



Milano, 26 Giugno 2019



Scenario

- Stiamo entrando nella **fase decisiva della transizione energetica**: gli obiettivi COP 21 si devono tradurre in azioni concrete. Il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima**, pubblicato in data 8 Gennaio 2019, va in questa direzione:
 - **Phase-out del carbone** entro il 2025 graduale dal 2023
 - Nuovi forti sviluppi di capacità FER, con oltre **+30GW di fotovoltaico e +10GW di Eolico al 2030**
 - Oltre il **55% di contributo FER** al fabbisogno energetico
- La crescente frequenza e intensità di **eventi naturali di portata catastrofica** (meteorologici, geologici, ...), di cui anche nel 2018 si è avuta evidenza, richiede un rinnovato impegno nel **miglioramento della resilienza della rete**
- La velocità di questi cambiamenti richiede agli operatori un approccio proattivo e Terna conferma di avere un **ruolo di guida nella transizione energetica**

Il Piano 2019

In questo contesto, si sviluppa il **Piano di Terna** focalizzandosi su:

- Attenzione ed ascolto delle **Esigenze del Territorio**: supporto allo sviluppo delle **aree metropolitane** e al processo di **elettrificazione dei consumi** (es. ATM Milano)
- **Esercizio della Rete** con individuazione e sviluppo di interventi anche di **breve / medio termine** a supporto della **qualità del servizio** e dell'incremento della **resilienza del sistema elettrico**
- **Sostenibilità Ambientale** a tutela del territorio e per agevolare l'integrazione delle nuove connessioni FER (più di **4GW** di FER da collegare alla rete nei prossimi 5 anni)

Innovazione

Continuo miglioramento del Piano di Sviluppo attraverso:

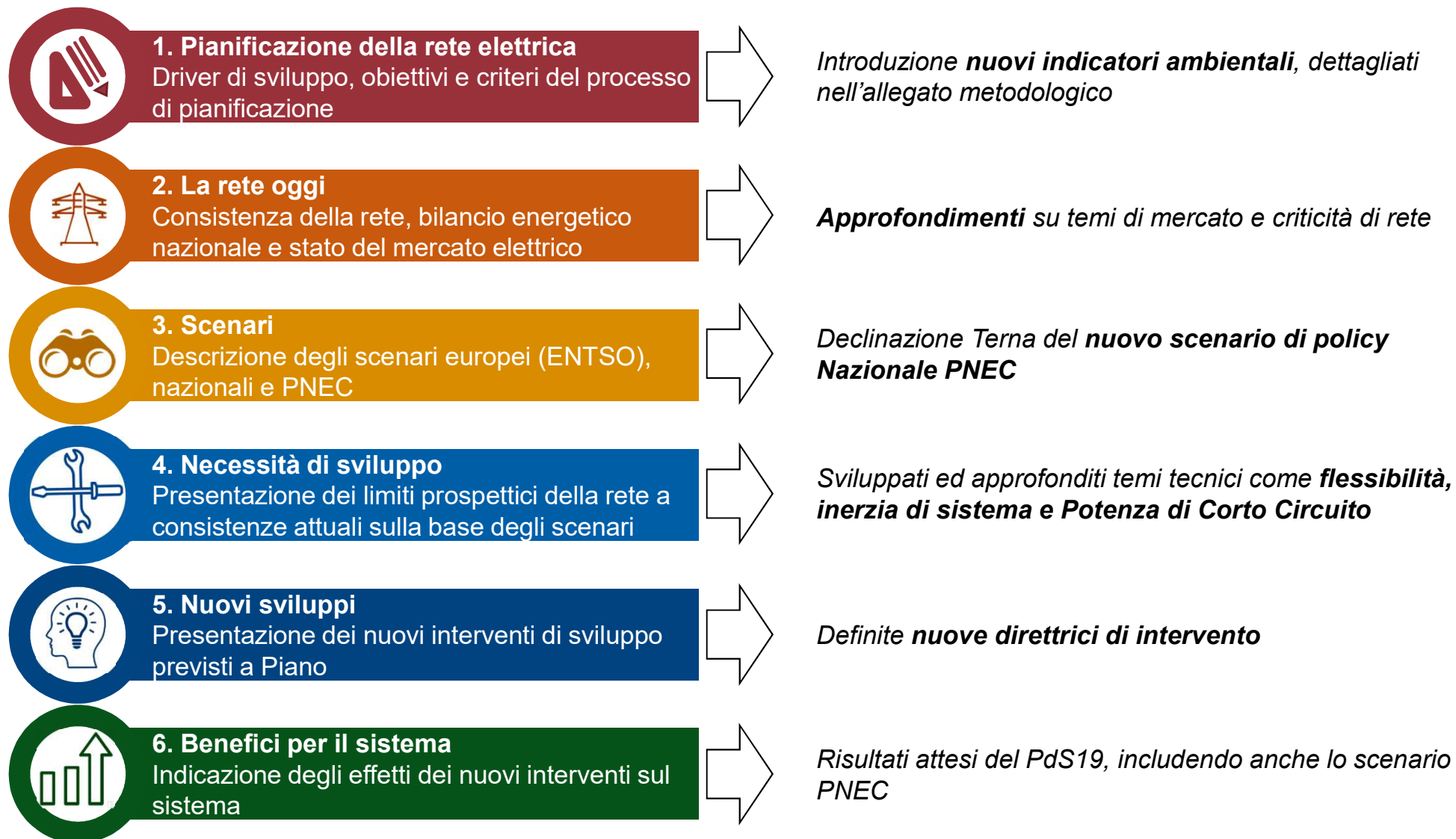
- **Evoluzione dell'ACB** – metodologia fondante dell'intero Piano – con la **proposta di nuovi indicatori** che permettono di cogliere i benefici in termini di eco-sostenibilità derivanti da soluzioni più onerose
- **Stakeholder engagement** – integrazione delle osservazioni pervenute in fase di consultazione pubblica e del parere ARERA del PdS 2018



- › **Piano di Sviluppo 2019 – elementi di continuità e novità**
- › La rete oggi
- › Driver di Piano, Avanzamento Interventi e Nuove Opere
- › Focus Interventi Rilevanti
- › Nuovi Indicatori per ACB

INDICE PDS 2019

ELEMENTI DI NOVITÀ

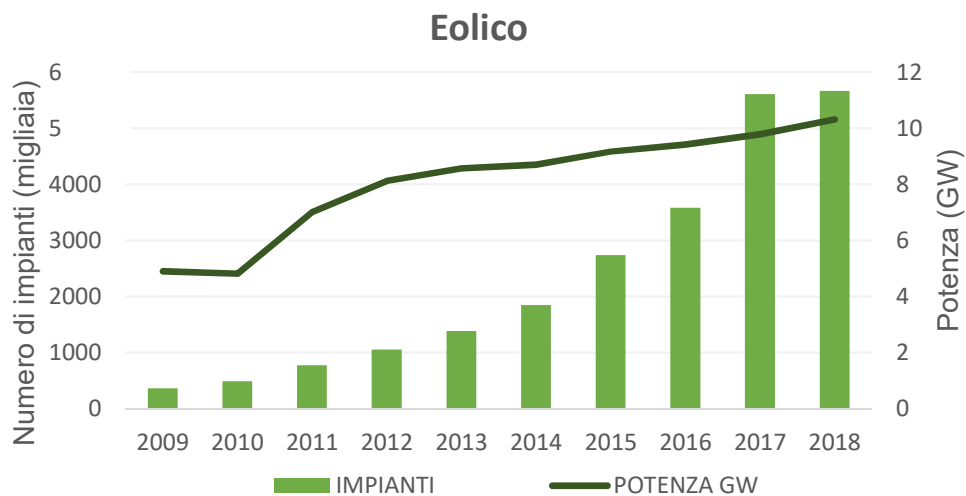


Passato e presente del sistema elettrico

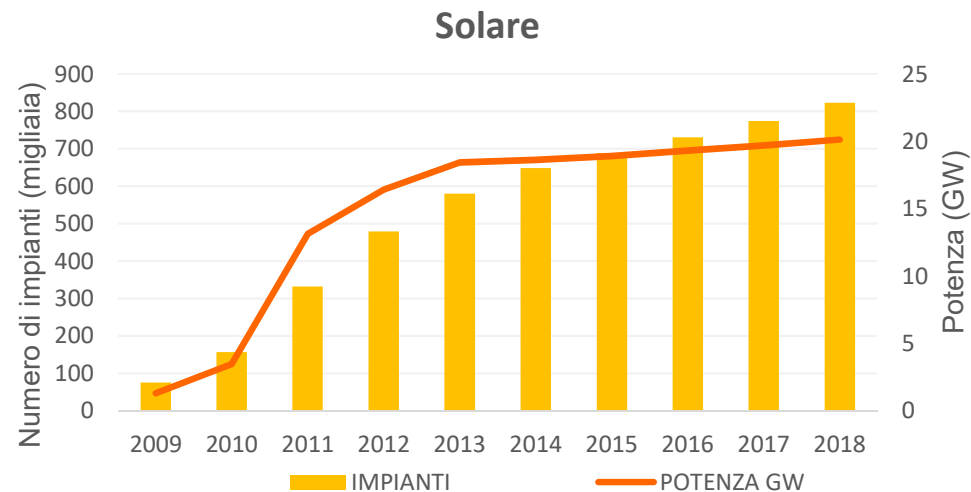
Evoluzione delle FER e decommissioning del parco termico



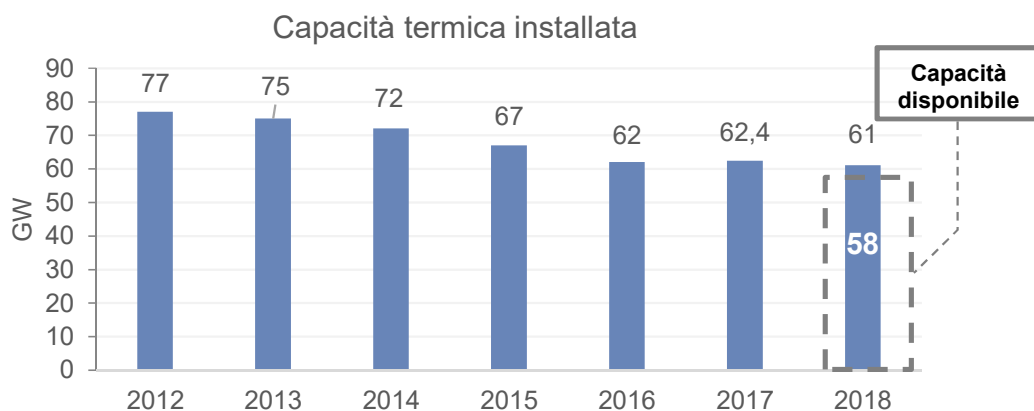
EVOLUZIONE NUMERO E POTENZA IMPIANTI WIND



EVOLUZIONE NUMERO E POTENZA IMPIANTI PV



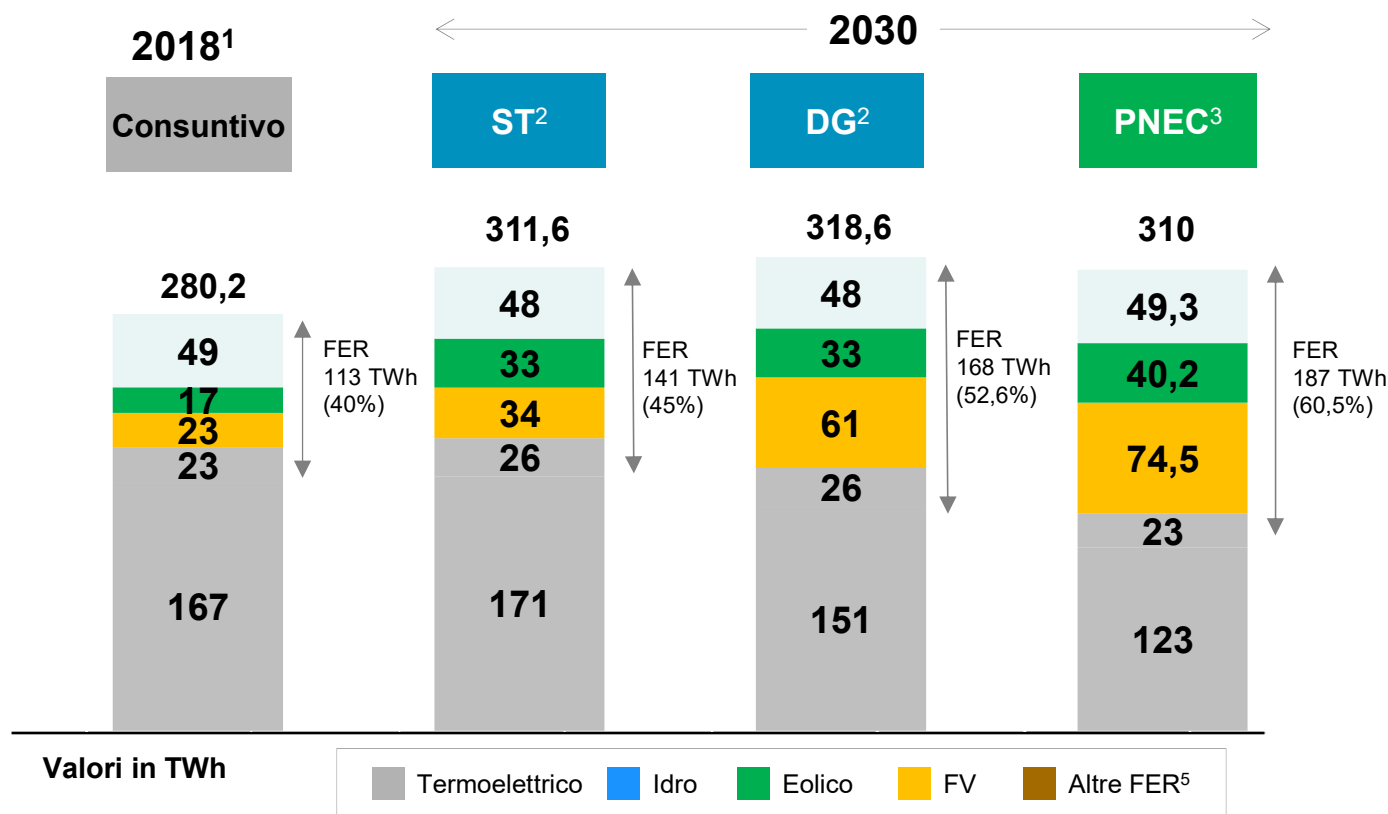
RIDUZIONE CAPACITÀ INSTALLATA TERMOELETRICA



- › La numerosità degli impianti di generazione rinnovabile è **cresciuto rapidamente tra il 2009 e il 2016**
- › Il numero degli impianti fotovoltaici si è evoluto **da circa 75k nel 2009 a oltre 800k nel 2018**
- › La capacità termoelettrica installata si è **ridotta di oltre 15 GW dal 2012 ad oggi**

Futuro del sistema elettrico

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



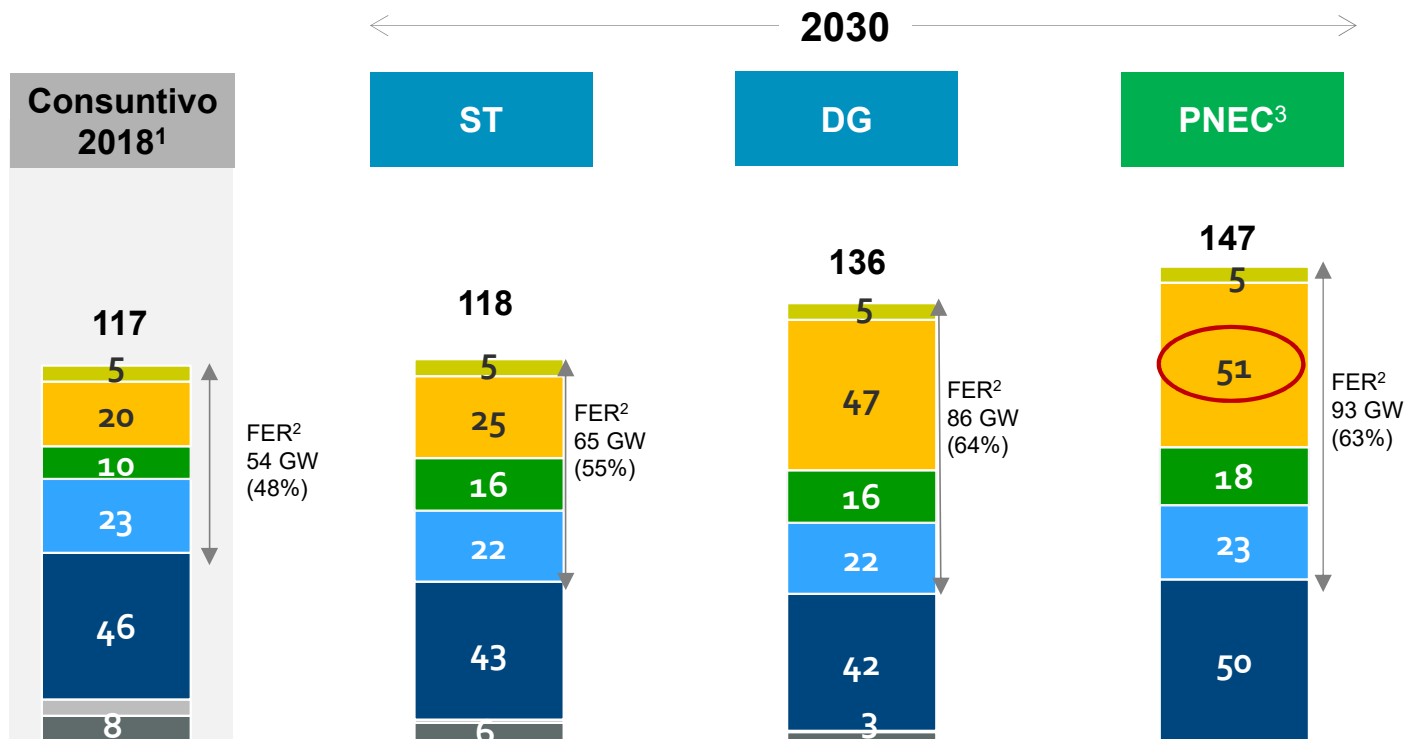
- > **Le FER avranno un ruolo centrale nella generazione elettrica (oltre 180 TWh negli scenari Policy-Driven, con un incremento di circa il +65% rispetto al 2018)**
- > **Nella crescita della generazione FER, le fonti rinnovabili non programmabili apportano il contributo maggiore**
- > **Al contrario, negli scenari si prevede una continua riduzione della generazione termoelettrica (~ -26% negli scenari policy-driven rispetto al 2018)**

Domanda EE [TWh]	322	359	375	338 ⁴
Saldo imp/exp [TWh]	44	51	72	28

Note: (1) Dati 2018 provvisori; (2) Scenari TYNDP 2018; (3) Lo scenario PNEC prevede almeno 6 GW di accumuli centralizzati aggiuntivi, (4) Domanda lorda, (5) Include biomasse e geotermico
 Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e PNEC

Futuro del sistema elettrico

Scenari di riferimento | Capacità di generazione lorda al 2030



- › Le FER avranno un ruolo centrale nella crescita della capacità installata (sino a 93 GW negli scenari PNEC)
- › Tra queste in particolare il solare registrerà il maggiore sviluppo (oltre 50 GW nello scenario PNEC)
- › Scenario PNEC: Phase-out carbone al 2025
- › Scenario PNEC: assunzioni di producibilità molto sfidanti

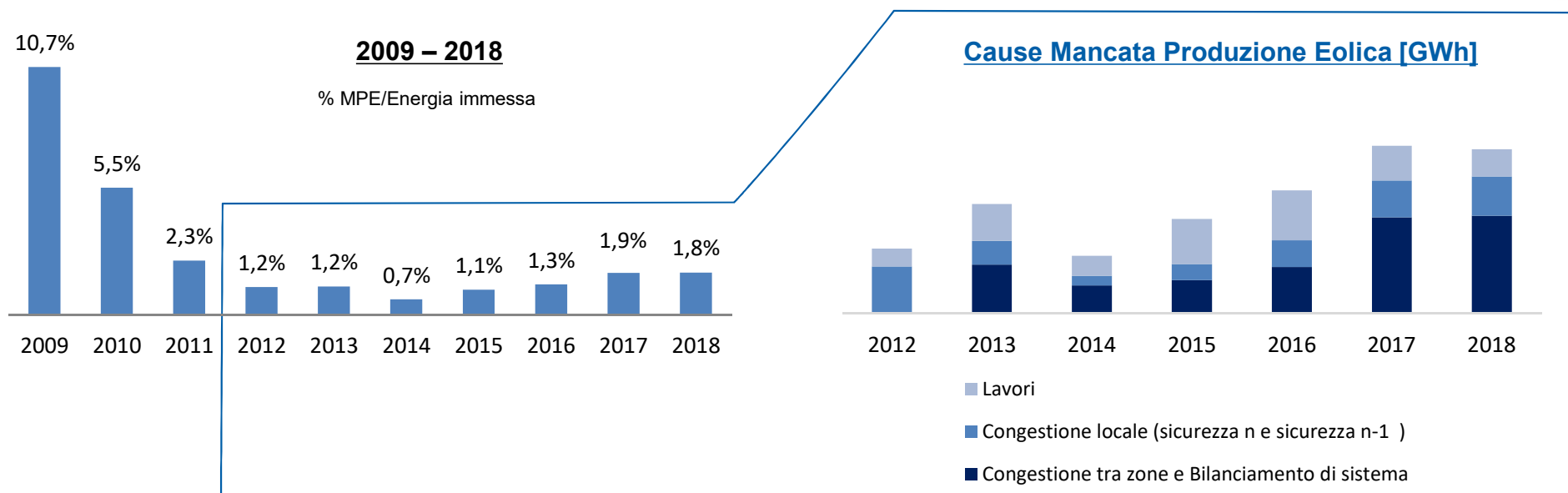
Valori in GW



Note: (1) Dati 2018 provvisori (2) Non considera pompaggi; (3) Lo scenario PNEC prevede almeno 6 GW di accumuli aggiuntivi; (5) Include biomasse e geotermico;
 Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e PNEC

Gli impatti sul sistema elettrico

Mancata produzione eolica (MPE)



Dopo un'iniziale significativa **riduzione** della MPE 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**.

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**;

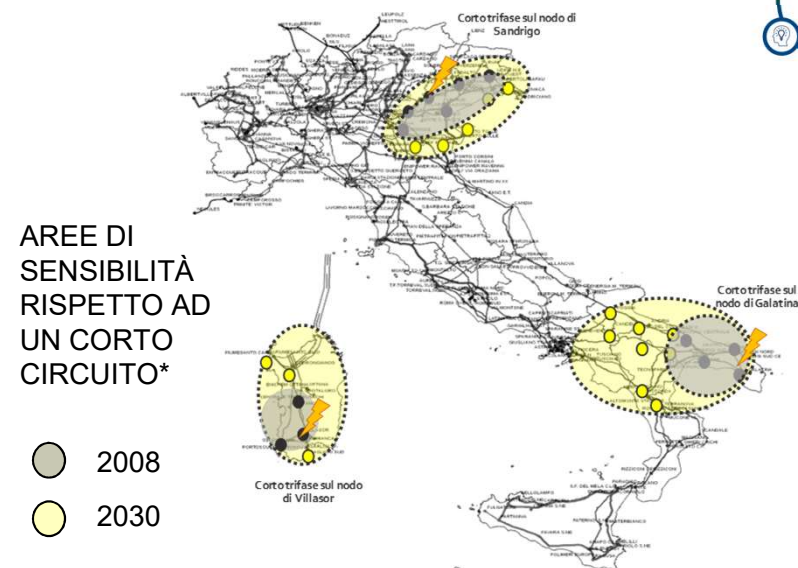
Potenza di Corto Circuito

La generazione distribuita inverter based possiede una ridotta capacità di fornire corrente e quindi **potenza di cortocircuito**. Ne consegue che la potenza di corto circuito delle reti AAT/AT si riduce progressivamente con la diminuzione di generatori sincroni. Ciò impatta sulla **qualità del servizio** in termini di continuità e di propagazione del guasto.

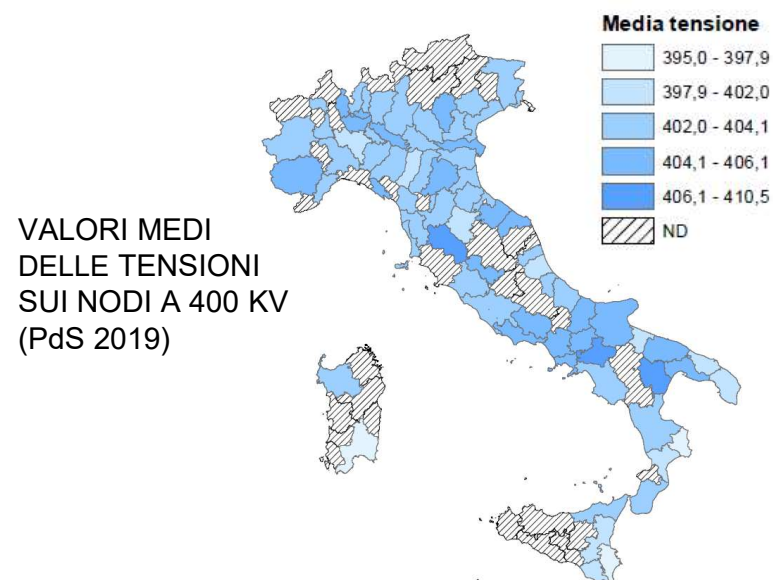
Regolazione della tensione

La **regolazione della tensione** è l'insieme delle misure necessarie per contenere entro limiti prefissati le fluttuazioni di tensione in tutte i nodi della RTN.

La progressiva riduzione del parco termico ha reso necessario ricorrere a servizi di regolazione da parte di impianti convenzionali termici e idroelettrici, nonché all'installazione di dispositivi quali reattanze e compensatori (in particolare nelle Isole e nelle aree Sud del Paese).



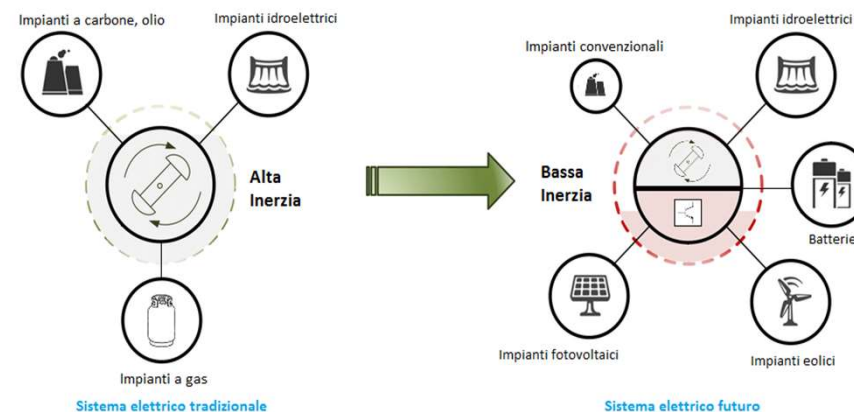
* A Berizzi, et al. "The effects of new 2030 scenario: reduction of short-circuit power and widening of voltage dips." 2018 AEIT International Annual Conference. IEEE, 2018.



Inerzia

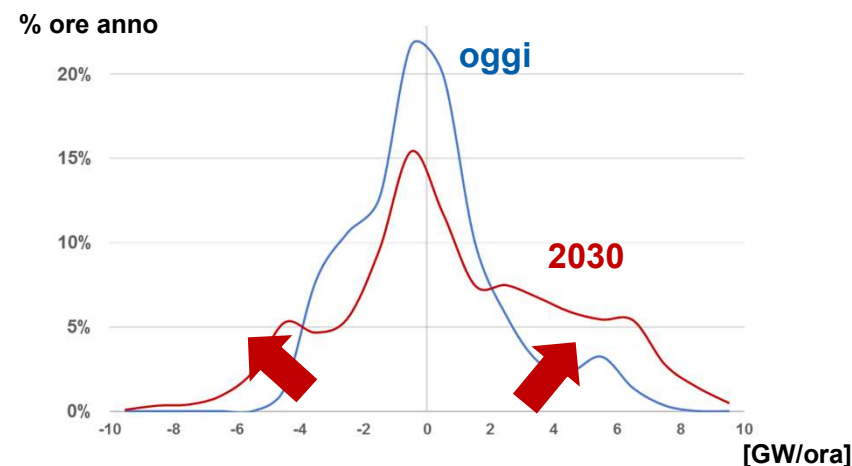
L'inerzia è l'attitudine del sistema a equilibrare sbilanciamenti tra generazione e carico, per così dire "naturalmente" e prima dell'intervento delle logiche di controllo delle macchine.

La generazione da fonte rinnovabile non convenzionale può non disporre fisicamente di inerzia (fotovoltaico) oppure, l'inerzia è disaccoppiata dalle rete per l'interfaccia costituita da convertitori elettronici (eolico).



Flessibilità

La flessibilità è la capacità del sistema di impiegare le sue risorse per far fronte alle variazioni della domanda di carico e della generazione variabile, garantendo un esercizio della rete entro i limiti di sicurezza della tensione e della frequenza.



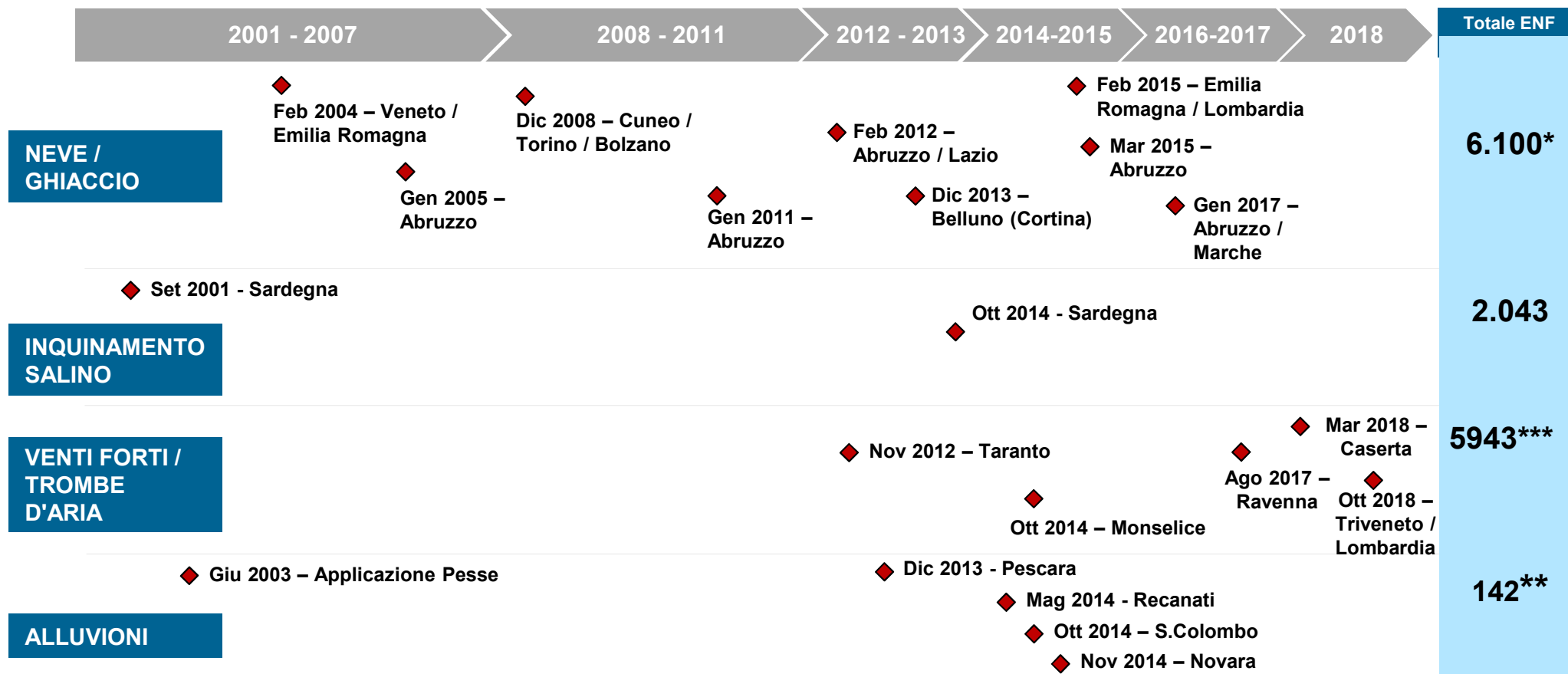


- › Piano di Sviluppo 2019 – elementi di continuità e novità
- › La rete oggi
- › Driver di Piano, Avanzamento Interventi e Nuove Opere
- › Focus Interventi Rilevanti
- › Nuovi Indicatori per ACB



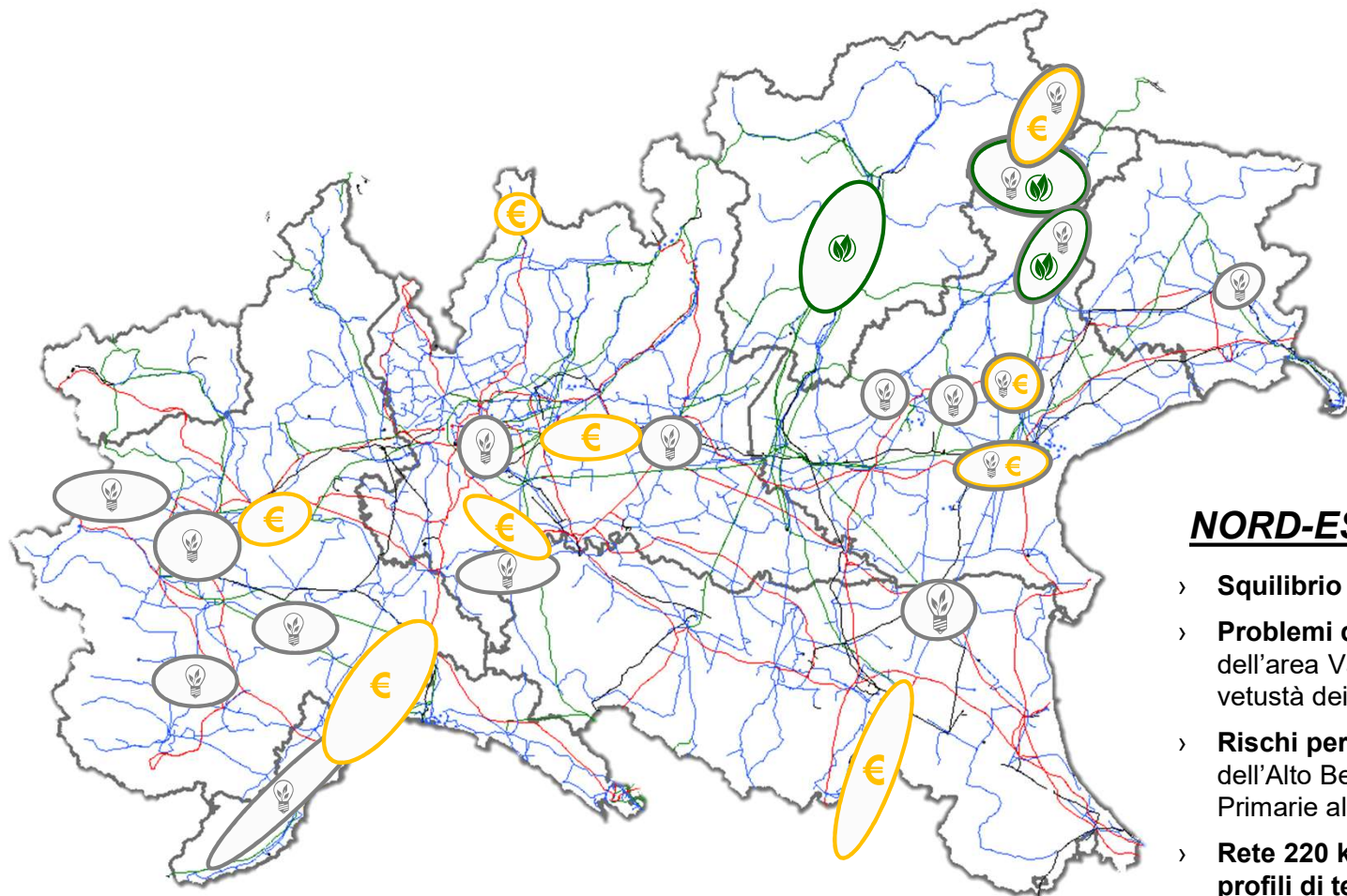
Per **resilienza** si intende la capacità di resistere a sollecitazioni che hanno **superato i limiti di tenuta**, e la capacità di **riportarsi nello stato di funzionamento normale** seppure con interventi provvisori.

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

Note: (*) Valorizzazione per gli eventi ritenuti maggiormente significativi (2008- 2017); (**) Valorizzazione per gli eventi ritenuti maggiormente significativi (dic 2013); (***) Stima preliminare dell'energia non servita a seguito dell'evento meteorologico del 29 ottobre 2018.



NORD-OVEST

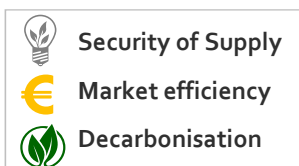
- › **Difficoltà di esercizio della rete 132 kV**, nelle ore di basso carico e problemi di contenimento dei profili di tensione → necessaria l'installazione dei 2 nuovi reattori di Tirano e Pianezza
- › **Rinforzo della magliatura di rete dell'area urbana di Torino** per consentire l'esercizio in condizioni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

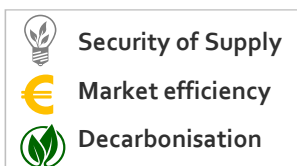
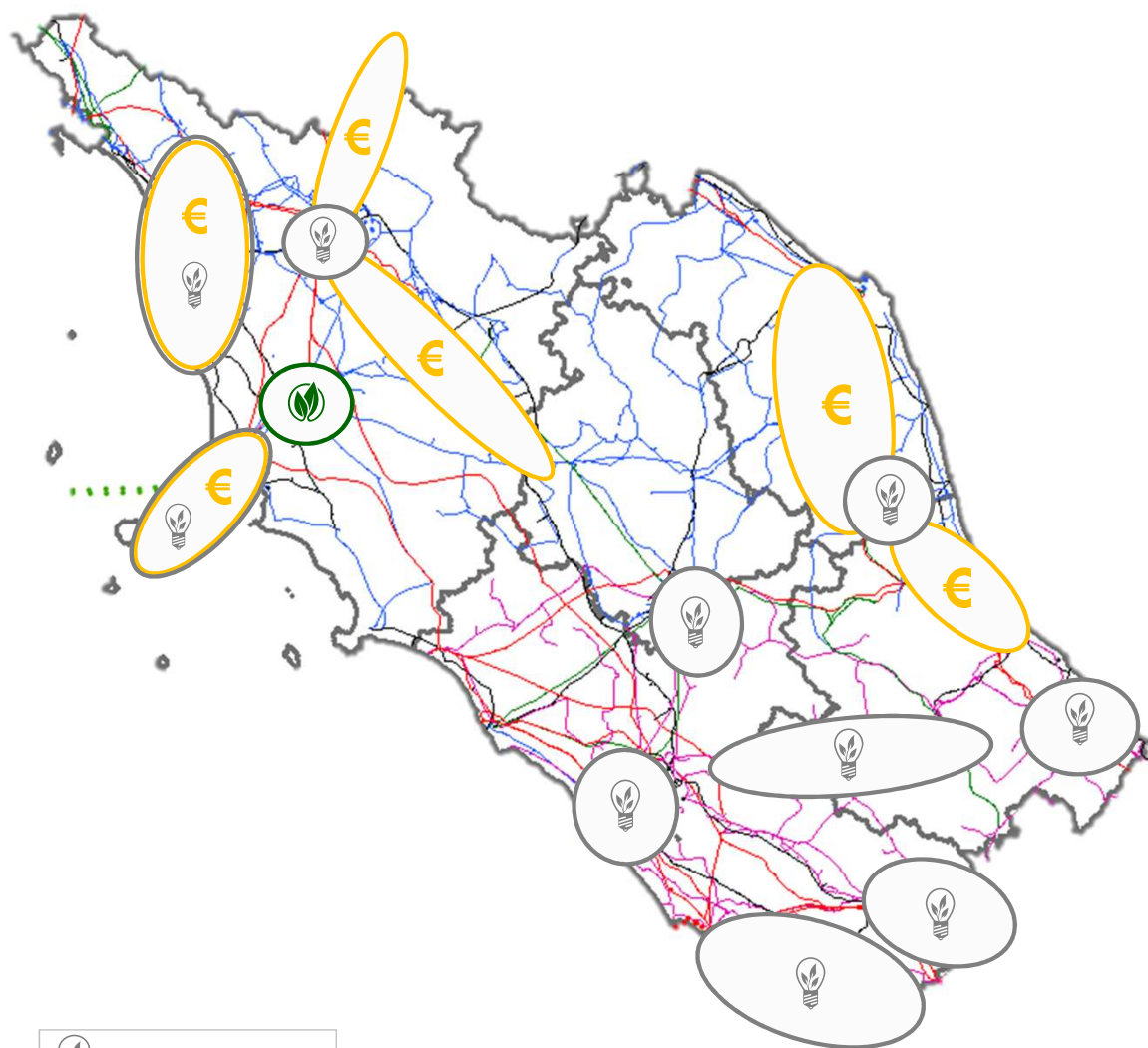
NORD-EST

- › **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

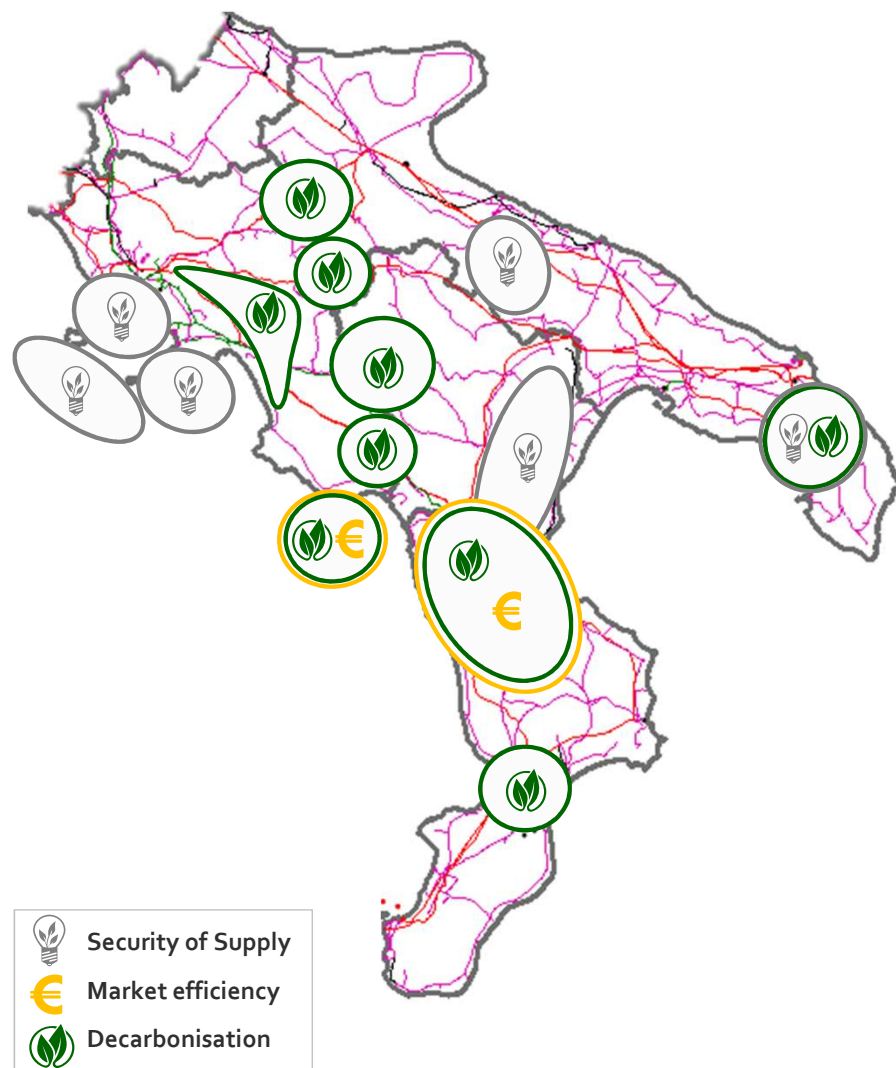
EMILIA-ROMAGNA

- › **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



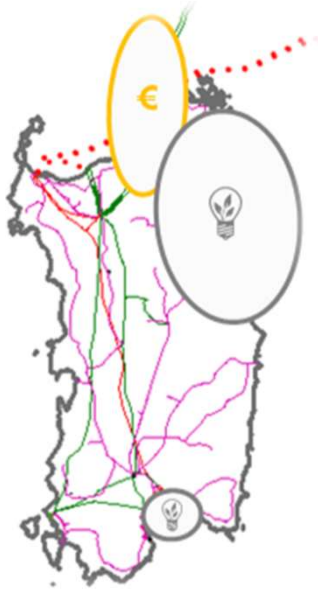
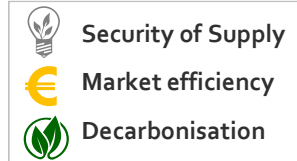


- › Area interessata da **congestioni interne** e con le zone di mercato contigue → criticità delle dorsali a 220 kV e a 132 kV
- › Estese porzioni di rete AT dell'Umbria, delle Marche e dell'Abruzzo esercite a 120 kV in assetto radiale **non consentono la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni 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)



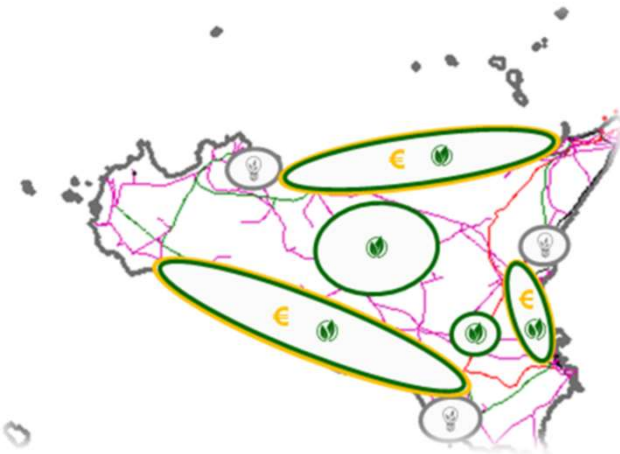
SUD

- › 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



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**



- › Piano di Sviluppo 2019 – elementi di continuità e novità
- › La rete oggi
- › **Driver di Piano, Avanzamento Interventi e Nuove Opere**
- › Focus Interventi Rilevanti
- › Nuovi Indicatori per ACB

Linee Guida	Razionali e obiettivi	Direttrici di sviluppo
 ATTENZIONE AL TERRITORIO	<p>Declinare le esigenze di sviluppo del territorio sostenendo le nuove sfide del Paese, ad esempio progetti di e-mobility</p>	<p>Aree metropolitane</p> <hr/> <p>Eco-sostenibilità progetti critici</p>
 ESERCIZIO DELLA RETE	<p>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>	<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	<p>Promuovere ed accelerare la transizione energetica attraverso la connessione ed integrazione di nuovi impianti da fonte rinnovabile</p>	<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)

Nuovi interventi PdS 19



Legenda

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

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 ● Security of Supply ● Sostenibilità	Integrazione FER Qualità del servizio Congestioni INTRA
6	Riassetto Nord di Brescia	● Security of Supply ● Sostenibilità	Qualità del servizio
7	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona	● Decarbonisation ● Security of Supply ● Sostenibilità	Integrazione FER Qualità del servizio
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

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 ● Sostenibilità	Qualità del servizio
14	Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella SE Fuorigrotta	● Security of Supply ● Sostenibilità	Qualità del servizio
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 ● Security of Supply ● Sostenibilità	Integrazione FER Qualità del servizio Connessione RTN
17	Nuovo elettrodotto 150 kV «CP Monteiasi – CP Grottaglie»	● Security of Supply ● Sostenibilità	Qualità del servizio
18	Nuovo elettrodotto 150 kV «Lentini – Lentini RT (ex FS)»	● Security of Supply ● Sostenibilità	Qualità del servizio
19	Nuovo raccordo 150 kV «CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)»	● Security of Supply ● Sostenibilità	Qualità del servizio

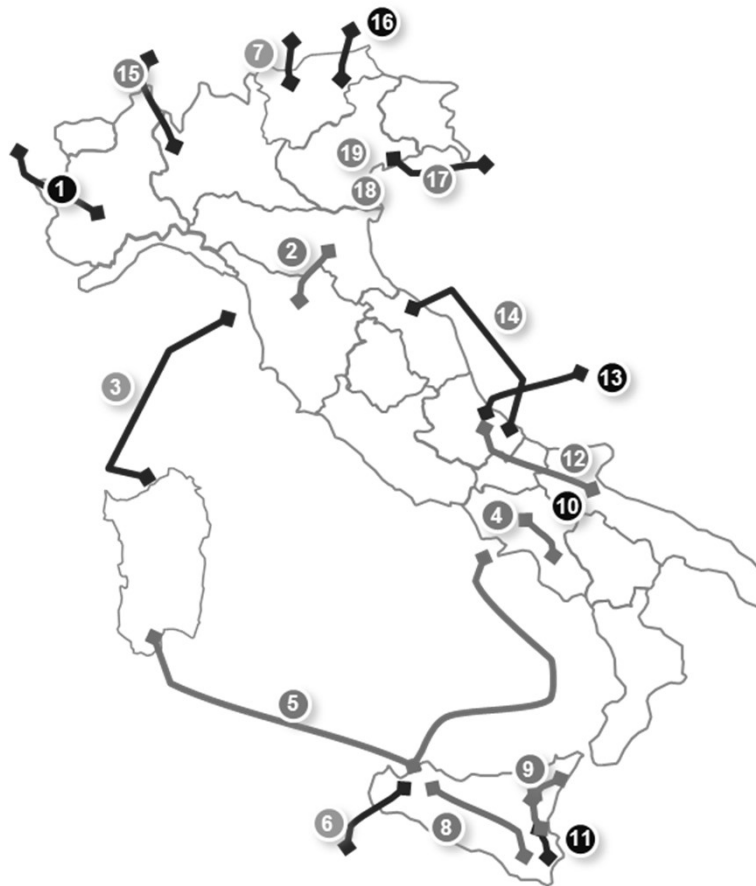
Piano di Sviluppo 2019

Avanzamento principali interventi



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 – Gorenz	● ●
8	El. 380 kV “Chiamonte 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	● ● ●

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



Legenda

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

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 Vize (IT)–Steinach (AT)	● ●
17	Interconnessione Italia-Slovenia**	● ●
18	Razionalizzazione Venezia Padova	● ●
	In data 21/01/2019 è stato sottoscritto un protocollo tra il Presidente della regione Veneto e Terna	
19	Stazioni 380 kV Volpago	● ●
	In data 21/01/2019 è stato sottoscritto un protocollo tra il Presidente della regione Veneto e Terna	

- x** Intervento Autorizzato/ Realizzato
- x** Intervento non Autorizzato



Ambientali



55%

Penetrazione
FER



6,3
Mt/anno

Riduzione
emissioni CO2



42 GW

Potenza FER
connettibile



3,5
kt/anno

Riduzione
emissioni NOx



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


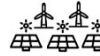







2,8
'000/km



Rete dismessa





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

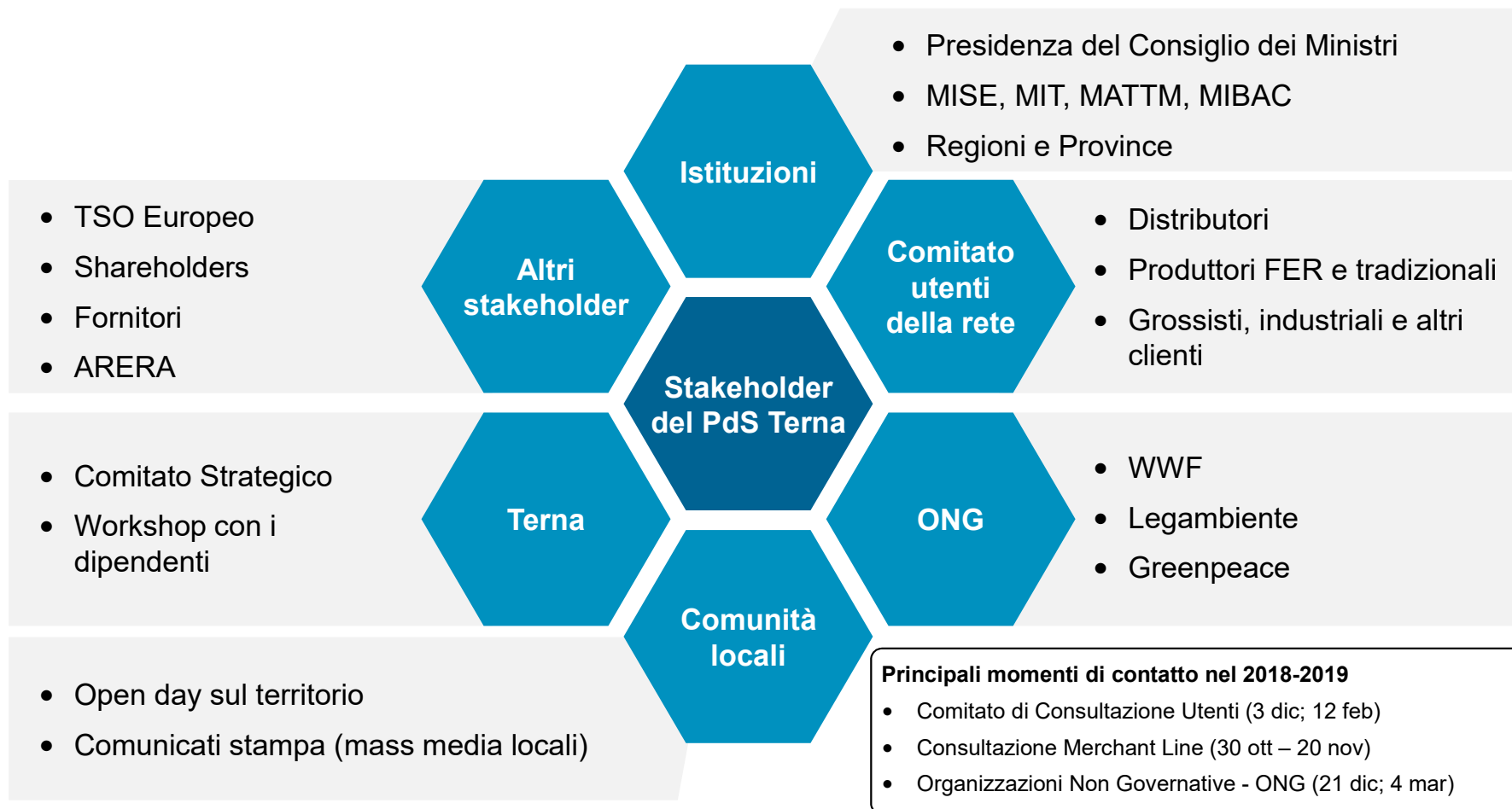
-  **Riduzione Energia non Fornita:** riduzione dell'energia non fornita (ENS^(**)) nell'orizzonte di Piano;
-  **Interramenti:** % di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare nell'orizzonte di Piano

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



Impegno di Terna nel coinvolgimento degli stakeholder per la predisposizione e presentazione del PdS



- › Piano di Sviluppo 2019 – elementi di continuità e novità
- › La rete oggi
- › Driver di Piano, Avanzamento Interventi e Nuove Opere
- › **Focus Interventi Rilevanti**
- › Nuovi Indicatori per ACB

- › Sistemi elettrici di **Sardegna e Sicilia** caratterizzati da:
 - pochi impianti grandi e vetusti
 - forte presenza di FER non programmabili
 - scarsa magliatura con il Continente (2 collegamenti per isola)
 - elevata sensibilità alle perturbazioni di rete
- › Il triterminale è **indispensabile** per rimuovere i **vincoli di essenzialità** sui gruppi in Sardegna
- › Lo scenario **PNEC conferma la necessità** del triterminale per consentire il phase-out del carbone al 2025
- › Definiti nel PdS 2019 i **punti di connessione** alla rete del nuovo collegamento (Montecorvino, Ciminna, Villasor)
- › **Realizzazione del Triterminale** è la soluzione tecnica/economica più efficiente:
 - la connessione nella parte sud dell'isola sarda - vista la presenza a nord del SAPEI e del SACOI - consente l'ottimizzazione delle condizioni di esercizio
 - garantisce i benefici in termini di incremento del socio-economic welfare, di riduzione costi MSD ed energia non fornita e di maggiore integrazione delle FER
 - garantisce adeguatezza in presenza di phase out del carbone



*Necessità di avere un **fast track autorizzativo** per disporre del collegamento entro il 2025*

- › **I flussi di energia** tra la sezione centro sud e centro nord si confermano **significativi ed elevati** anche nello scenario PNEC benché quest'ultimo preveda una maggior crescita di fotovoltaico associato all'accumulo
- › Il collegamento si rende **necessario** per garantire **l'adeguatezza nell'area centro-nord e nord Italia** negli scenari di medio lungo termine
- › In sinergia con altri interventi **incrementa capacità trasporto su sezioni RTN particolarmente critiche**, con impatti positivi su stabilità di tensione e frequenza
- › Definiti nel PdS 2019 i **punti di connessione** alla rete del nuovo collegamento (Villanova, Fano)
- › **La realizzazione dell'HVDC CSud-CNord** è la soluzione più efficace per:
 - **incrementare la capacità di trasmissione** sulla sezione
 - garantire un **transito efficiente di energia rinnovabile** dal Sud al Nord
 - aumentare **la sicurezza e adeguatezza del sistema**
 - ottenere **benefici** in termini di incremento del socio-economic welfare, di riduzione costi MSD e maggiore integrazione delle FER





- › Piano di Sviluppo 2019 – elementi di continuità e novità
- › La rete oggi
- › Driver di Piano, Avanzamento Interventi e Nuove Opere
- › Focus Interventi Rilevanti
- › [Nuovi Indicatori per ACB](#)



- › Con la delibera **627/16*** 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

Note: (*) aggiornata con Delibera 692/18

- › 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		✓

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

- › 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

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	✓	
B18	Riduzioni esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO2 [M€/y]	Elettrico/ Ambientale	✓	✓
B19	Riduzione degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO2 né gas effetto serra [M€/y]	Elettrico/ Ambientale	✓	

*In ambito Europeo, i benefici di natura ambientale non vengono monetizzati
In ambito Nazionale, valorizzati solo benefici di natura ambientale relativi alle emissioni*



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 (B20)**» 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**

Piano di Sviluppo 2019
Analisi Costi Benefici | Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici» (B20)

Qualificazione:
per definire ex-ante gli Anni di Anticipo Completamento (AAC) è stata individuata la matrice f per tradurre gli input del progetto (input: tecnologie (soltegr non tradizionali, cavi in inerte), estensione del progetto, caratteristiche dell'area interessata).

Monetizzazione:
L'anticipo della fruizione dei benefici viene espresso tramite un coefficiente K_{B20} funzione dell'AAC. Tale coefficiente viene calcolato come il rapporto tra il Valore Attuale Netto del progetto (registrato in) con soluzioni tecnologiche avanzate e il Valore Attuale Netto del progetto standard.

INPUT:
• n. soluzioni
• n. km di linee antistatico
• tecnologie avanzate
• soluzioni ambientali (OP, SP, SO)

MATRICE f

OUTPUT:
AAC = t f

COEFF. K:
 $A_{B20} = 1 + 0,08 \cdot AAC$
 $B_{B20} = (A_{B20} - 1) \cdot F_{AN,standard}$

Il coefficiente K_{B20} ottenuto viene utilizzato per rivalutare i benefici elettrici (VAN_{standard}):

La proposta di monetizzazione può essere in priorità anche applicata nel caso di valorizzazione e completamento di soluzioni tecnologiche avanzate del completamento del progetto.

2. L'indicatore «**Visual Amenity VAPR (B21)**» sintetizza la variazione del valore del territorio tra una soluzione innovativa/ tecnologica a basso impatto ambientale e la soluzione standard

Piano di Sviluppo 2019
Analisi Costi Benefici | Indicatore «Visual amenity pres./restit.» (B21)

Obiettivo: valorizzare i benefici di soluzioni migliorative estrando valore dagli extra-costi per la sostenibilità del progetto.

FA SE 1: valorizzare il valore del territorio ANTE-INTERVENTO (indipendente dal progetto)

VALORE TERRITORIO ANTE = Val. Economico Normale + Coeff. Specifico Territoriale

FA SE 2: valorizzare il valore del territorio POST-INTERVENTO per ciascuna soluzione «iv» di progetto

VALORE TERRITORIO POST = Val. territorio ANTE + Parametri infrastrutturali + Parametri visibilità + Parametri valorizzazione valore socio-ambientale

Per ciascuna soluzione di progetto si individua la **Variazione Valore Territorio Δ = POST (I2B) - ANTE (I2A)**

«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 è presentata, a livello sperimentale, nel Piano di Sviluppo 2019.»

Obiettivo: valorizzare la fruizione anticipata dei benefici dell'intervento grazie ad azioni che consentono di anticipare l'entrata in esercizio

Il completamento «in anticipo» di un intervento produce **due componenti di beneficio**:

1 per effetto dell'**attualizzazione** anticipata dei cash flows

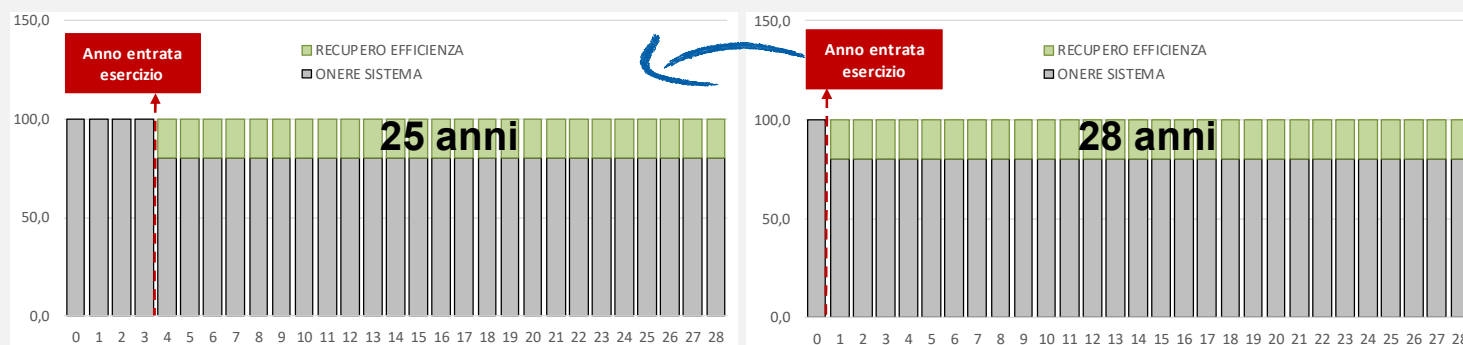
2 per effetto della riduzione anticipata del costo di sistema con **recupero efficienza**

Per catturare compiutamente il beneficio per anticipo è necessario differenziare gli anni di cash flows dei benefici

1 Esempio effetto sul VAN di 3 anni di anticipo di attualizzazione dei cash flows



2 Esempio riduzione anticipata costo del sistema con 3 anni recupero efficienza

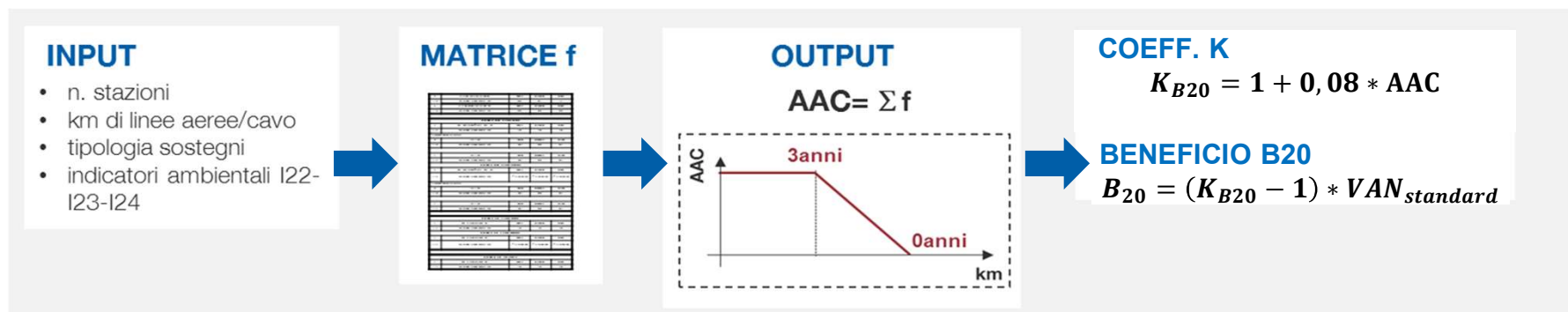


Quantificazione:

per definire **ex-ante** gli **Anni di Anticipo Completamento (AAC)** è stata individuata la **matrice f** per tradurre gli input del progetto (input): tecnologie (sostegni non tradizionali, cavi interrati, etc.), estensione del progetto, caratteristiche dell'area interessata.

Monetizzazione:

L'anticipo della fruizione dei benefici viene espresso tramite un **coefficiente K_{B20}** , 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_{B20}** ottenuto viene utilizzato per **ri-valorizzare** i benefici elettrici ($VAN_{standard}$).

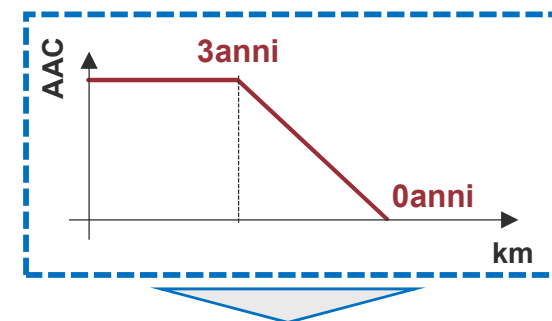
Il **beneficio B20** è:

- **Basso:** quando **AAC** tra 0 e 1,2 & K_{B20} tra 1,00 e 1,09
- **Medio:** quando **AAC** tra 1,2 e 2,4 & K_{B20} tra 1,09 e 1,19
- **Alto:** quando **AAC** tra 2,4 e 3,6 & K_{B20} tra 1,19 e 1,29

La proposta di monetizzazione può essere migliorata mantenendo la necessità di valorizzare compiutamente il beneficio derivante dall'anticipo del completamento del progetto

Matrice per l'individuazione degli Anni di Anticipo Completamento (AAC)

Tecnologia migliorativa	Estensione	Anni di Anticipo di completamento	% linee non tradiz. Cavo o DC sul totale	% I23 sul totale % I24 sul totale
Linee aeree AC e DC non tradizionali (monostelo, Foster, Rosental, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> 0÷10 km linee aeree non trad. 0÷40 km cavo interrato 	fino a 3 anni	gli anni si aggiornano al ribasso a seconda che la % è nei range 0,33÷0,66 0,66÷1,00	gli anni si incrementano o riducono del 10% a seconda che la % è nei range 0,33 0,33÷0,66 0,66÷1,00
Cavi AC	<ul style="list-style-type: none"> 10÷20 km linee aeree non trad. 40÷80 km 	lineare da 3 a 0 anni: <ul style="list-style-type: none"> 0y a 20km linee non trad. 0y a 80 km cavo interrato 		
Cavi DC*	-	fino a 3 anni		
Stazioni SF6	anni dipendono dalla % stazioni SF6 sul totale nei range 0,33 0,33÷0,66 0,66÷1,00	fino a 1 anno		



Valore di tre anni* ricavato dall'analisi storica/statistica della durata media degli iter autorizzativi

Caso progetto elementare: nuova linea 48km tra A e B

INPUT	OUTPUT	COEFF. K
9km non trad + 39km cavo = 48 km tot % linee non trad = $9/48 = 0,19 \rightarrow 0,0 \div 0,33 \rightarrow AAC = 1y$ % linee in cavo = $38/48 = 0,81 \rightarrow 0,66 \div 1 \rightarrow AAC = 3y$	$AAC = \max(1;3) = 3 \text{ anni}$	$K_{B20} = 1 + 0,08 * AAC = 1,24$



Esempio 1

A) **Soluzione standard:** nuova linea 15 km tra A e B (aerea trad.)

B) **Soluzione migliorativa:** nuova linea 15 km tra A e B

(4km non trad. + 5km trad. + 6km cavo)

☐ % linee non trad = $4/15 = 0,26 \rightarrow 0,0 \div 0,33 \rightarrow \text{AAC} = 1,0$ anni

☐ % linee in cavo = $6/15 = 0,40 \rightarrow 0,33 \div 0,66 \rightarrow \text{AAC} = 2,0$ anni

(indicatori ambientali km I22 = - 6 ; I23 = - 1; I24 = - 2)

☐ % km aree naturali I23/I22 = $-1/-6 = 0,16 \rightarrow 0,0 \div 0,33 \rightarrow \text{AAC} - 10\%$

☐ % km aree paesag. I24/I22 = $-2/-6 = 0,33 \rightarrow 0,33 \div 0,66 \rightarrow \text{AAC} + 0\%$

C) **Stima Anni Anticipo Completamento AAC**

$$\text{AAC} = \max(1;2) * (-10\% + 0\%) = 1,8 \text{ anni}$$

D) **Il coefficiente moltiplicativo benefici K_{B20} è :**

$$k_{B20} = 1 + 0.08 * 1,8 = 1,14 \quad \textbf{+14\%}$$

Esempio 2

A) **Soluzione standard:** nuova S/E AIS

B) **Soluzione migliorativa:** nuova S/E GIS/SF6

☐ % SF6 / tot = 1 $\rightarrow 0,66 \div 1,00 \rightarrow \text{AAC} = 1,0$ anni

C) **Stima Anni Anticipo Completamento AAC**

$$\text{AAC} = \max(1) = 1,0 \text{ anni}$$

D) **Il coefficiente moltiplicativo benefici K_{B20} è :**

$$k_{B20} = 1 + 0.08 * 1,0 = 1,08 \quad \textbf{+8\%}$$

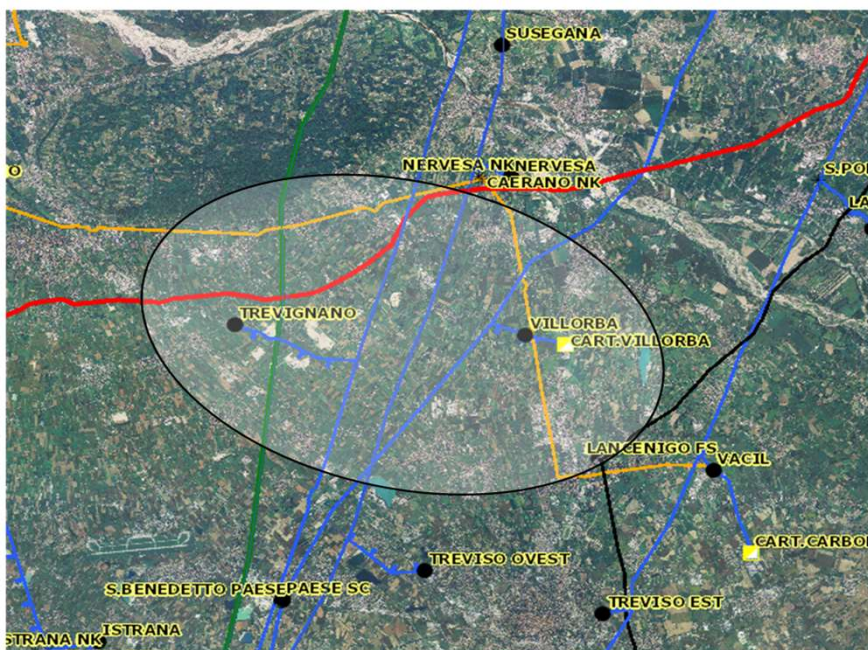
In quale fase di avanzamento può essere valorizzato il beneficio B20?

Valorizzato tipicamente nella fase conclusiva della concertazione e/o una volta noti i dettagli della soluzione migliorativa (%cavi, %linee non trad) tipicamente nella fase pre-avvio iter

ESEMPIO INTERVENTO STAZIONE 380 kV VOLPAGO

Soluzione standard: la soluzione prevede la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV connessa in entra-esce all'esistente elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano e raccordata in aereo alla rete 132 kV del trevigiano.

Soluzione migliorativa: la soluzione prevede la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV connessa in entra-esce all'esistente elettrodotto 380 kV Sandrigo-Cordignano e raccordata in cavo alla rete 132 kV del trevigiano.



A) Soluzione migliorativa: nuove linee 32 km (7km trad. + 25km cavo)

☐ % linee in cavo = $25/32 = 0,78 \rightarrow 0,66 \div 1,00 \rightarrow \text{AAC} = 3 \text{ anni}$

(indicatori ambientali km I22 = - 6 ; I23 = - 1; I24 = - 2)

☐ % km aree naturali I23/I22 = $-1/-6 = 0,16 \rightarrow 0,0 \div 0,33 \rightarrow \text{AAC} - 10\%$

☐ % km aree paesag. I24/I22 = $-2/-6 = 0,33 \rightarrow 0,33 \div 0,66 \rightarrow \text{AAC} + 0\%$

C) Stima Anni Anticipo Completamento AAC

$$\text{AAC} = \max(3) * (-10\% + 0\%) = 2,7 \text{ anni}$$

D) Il coefficiente moltiplicativo benefici K_{B20} è

$$K_{B20} = 1 + 0,08 * \text{AAC} = 1,22$$

E) Il VAN_{standard} è pari a 297 M€ (ST) e 734 M€ (DG)

$$B_{20ST} = 0,22 * 297$$

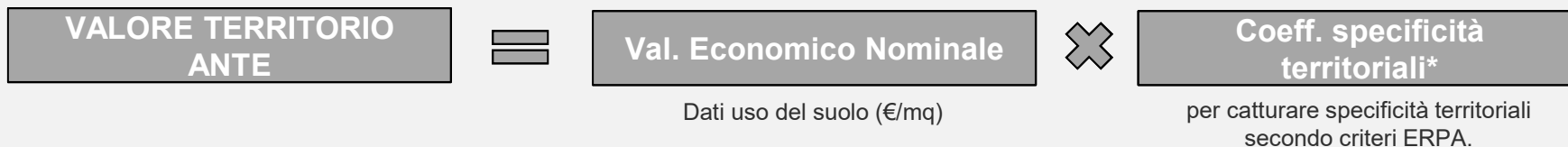
~60 M€

$$B_{20DG} = 0,22 * 734$$

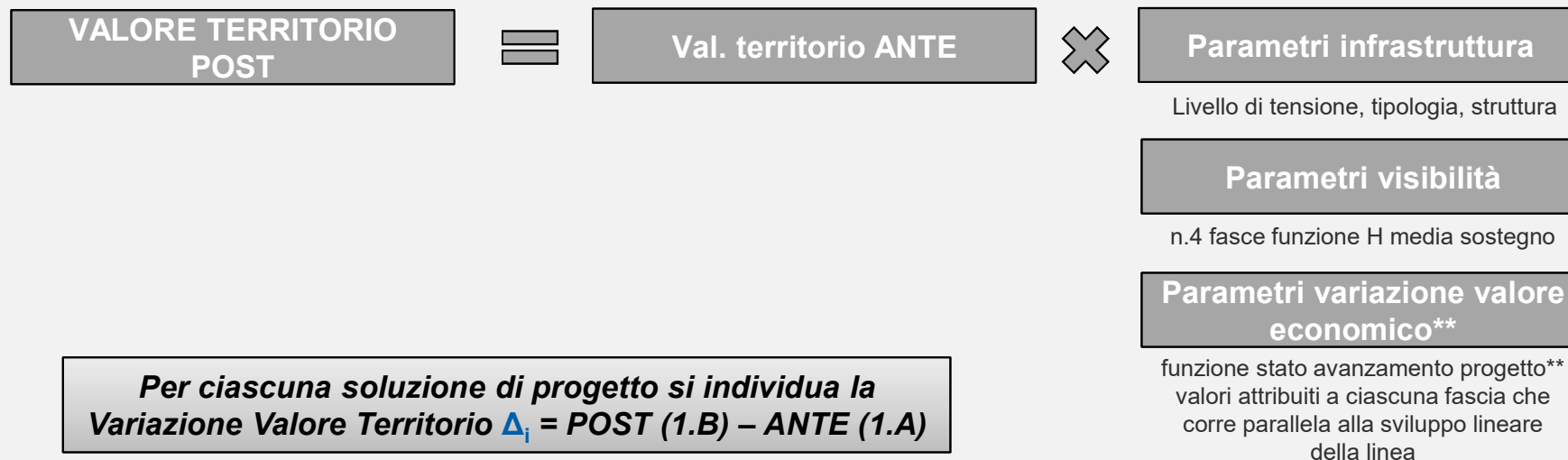
~160 M€

Obiettivo: valorizzare i **benefici di soluzioni migliorative** estraendo **valore dagli extra-costi** per la sostenibilità dei progetti

FASE 1: valorizzare il valore del territorio **ANTE-INTERVENTO** (indipendente dal progetto).



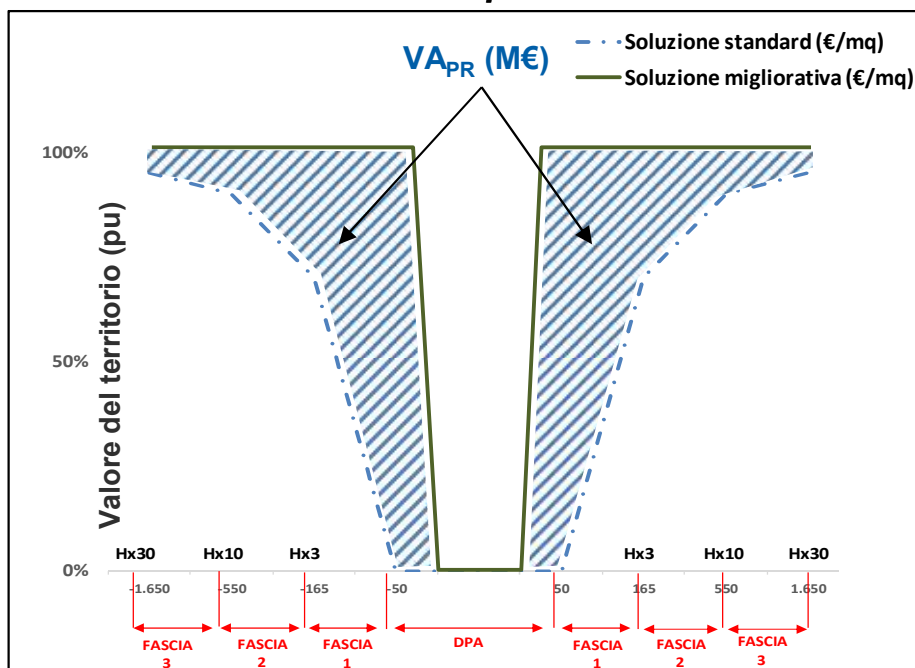
FASE 2: valorizzare il valore del territorio **POST-INTERVENTO** per ciascuna soluzione «i» di progetto



FASE 3: si stima il beneficio B21 «VA_{PR}» quale **variazione** del valore territorio tra soluzione **migliorativa** e **standard**

Per ciascuna soluzione di progetto $B21 = \Delta_i - \Delta_{std}$

Esempio



Casistiche

Interventi in cui:

A. sono individuate le soluzioni migliorativa e standard

$$VA_{PR} = \Delta_i - \Delta_{std} > 0$$

B. non è individuabile una soluzione migliorativa

$$VA_{PR} = \Delta_{std} - \Delta_{std} = 0$$

C. non è individuabile una soluzione standard (es. riassetti in aree urbanizzate)*

$$(\Delta_{std} = 0) VA_{PR} = \Delta_i - 0 > 0$$

In quale fase di avanzamento può essere valorizzato il beneficio B21 o VAPR?

Valorizzato tipicamente nella fase conclusiva della concertazione e/o a seguito dell'individuazione delle soluzioni migliorativa e standard

Il valore è aggiornato e dettagliato in conseguenza dell'avanzamento del progetto



RISULTATI

1. In funzione dello stato di avanzamento dell'intervento, nelle 4 fasce che corrono parallele allo sviluppo lineare dell'opera, è stata assunta una differente percentuale dei **parametri variazione del valore economico K_C** , rispettivamente pari a:

	Fascia 0: 15%		Fascia 0: 30%
<u>fase di pianificazione</u>	Fascia 1: 10%	<u>fase di progettazione</u>	Fascia 1: 15%
	Fascia 2: 5%		Fascia 2: 7%
	Fascia 3: 2%		Fascia 3: 3%

2. Inoltre, in una fase di prima pianificazione o in mancanza di informazioni, seguendo un approccio cautelativo, si può assumere il **coefficiente di valorizzazione delle specificità territoriali K_T** pari ad uno.

Di seguito l'applicazione ad alcuni progetti riportando il valore min e max del B21 o VA_{PR} ottenuto secondo le ipotesi sovraesposte. L'incremento del NPV corrispondente è pari al VA_{PR} stesso.

Progetto	Valori PdS '18 senza B21 o VA_{PR}		Valori B21 o VA_{PR}	
	IUS	NPV (M€)	VApr min (M€)	VApr max (M€)
El.380 kV Udine Redipuglia	9	1640	+17	+40
Anello Riccione – Rimini	2	42	+7	+45

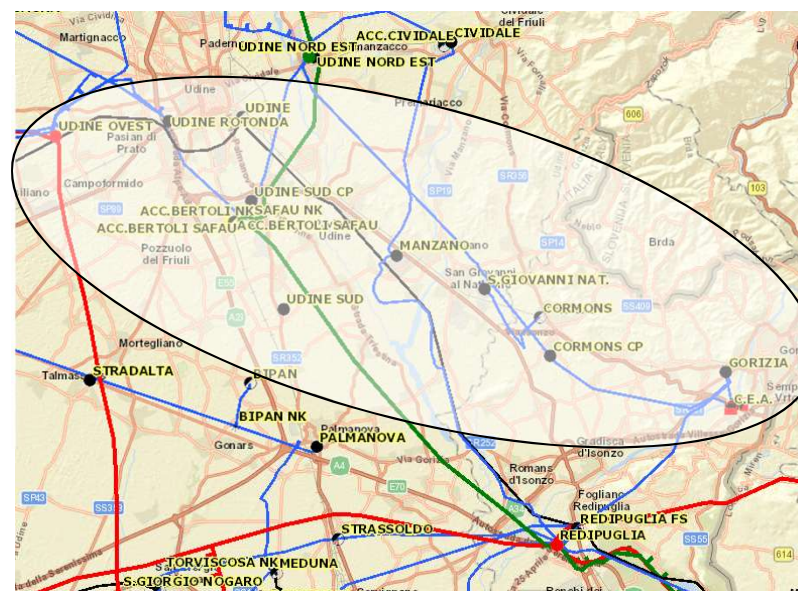
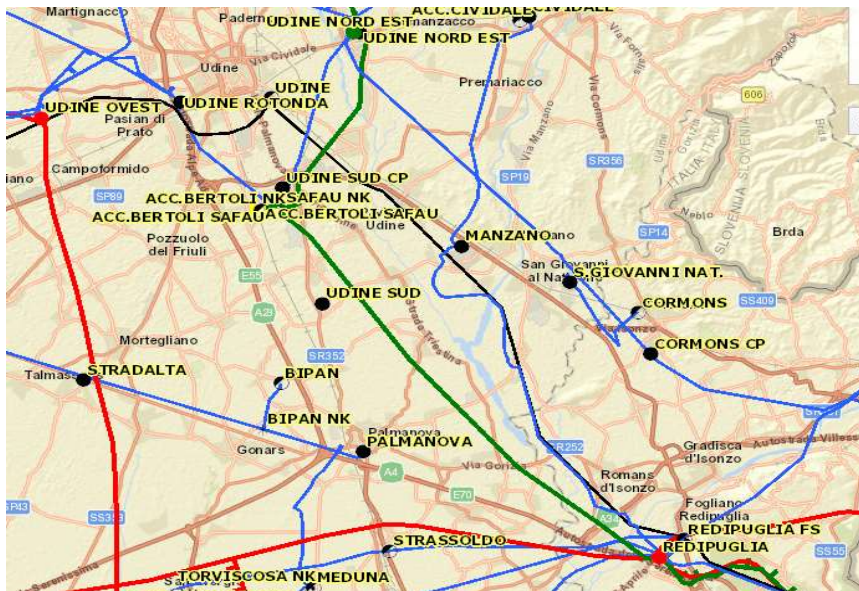
 Focus slide successive

Elettrodotto 380kV UDINE – REDIPUGLIA

Soluzione standard: potenziamento della rete a 380 kV con la realizzazione di:

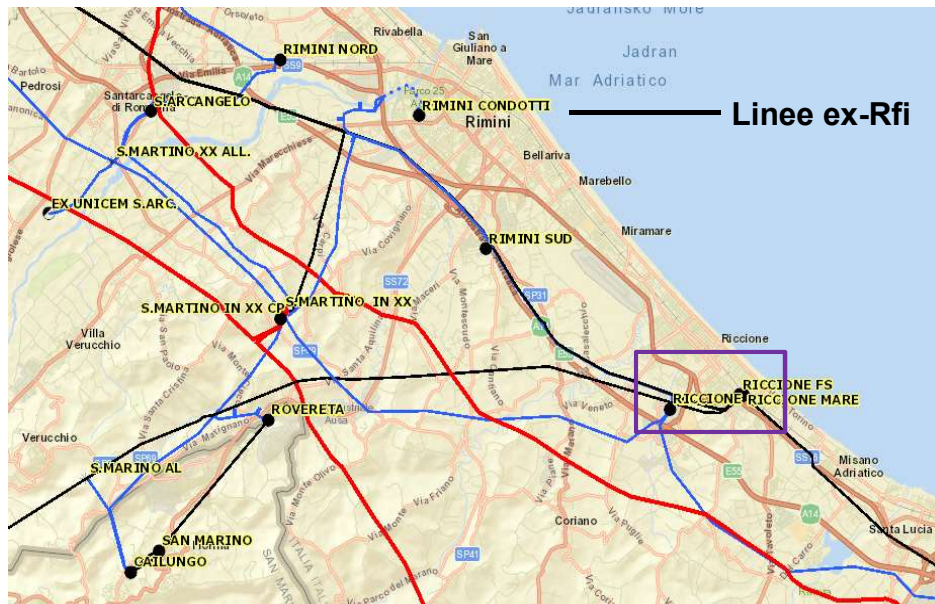
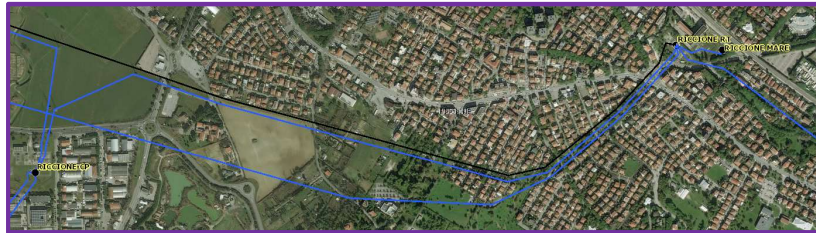
- › nuova stazione elettrica 380 kV denominata “Udine Sud” (completato 2017),
- › nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse (completato 2017) sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV “Redipuglia – Udine NE – der. Safau”
- › demolizione della linea 220 kV “Redipuglia – Udine NE – der. Safau” nel tratto compreso tra Udine Sud e Redipuglia.

Soluzione migliorativa: a quanto previsto dalla **Soluzione standard** si aggiunge un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia.



Anello RICCIONE – RIMINI

Soluzione standard: sul territorio è presente un significativo impatto delle infrastrutture, non possibile realizzare la soluzione standard



Soluzione migliorativa: per il superamento di alcune criticità di esercizio e ambientali sarà razionalizzata la porzione di rete ex RFI:

- › Realizzazione nuovo smistamento 132 kV
- › Demolizione linea ex- RFI tra Rimini Nord – Rimini Condotti - Rimini Sud e Riccione Mare



**Trasmettiamo
energia**

