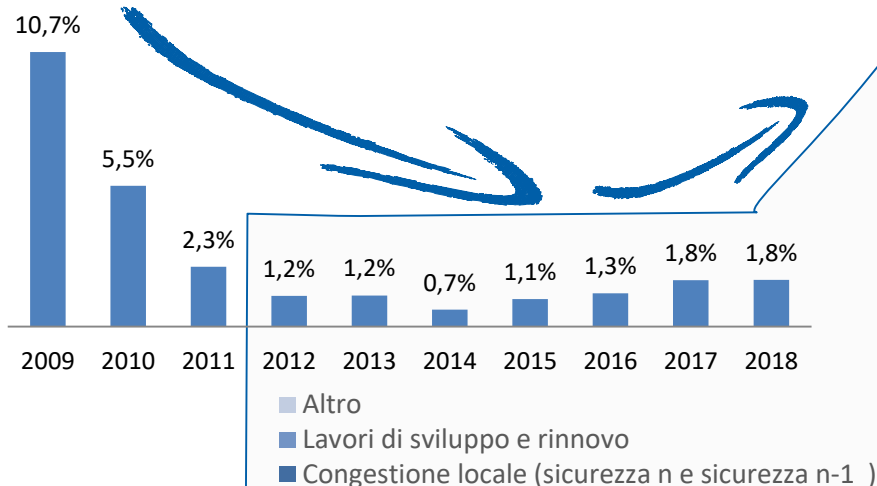


Si evidenziano province con criticità maggiori rispetto ad altre, con una **preponderanza (eccetto casi isolati) di eventi verificatisi nel Centro e Sud Italia**. Tale **fenomeno** è principalmente legato ad una **minore magliatura della rete in Alta Tensione** e ad una **maggiore penetrazione di generazione distribuita non convenzionale**.

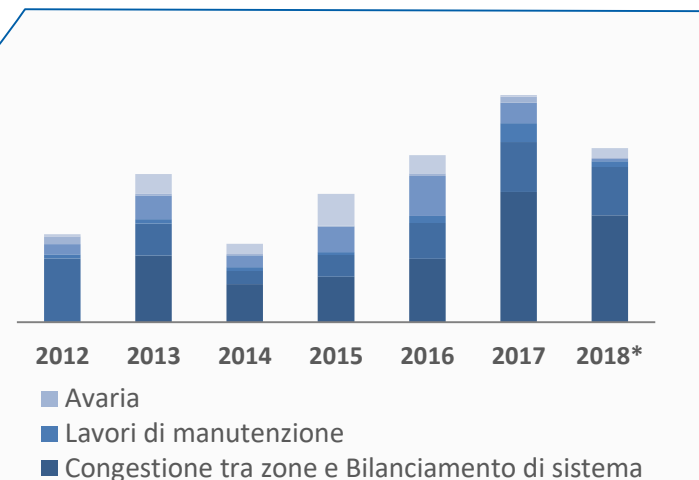
Note: (*) Per le province in grigio non sono disponibili dati dai principali distributori

Nuovi criteri di pianificazione per sistemi ad alta penetrazione FER

Mancata Produzione Eolica 2009 – 2018*



Cause Mancata Produzione Eolica



- Dopo **un'iniziale significativa riduzione** della mancata produzione eolica tra **il 2009 ed il 2011** grazie agli interventi messi in atto da Terna (es. potenziamenti delle linee o utilizzo di dispositivi di dynamic rating) a partire **dal 2014 si registra un incremento dell'MPE**
- A partire **dal 2013** si è **evidenziata la componente della mancata produzione eolica** legata a:
 - congestioni della rete AAT tra zone nella direzione sud nord
 - problemi di bilancio generazione/carico

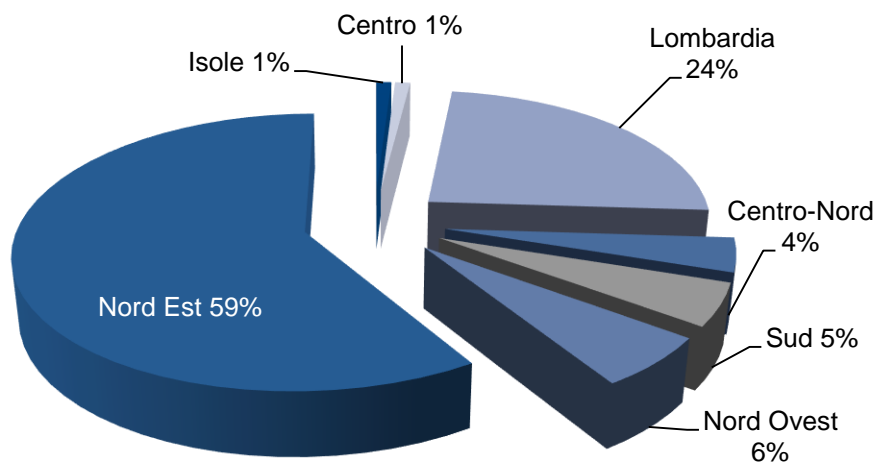
Il valore del MPE è in linea con gli anni precedenti

Note: *dato aggiornato a Novembre

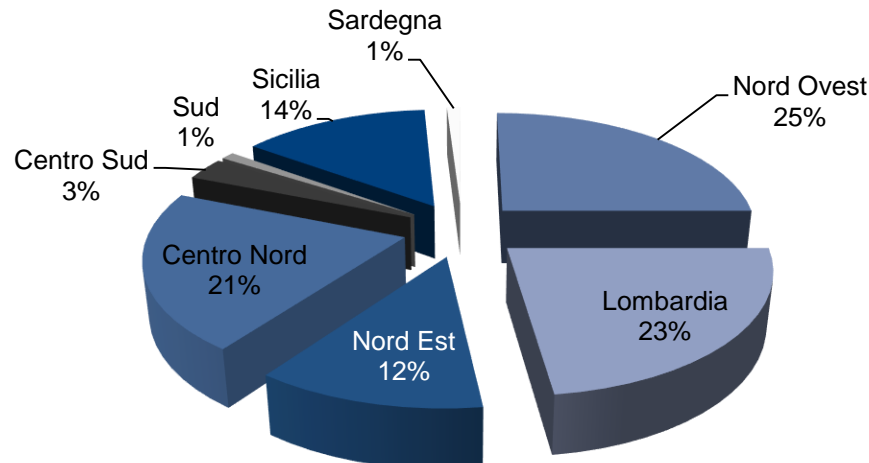
Rischi di sovraccarico

Grazie alle **simulazioni di rete** effettuate ogni quarto d'ora tra i mesi di luglio 2017 e giugno 2018, è stato possibile mappare i rischi di sovraccarico sulle rete di trasporto primaria (400/220 kV)/ secondaria (150/132 kV) mediante simulazioni di rete in condizioni di sicurezza N-1, ovvero in presenza di un fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

RISCHI DI SOVRACCARICO RETE PRIMARIA*



RISCHI DI SOVRACCARICO RETE SECONDARIA*



Le **problematiche** relative ai **rischi della rete** sono principalmente legate:

- Ad una **scarsa magliatura** della rete specialmente in aree come il nord est
- Alla presenza di **lunghe dorsali** lungo la costa tirrenica ed adriatica **scarsamente interconnesse** fra loro

Note: (*) 100% = numero totale di violazioni

Resilienza della rete | Eventi climatici estremi 2018

LEGAMBIENTE



Note: La mappa esprime tutti gli episodi avvenuti dal 2010 ad oggi

Gli eventi climatici stanno variando nella dimensione e nella frequenza, al fine di incrementare la resilienza della rete occorre valutare dove i fenomeni si ripetono con maggiore frequenza in relazione alle infrastrutture di rete presenti sul territorio.

Alcuni eventi estremi del 2018:



Aree più colpite da forti venti e trombe d'aria

Lecce - 07/03/2018
Caserta - 12/03/2018
Abano Terme (PD) - 08/06/2018
Bolsena (VT) - 20/08/2018
Genova - 28/10/2018
Perturbazione estesa nel Triveneto - 29/10/2018
San Martino in Badia (BZ) - 30/10/2018
Albisola Superiore (SV) - 31/10/2018

Aree più colpite da piogge intense, alluvioni/frane



Bari - 07/02/2018
Ariccia (RM) - 09/04/2018
Argenta (FE) - 13/05/2018
Madesimo - 29/05/2018
Ancona - 14/06/2018
Genova - 25/08/2018
Catania - 04/10/2018
Roma - 22/10/2018
Sottoguda (BL) - 31/10/2018 - Frana
Taranto - 06/11/2018



Eventi eccezionali ghiaccio e neve

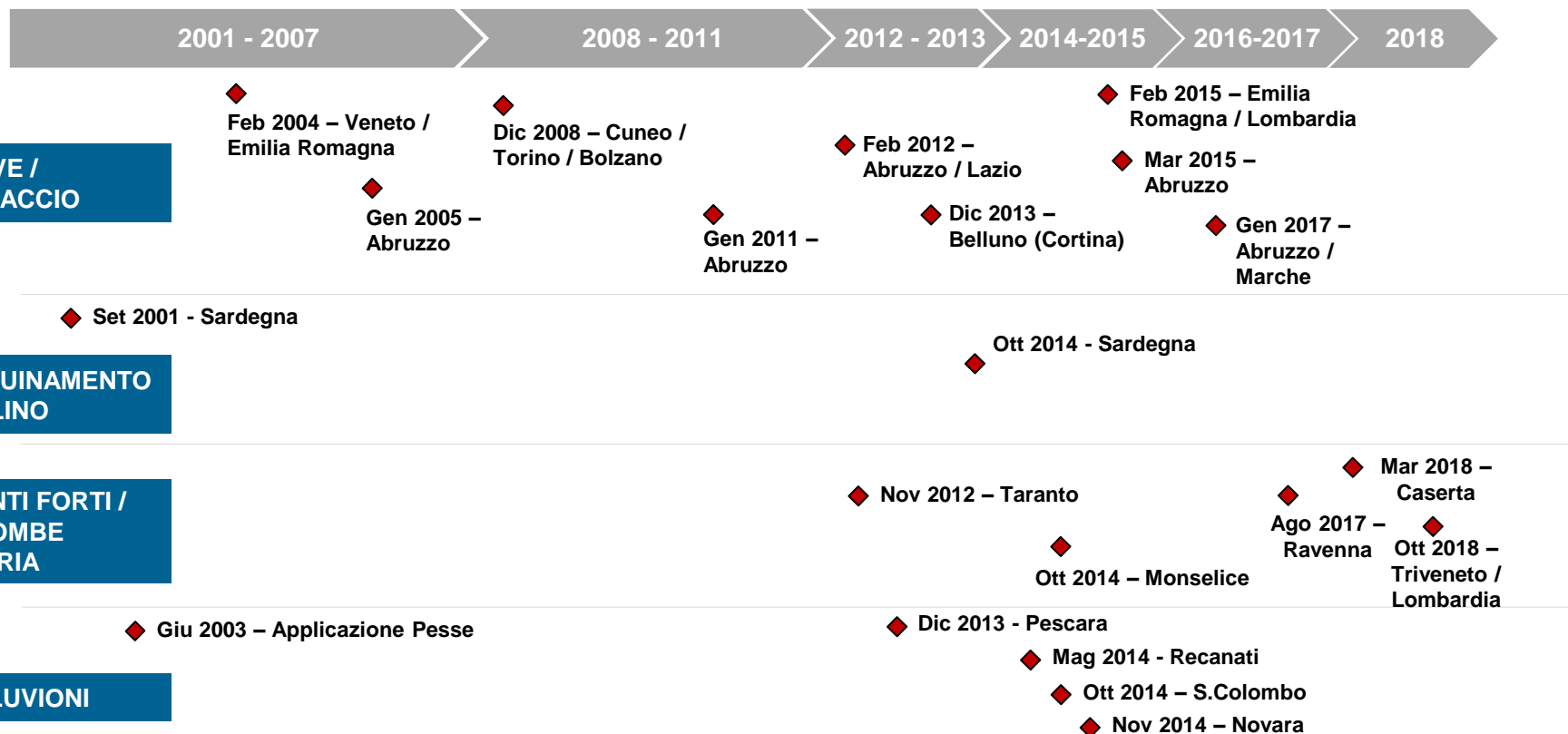
Napoli, Roma, Firenze, Venezia, Torino e Milano - 26/02/2018
Potenza - 22/03/2018
Canazei (TN) Marmolada - 21/07/2018

28/09/2018 - Primo uragano tra il Mar Ionio e il Mar Egeo

Resilienza della rete

Per **resilienza** si intende la capacità di resistere a sollecitazioni che hanno **superato i limiti di tenuta**, e la capacità di **riportarsi nello stato di funzionamento normale** seppure con interventi provvisori.

STORICO EVENTI - FOCUS EVENTI METEOROLOGICI SEVERI ULTIMI ANNI:



L'aumento della frequenza di eventi meteo severi rende necessario incrementare la capacità di reazione del sistema elettrico tramite interventi di tipo strutturale, funzionale e di miglioramento dell'efficienza operativa

Distribuzione territoriale principali criticità | Area Nord

PUNTI CHIAVE

NORD-OVEST

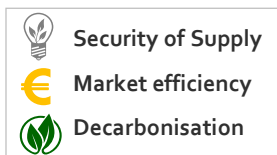
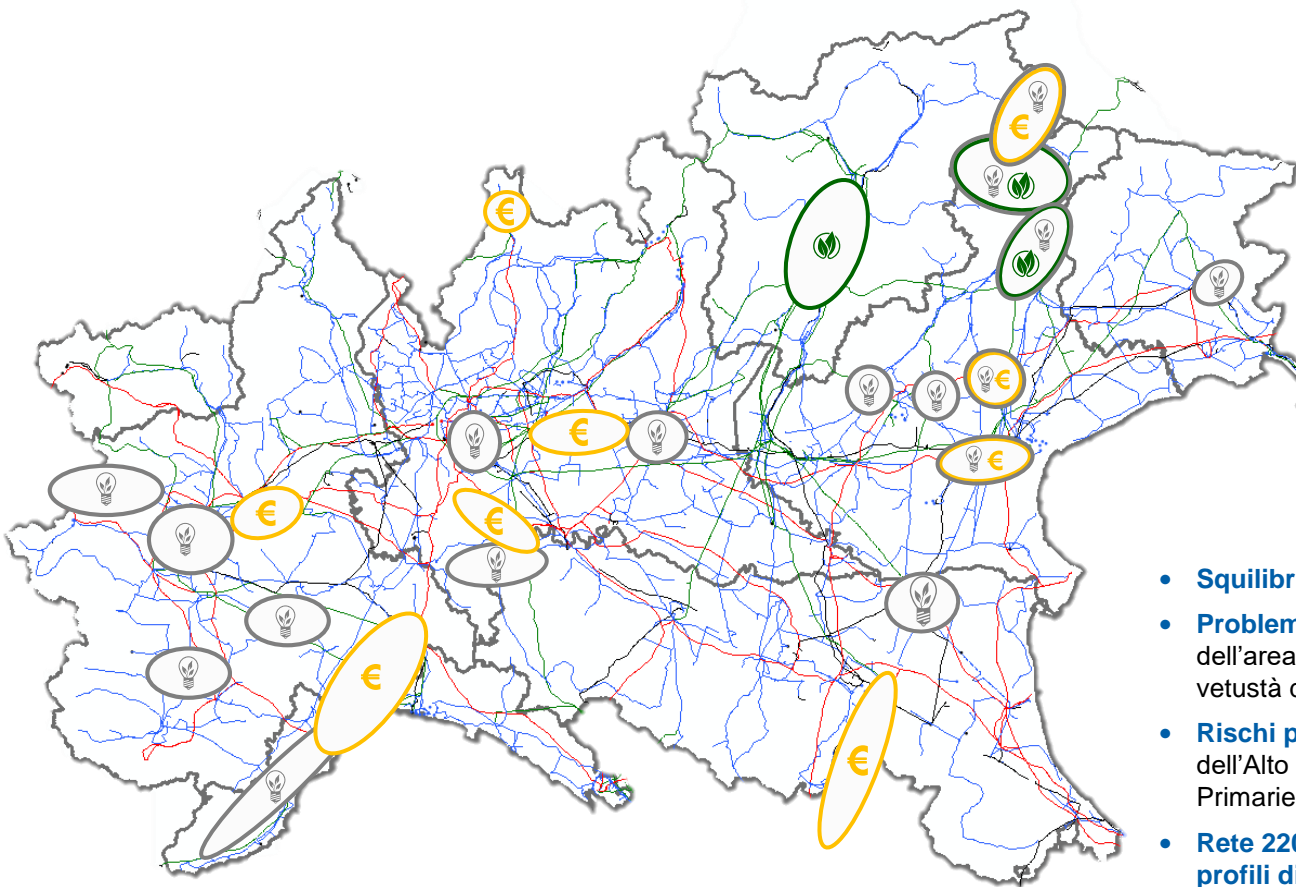
- **Difficoltà di esercizio della rete 132 kV**, nelle ore di basso carico e problemi di contenimento dei profili di tensione → necessaria l'installazione dei 2 nuovi reattori di Tirano e Pianezza
- **Rinforzo della magliatura di rete dell'area urbana di Torino** per consentire l'esercizio in condizioni N-1

NORD-EST

- **Squilibrio tensioni** sul nodo di Redipuglia a 400 kV
- **Problemi di affidabilità e di flessibilità del servizio** dell'area Valsugana (esercita a 60 kV) a causa della vetustà dei collegamenti
- **Rischi per la sicurezza di esercizio della rete 132 kV** dell'Alto Bellunese, caratterizzata da molte Cabine Primarie alimentate in antenna strutturale
- **Rete 220 kV presenta problemi di contenimento dei profili di tensione** nei periodi di bassa idraulicità, e rischio di sicurezza n-1 in condizioni di elevata idraulicità

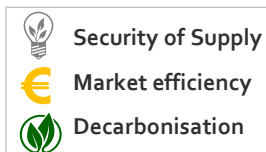
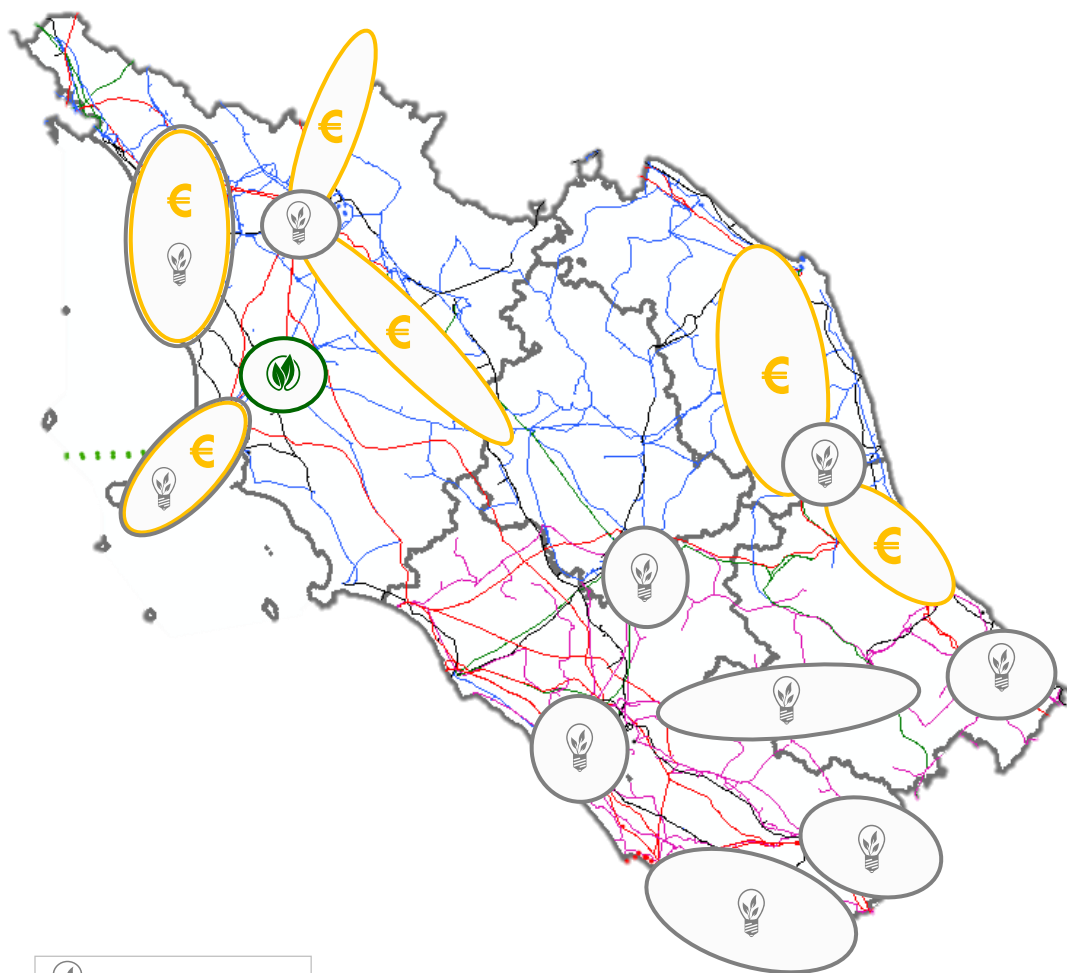
EMILIA-ROMAGNA

- **Problemi di affidabilità di alimentazione** nelle province di Piacenza, Modena, Reggio Emilia e Forlì/Cesena (molti impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI)
- **Problemi di sicurezza di esercizio** nei comuni di Rimini e di Riccione durante il periodo estivo



Distribuzione territoriale principali criticità | Area Centro

PUNTI CHIAVE

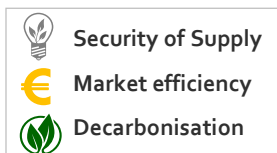
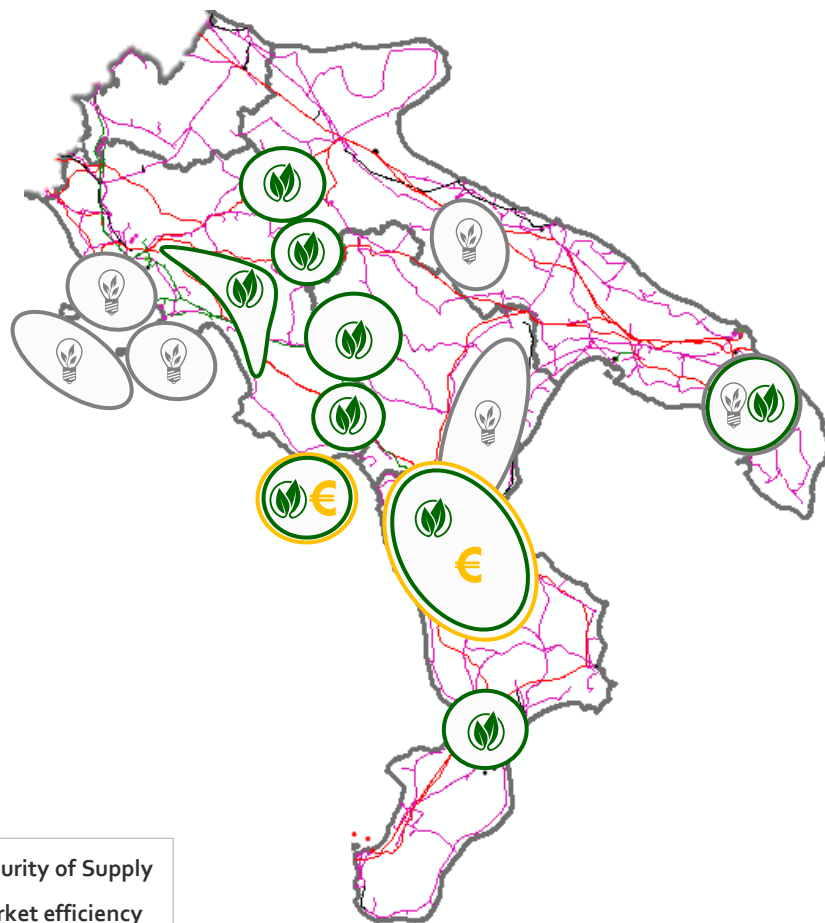


- Area interessata da **congestioni interne** e con le zone di mercato contigue → criticità delle dorsali a 220 kV e a 132 kV
- Estese porzioni di rete AT dell'Umbria, delle Marche e dell'Abruzzo esercite a 120 kV in assetto radiale **non consentono la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe**
- **Problema di affidabilità e di adeguatezza** dell'Isola d'Elba nel caso di indisponibilità dell'unico collegamento a 132 kV
- Necessario incremento di resilienza della rete nell'area Appenninica: il fenomeno del **wet-snow provoca i manicotti di ghiaccio**, che possono causare disalimentazioni
- Ulteriori aree critiche: i collegamenti verso la città di Pescara (con flussi quasi al limite della portata), l'area metropolitana di Roma (problemi di qualità e continuità del servizio) e la fascia costiera compresa fra Roma Sud, Latina e Garigliano (rischio di disalimentazione durante il periodo estivo)

Distribuzione territoriale principali criticità | Area Sud e Isole

PUNTI CHIAVE

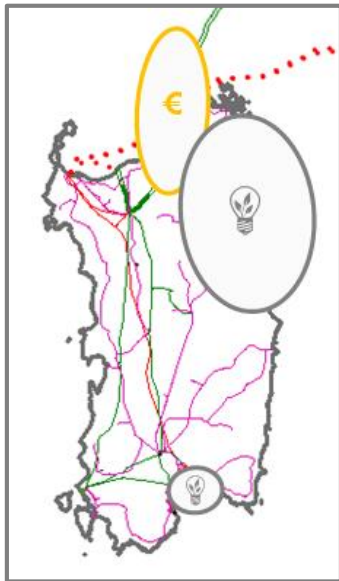
SUD



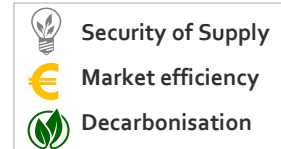
- Area caratterizzata da **congestioni fra le zone di mercato** Sud → CSud a causa di un'elevata generazione da fonte rinnovabile → criticità sulla dorsale adriatica (rete 400 kV) e su alcune linee AT della Calabria
- Il progressivo decommissioning del parco termico convenzionale registrato negli ultimi anni ha determinato la presenza di situazioni caratterizzate da **profili di tensioni elevati e limitata disponibilità di risorse di regolazione di tensione** → necessaria l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva (nell'area campana e nella Puglia meridionale)
- Il progressivo decommissioning del parco termico e l'elevata concentrazione di impianti da fonte rinnovabile non programmabile nell'area Sud determina situazioni di criticità anche in termini di **inerzia** esponendo il sistema al rischio di instabilità di fronte a variazioni improvvise in frequenza (causate da perdita di un generatore o di carico) → confermata l'urgenza dell'installazione dei nuovi compensatori sincroni
- Problemi nelle province di Caserta (alimentazioni critiche), Napoli, Salerno a causa della **scarsa magliatura della rete a 150 kV**
- **Scarsa capacità di trasporto nella rete** AT compresa fra Bari e Brindisi e le direttrici in uscita da Matera

Distribuzione territoriale principali criticità | Area Sud e Isole

PUNTI CHIAVE



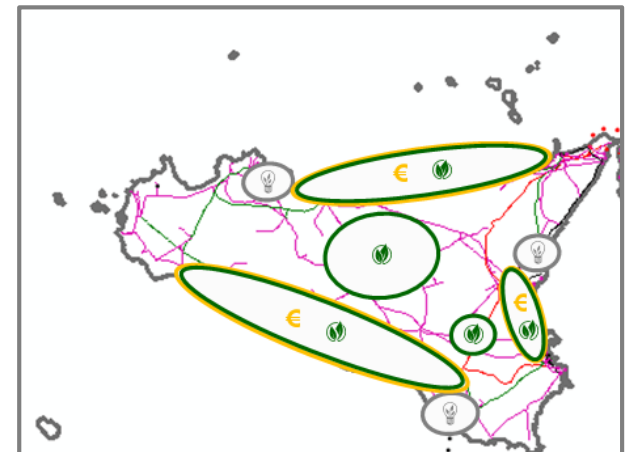
SARDEGNA



- **Problemi di trasporto e di contenimento** dei profili di tensione nell'area Nord-Orientale specialmente nella stagione estiva
- **Parco termoelettrico limitato** ed elevata produzione da fonti rinnovabili → limiti alla flessibilità di esercizio per il contenimento dei profili di tensione. Si conferma l'urgenza dell'installazione dei nuovi compensatori sincroni a Selargius
- Concentrazione **del Parco termico** in poche aree della Regione (Sassari e Cagliari)
- **Vetustà del parco termico** (età media superiore a 30 anni) e presenza di vincoli ambientali
- Ricorso a **misure di essenzialità** degli impianti per ragioni adeguatezza e riaccensione (65% installato contrattualizzato e 35% installato in regime CIP 6 e vincolato a ciclo produttivo raffineria)
- L'obiettivo di phase out del carbone, confermato dal PNEC, richiede la realizzazione del **nuovo collegamento triterminale Continente – Sicilia – Sardegna**

SICILIA

- Presenta un'unica dorsale a 400 kV e un anello a 220 kV con **limitata capacità di trasporto** fra l'area occidentale e l'area orientale con conseguenti e diffusi eventi di sovraccarico sulla **rete a 220 kV** che oggi raccoglie quasi totalità produzione interna.
- Limitata capacità di **regolazione tensione** nella Sicilia occidentale
- **Vincoli di esercizio** della generazione installata a Priolo
- Rischio adeguatezza per **decommissioning** del parco termico vetusto
- Rischi **sovraccarico arterie AT** tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo
- Congestioni locali arterie Sicilia centrale causa **elevata/prevista produzione FER**



Elementi chiave PdS 2019

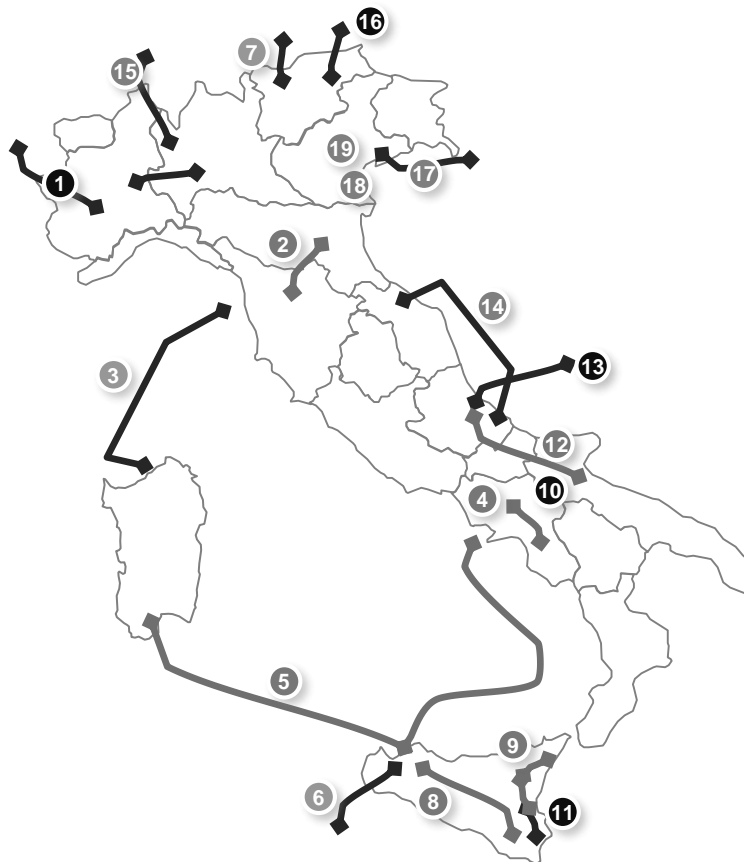
La rete AS OF TODAY

○ Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi

Avanzamento principali interventi PdS 2018

1	Interconnessione Italia-Francia*	● ● ●
2	El. 380 kV Colunga – Calenzano	● ● ●
3	Sviluppo interconnessione SACOI 3	● ● ●
4	El. 380 kV Montec.-Avellino N.-Benevento II	● ● ●
5	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	● ● ●
6	Nuova interconnessione Italia-Tunisia*	● ●
7	Interconnessione Italia-Austria* Nauders – Gloreza	● ●
8	El. 380 kV “Chiaramonte Gulfi – Ciminna”	● ● ●
	In applicazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 04737 del 2018, il 27/11/2018 è stato riaperto il procedimento autorizzativo presso il MiSE.	
9	El. 380 kV Assoro-Sorgente 2-Villafranca	● ● ●
10	El. 380 kV Deliceto – Bisaccia	● ● ●



Legenda

Nome Intervento
Driver di intervento
Avanzamenti rilevanti
● Decarbonisation ● Market Efficiency
● Security of Supply

Note: (*) Progetto ex legge 99/09 finanziato da Investitori privati

11	El. 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	● ● ●
	In data 12/04/2018 il MiSE ha emanato il Decreto Autorizzativo. La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.	
12	El. 380 kV Foggia – Villanova	● ● ●
13	Interconnessione HVDC Italia – Montenegro	● ●
14	HVDC Centro Sud/ Centro Nord	● ●
15	Interconnessione Italia-Svizzera*	● ● ●
16	El.132/110 kV Prati di Vizze (IT)–Steinach (AT)	● ●
17	Interconnessione Italia-Slovenia**	● ●
18	Razionalizzazione Venezia Padova	● ●
	30.05.2018 - ritirato procedimento VIA. In corso rivalutazione del progetto per tener conto delle esigenze territoriali.	
19	Stazioni 380 kV Vedelago/Volpago	● ●
	Nel 2018, gli incontri con il territorio hanno imposto la necessità di rivedere le tempistiche per tener conto delle esigenze territoriali.	

Nuovi interventi

- 1** Nuovo elettrodotto 132 kV «Sestri levante – Levante» e nuova SE di smistamento

● Security of Supply	Qualità del servizio Connessione RTN
----------------------	---
- 2** Riassetto Sud Ovest di Alessandria

● Security of Supply	Qualità del servizio Connessione RTN
----------------------	---
- 3** Riassetto rete 200 kV area Sud Ovest Torino

● Security of Supply	Qualità del servizio Connessione RTN
----------------------	---
- 4** Riassetto rete 200 kV a Nord di Milano

● Security of Supply	Qualità del servizio
----------------------	----------------------
- 5** Riassetto rete AT area Borgogna

● Decarbonisation	Integrazione FER
● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	Congestioni INTRA
- 6** Riassetto Nord di Brescia

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 7** Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona

● Decarbonisation	Integrazione FER
● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 8** Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda

● Market Efficiency	Congestioni INTRA
---------------------	-------------------
- 9** Risoluzione antenna utente Ferriere Nord

● Security of Supply	Qualità del servizio Connessione RTN
----------------------	---
- 10** Elettrodotto 380 kV Parma – S. Rocco

● Market Efficiency	Congestioni INTRA
---------------------	-------------------



Legenda

Nome intervento	
Driver	Obiettivi intervento
● Decarbonisation	● Market Efficiency
● Security of Supply	● Sostenibilità

- 11** Elettrodotto 132 kV Predazzo – Moena

● Security of Supply	Connessione RTN Qualità del servizio Resilienza
----------------------	---
- 12** Riassetto rete AT nell'area di Chiusi

● Sostenibilità	Integrazione RFI
-----------------	------------------
- 13** Nuovo elettrodotto 150 kV «S. Virginia CP Cisterna CP»

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 14** Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella SE Fuorigrotta

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 15** Nuovo elettrodotto 150 kV «SE Vaglio RT (ex FS) – nuova SE 150 kV Sider.Lucchini»

● Security of Supply	Qualità del servizio Connessione RTN
----------------------	---
- 16** Riassetto rete AT area metropolitana di Bari

● Decarbonisation	Integrazione FER
● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	Connessione RTN
- 17** Nuovo elettrodotto 150 kV «CP Monteiasi – CP Grottaglie»

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 18** Nuovo elettrodotto 150 kV «Lentini – Lentini RT (ex FS)»

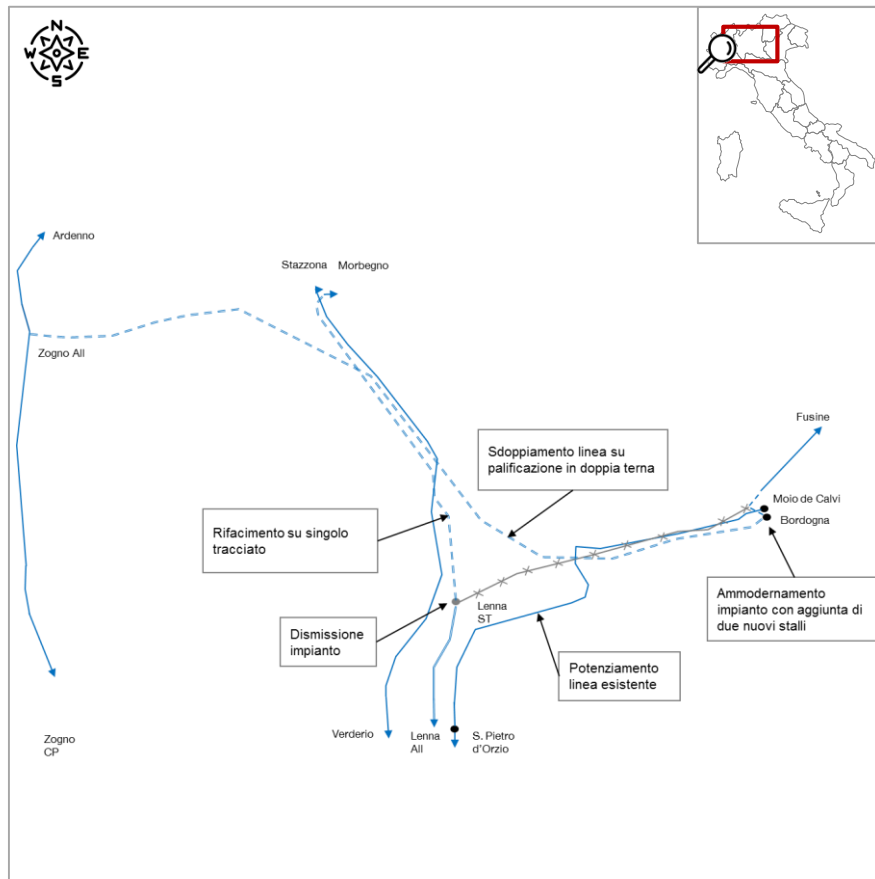
● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 19** Nuovo raccordo 150 kV «CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)»

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	

Riassetto rete AT area Borgogna

5

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica

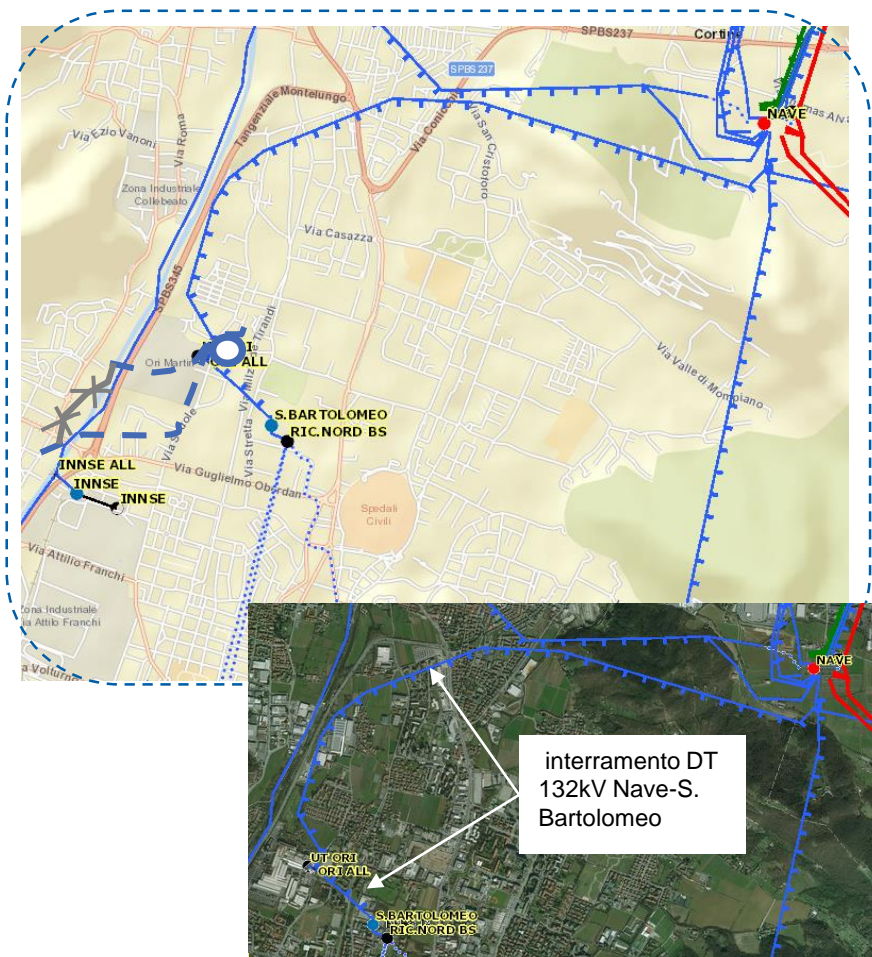


Intervento	
Descrizione	Nell'area del bresciano verranno eseguiti lavori di rifacimento e potenziamento delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna; si procederà a rimuovere le attuali connessioni rigide anche attraverso la realizzazione di un nodo RTN presso Borgogna.
Obiettivo intervento	Potenziare le linee esistenti e migliorare la qualità del servizio
Tecnologia	Linee aeree 132kV
Zona di mercato	Nord
Regioni interessate	Lombardia
Stima CAPEX (M€)	30 M€
Stima IUS	2,6

Riassetto Nord di Brescia

6

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica



Intervento	
Descrizione	Nell'area a Nord di Brescia è prevista la realizzazione di una nuova S/E 132kV ubicata nell'attuale S/E San Bartolomeo/Ric. Nord
Obiettivo intervento	Incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT
Tecnologia	S/E 132kV e raccordi
Zona di mercato	Nord
Regioni interessate	Lombardia
Stima CAPEX (M€)	17 M€
Stima IUS	4,6

Riassetto rete AT area metropolitana di Bari

16

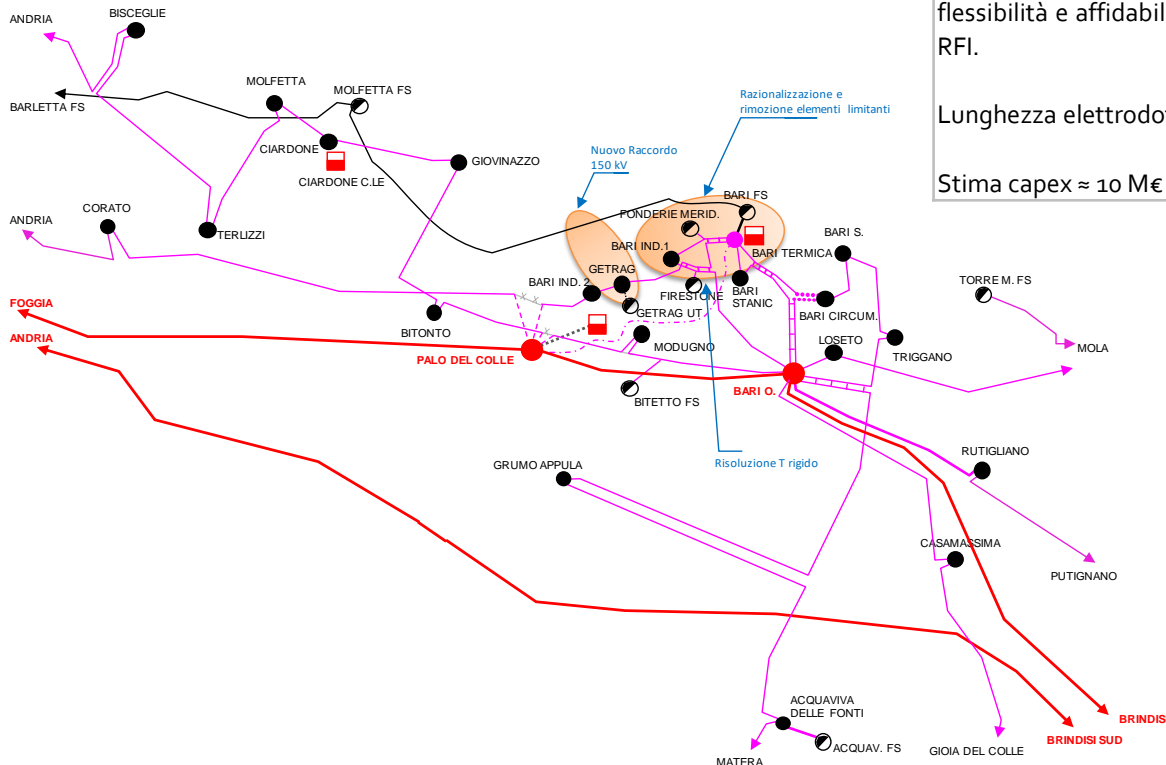
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica

Descrizione intervento

Nuovi raccordi/elettrodotti a 150 kV per incremento magliatura e demolizioni parziali di linee vetusti, finalizzati a migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area metropolitana di Bari e garantire adeguati livelli di sicurezza, flessibilità e affidabilità della rete nell'area suddetta, in sinergia con la rete ex RFI.

Lunghezza elettrodotto \approx 3 km

Stima capex \approx 10 M€



Elementi chiave PdS 2019

La rete AS OF TODAY

Investimenti previsti nel PdS 2019

Risultati attesi



Ambiente



Penetrazione FER: penetrazione (%) della generazione da Fonti Rinnovabili su tot. consumi elettrici all'ultimo anno di Piano;



Potenza FER connettibile: potenza impianti FER potenzialmente connettabili alla rete grazie ai nuovi sviluppi nel Piano;



FER over generation: quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e non dispacciata a causa di limiti tecnici della rete^(*);



Copertura domanda da FER: ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione FER potrebbe coprire la domanda elettrica^(*);



Riduzione emissioni: emissioni evitate di gas ad effetto serra (CO₂, SO_x, NO_x, PM), grazie agli interventi del PdS;



Riutilizzo di infrastrutture rete: km lineari di infrastrutture oggetto di interventi di rifunzionalizzazione o riclassamento;



Demolizioni di infrastrutture dismesse: km di linee obsolete demolite nell'orizzonte di Piano.

Società



Riduzione Energia non Fornita: riduzione dell'energia non fornita (ENS^(**)) nell'orizzonte di Piano;



Interramenti: % di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare nell'orizzonte di Piano

Economia



Efficienza Energetica della rete: ammontare delle perdite della rete (TWh/anno);



Investimenti complessivi PdS: valore complessivo della spesa per investimenti relativa agli interventi previsti a PdS.

**Ambiente, società ed economia sono i tre ambiti della sostenibilità
su cui si basa lo schema di riferimento adottato da Terna**

Note: (*) Risultato delle simulazioni di analisi di sistema e degli scenari adottati; (**) Energy Not Supplied



Ambientali



55%

Penetrazione
FER



6,3
Mt/anno

Riduzione
emissioni CO₂



42 GW

Potenza FER
connettibile



3,5
kt/anno

Riduzione
emissioni NO_x



10
TWh/anno

Over generation
(FER)



0,5
kt/anno

Riduzione
emissioni SO₂



450
Ore/anno

Copertura
domanda
100% FER



0,1
kt/anno

Riduzione
emissioni PM₁₀



5,6
'000/km

Infrastrutture
riutilizzate



2,8
'000/km

Rete dismessa

Note: (*) Valori massimo potenziale, sulla base dello scenario adottato, al 2030



Economici



0,8 Efficienza
TWh/anno*energetica



~13 B€ Investimenti
totali complessivi PdS



Sociali



-36 ENS**
GWh



50% Interramenti (su tot.
nuovi km realizzati)***

Note: (*) Valori massimo potenziale, sulla base dello scenario adottato, al 2030 (**) Energy not supplied; (***) % km linee in cavo su tot. linee