



Piano di Sviluppo 2019

Incontro di condivisione con le delegazioni per l'ambiente

Roma, 4 marzo 2019

Scenari di riferimento



Principali enabler di sviluppo

Investimenti previsti nel Piano di Sviluppo 2019

Evoluzione ACB

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

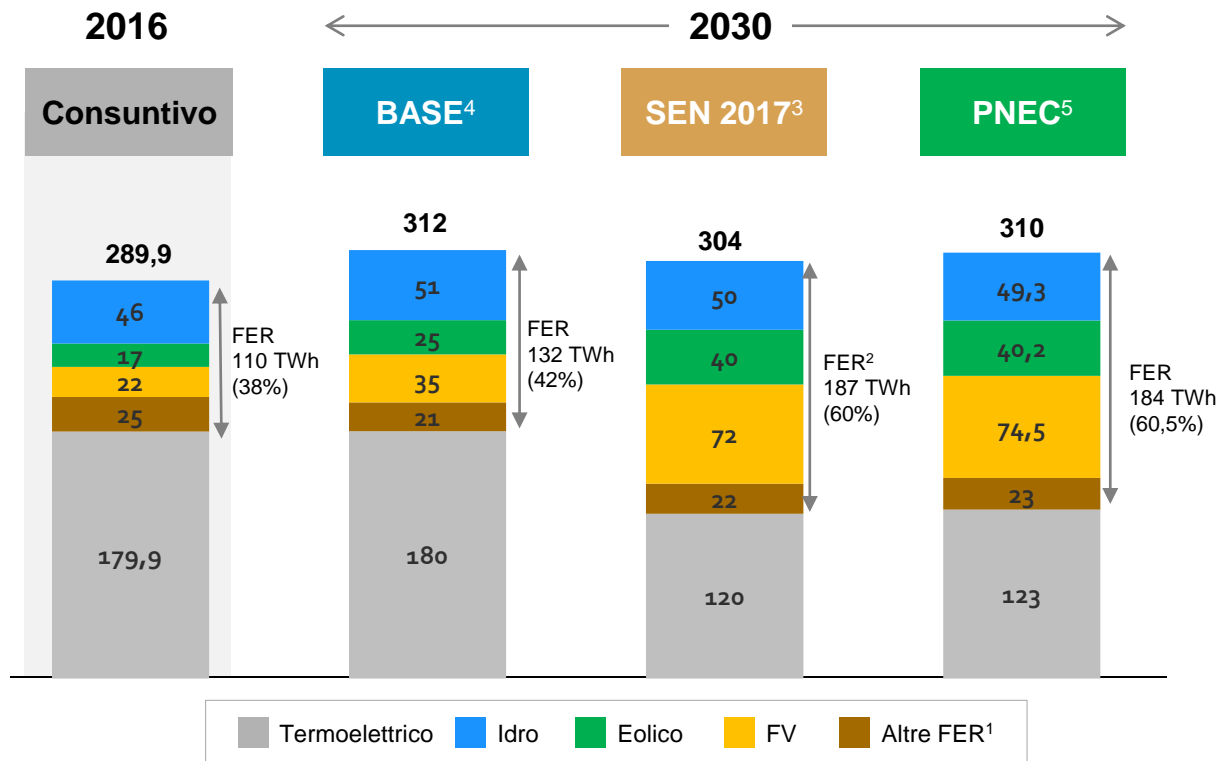
Scenario	ST	DG	SEN 2017	PNEC
Domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> Forte aumento della domanda elettrica (+1,3% CAGR 2016-'30) 	<ul style="list-style-type: none"> Incremento della domanda nel riscaldamento e nei trasporti, compensato dal modello prosumer e dall'efficienza energetica Aumento 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 | Produzione di energia per fonte al 2030

Valori in TWh



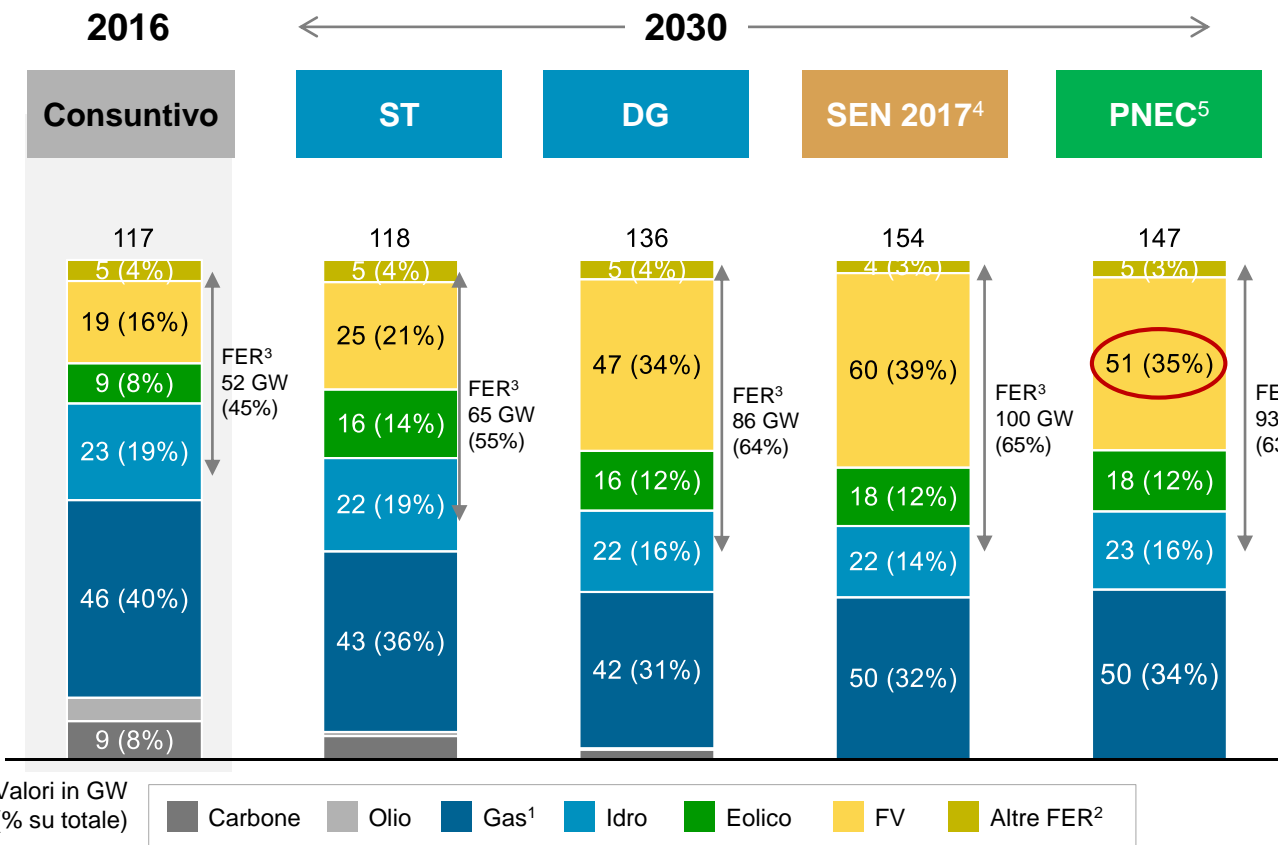
- Le FER avranno un ruolo centrale nella generazione elettrica (oltre 180 TWh negli scenari Policy-Driven, con un incremento di circa il +67% rispetto al 2016)
- Nella crescita della generazione FER, le fonti rinnovabili non programmabili apportano il contributo maggiore
- Al contrario, negli scenari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

Principali enabler di sviluppo



Investimenti previsti nel Piano di Sviluppo 2019

Evoluzione ACB

Risultati attesi

Enabler di sviluppo | Fattori abilitanti PNEC

Il Piano Nazionale Energia e Clima delinea un percorso necessario per la piena decarbonizzazione al 2025, che include:

Interventi infrastrutturali

- Interventi infrastrutturali per garantire la piena integrazione delle fonti rinnovabili, risolvere congestioni e vincoli di rete, contenere il rischio di overgeneration, garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico:
 - Potenziamento e sviluppo delle rete elettrica lungo le **dorsali Nord – Sud** (e.g. «dorsale adriatica» HVDC Centro Sud – Centro Nord, HVDC Centro Sud – Sicilia – Sardegna) ed **interconnessioni con estero** (e.g. HVDC Italia – Montenegro, Italia – Francia, ...)
 - Investimenti per la stabilità in tensione e frequenza ed aumento dell'inerzia del sistema

Storage

- Necessari nuovi sistemi di **accumulo idroelettrico ed elettrochimico centralizzato** per contenere l'overgeneration ad almeno 1 TWh, garantire adeguatezza, sicurezza e inerzia di sistema, assorbendo energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile. Richiesti entro il 2030 **almeno 6GW** aggiuntivi rispetto agli accumuli distribuiti (almeno 1 GW entro 2023)
«La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, ... , oltre a nuovi impianti della stessa tipologia.» (PNIEC)

Segnali di prezzo di lungo termine

- **Capacity Market** per fornire segnali di prezzo a lungo termine per promuovere:
 - gli investimenti in nuova capacità flessibile in grado di gestire la crescita delle FER e consentire il phase out degli impianti a carbone e degli altri impianti più inquinanti
 - Consentire il phase out degli impianti a carbone
 - Garantire il mantenimento di un livello stabile di capacità programmabile efficiente e meno inquinante ai fini dell'adeguatezza

HVDC Centro Sud-Sicilia-Sardegna

- Sistemi elettrici di **Sardegna e Sicilia** caratterizzati da:
 - pochi impianti grandi e vetusti, con **vincoli di essenzialità**
 - forte presenza di FER non programmabili
 - scarsa magliatura con il Continente (2 collegamenti per isola)
 - elevata sensibilità alle perturbazioni di rete
- Lo scenario **PNEC conferma la necessità** del triterminale per consentire il phase-out del carbone al 2025
- **Realizzazione del Triterminale** è la soluzione tecnica/economica più efficiente:
 - la connessione nella parte sud dell'isola sarda - vista la presenza a nord dei due collegamenti col Continente SAPEI e del SACOI - consente l'**ottimizzazione** delle condizioni di **esercizio della rete**
 - 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** in Sardegna



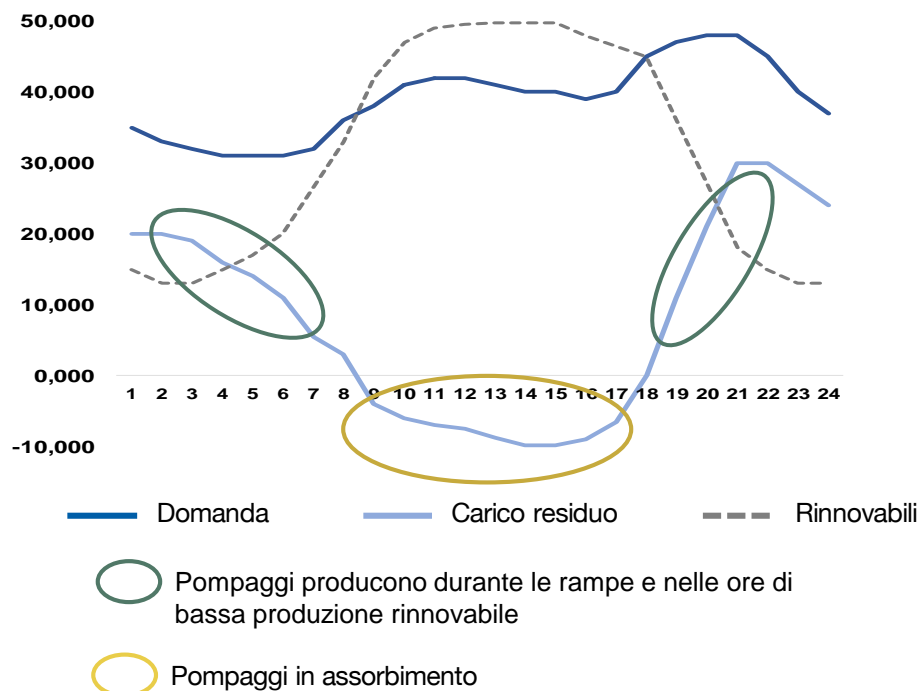
Necessità di avere un fast track autorizzativo per disporre del collegamento entro il 2025

HVDC Centro Sud-Centro Nord

- I **flussi di energia** tra SUD e NORD si confermano **significativi ed elevati** anche nello scenario PNEC benché quest'ultimo preveda una maggior crescita di fotovoltaico associato all'accumulo distribuito
- 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
- La **realizzazione dell'HVDC CentroSud-CentroNord** 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



Curva di carico residuo* con aumento rinnovabili – scenario 2030



L'ulteriore aumento delle fonti rinnovabili previsto al 2030 modificherà la curva di carico residuo, accentuando i seguenti fenomeni già oggi in atto nel sistema:

- **Aumento rampa serale di carico** quando la produzione fotovoltaica si riduce
- **Riduzione potenza regolante** per modifica mix generazione
- **Riduzione margini di riserva alla punta**, causata principalmente da dismissione impianti termoelettrici
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica** per distribuzione disomogenea delle RES sul territorio
- Maggiore esigenza di risorse in grado di fornire servizi di **regolazione** in tempi rapidi
- **Periodi di overgeneration** in cui la produzione rinnovabile eccede il fabbisogno

L'evoluzione attesa del sistema elettrico, caratterizzato dall'ulteriore sviluppo delle rinnovabili e dalla progressiva riduzione del parco di generazione termica programmabile renderà necessario lo sviluppo di sistemi di accumulo ed in particolare di impianti di pompaggio



Nota: la dimensione indica la potenza in assorbimento dell'impianto.

- Gli **impianti di pompaggio** rilevanti esistenti hanno una potenza massima in assorbimento pari a **6,5 GW** e **7,6 GW** in produzione
- L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi (mercati dell'energia e mercato dei servizi) non permette:
 - l'utilizzo ottimale per contenere l'overgeneration;
 - lo sviluppo di nuova capacitàin quanto non garantisce in modo adeguato la copertura dei costi

Macro Obiettivi

Partire dalle infrastrutture esistenti per:

- **Minimizzare l'impatto** per l'ambiente e le comunità locali;
- Effettuare un **revamping di infrastrutture** su cui non si è di recente investito causa mancanza di risorse da parte di enti locali;
- Abilitare l'utilizzo di tali infrastrutture per almeno **altri due utilizzi importanti** (irriguo e idropotabile) dove sia possibile;
- Rendere i tempi di realizzazione compatibili con target decarbonizzazione

Per identificare un efficace sviluppo dei sistemi di accumulo, risulta necessario definire una survey strutturata e sistematica sulle potenzialità brownfield (ANBI, Coldiretti)

Focus iniziale su opportunità in Sicilia

L'attuale contesto di mercato **non garantisce strumenti che forniscono segnali di prezzo di LT capaci di promuovere gli investimenti** sia in impianti rinnovabili che tradizionali per rinnovare il parco e permettere dismissione impianti più inquinanti

Il **Capacity Market** è uno **strumento fondamentale per realizzare gli obiettivi di decarbonizzazione** in quanto promuove investimenti in nuova capacità flessibile in grado di gestire la crescita delle FER e consente il phase out degli impianti più inquinanti promuovendo la conservazione della sola capacità esistente più efficiente

Fondamentale **accelerare il processo di approvazione** e finalizzare tutte le azioni per consentire l'avvio del capacity market (esecuzione delle aste entro il 1° H'19 con consegna 2021-22)

Per consentire una più ampia partecipazione alle aste di nuovi impianti è necessario semplificare e velocizzare le procedure autorizzative sia per gli impianti a gas sia per gli impianti di accumulo

Essenziale avviare il Capacity Market entro metà Giugno 2019 e semplificare i processi autorizzativi

Scenari di riferimento

Principali enabler di sviluppo

Investimenti previsti nel Piano di Sviluppo 2019



Evoluzione ACB

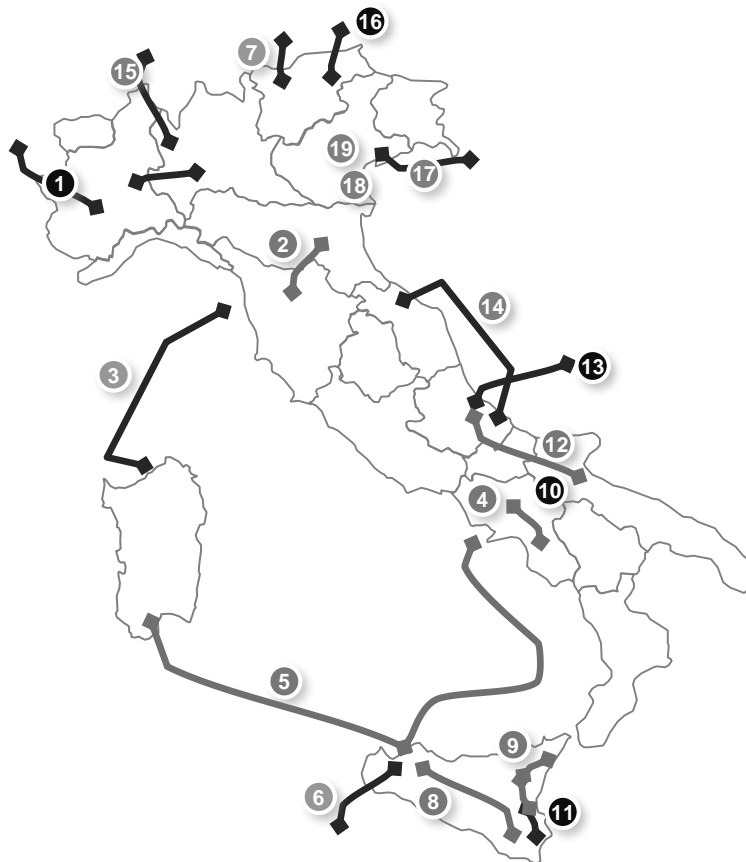
Risultati attesi

Investimenti previsti nel PdS 2019

Roma, 4 marzo 2019

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 – Glorenza	● ●
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 Vizzi (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	

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)»

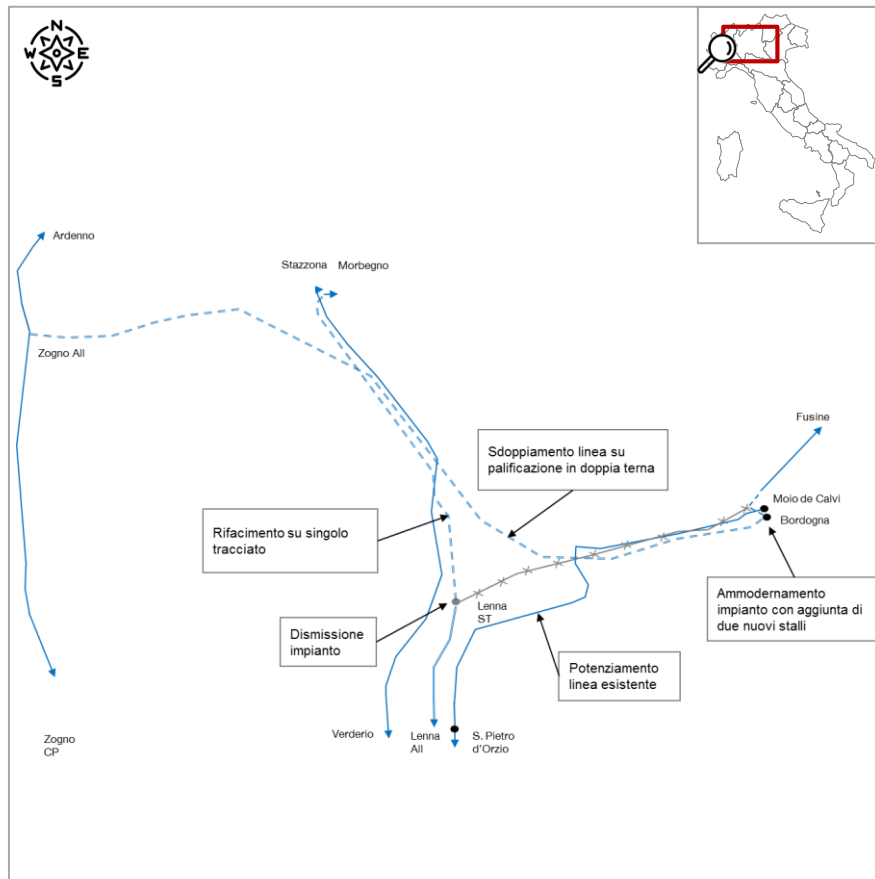
● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	
- 19** Nuovo raccordo 150 kV «CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)»

● Security of Supply	Qualità del servizio
● Sostenibilità	

Riassetto rete AT area Bordogna

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

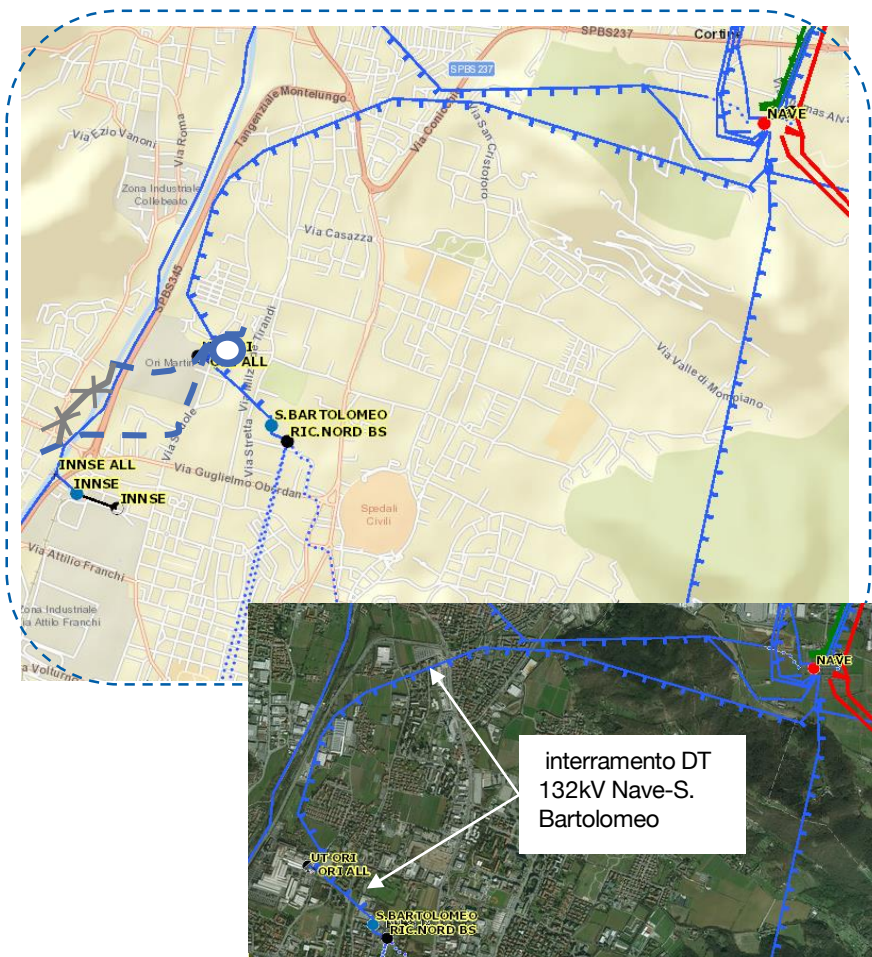


Intervento	
Descrizione	Nell'area del bresciano verranno eseguiti lavori di rifacimento e potenziamento delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna; si procederà a rimuovere le attuali connessioni rigide anche attraverso la realizzazione di un nodo RTN presso Bordogna.
Obiettivo 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

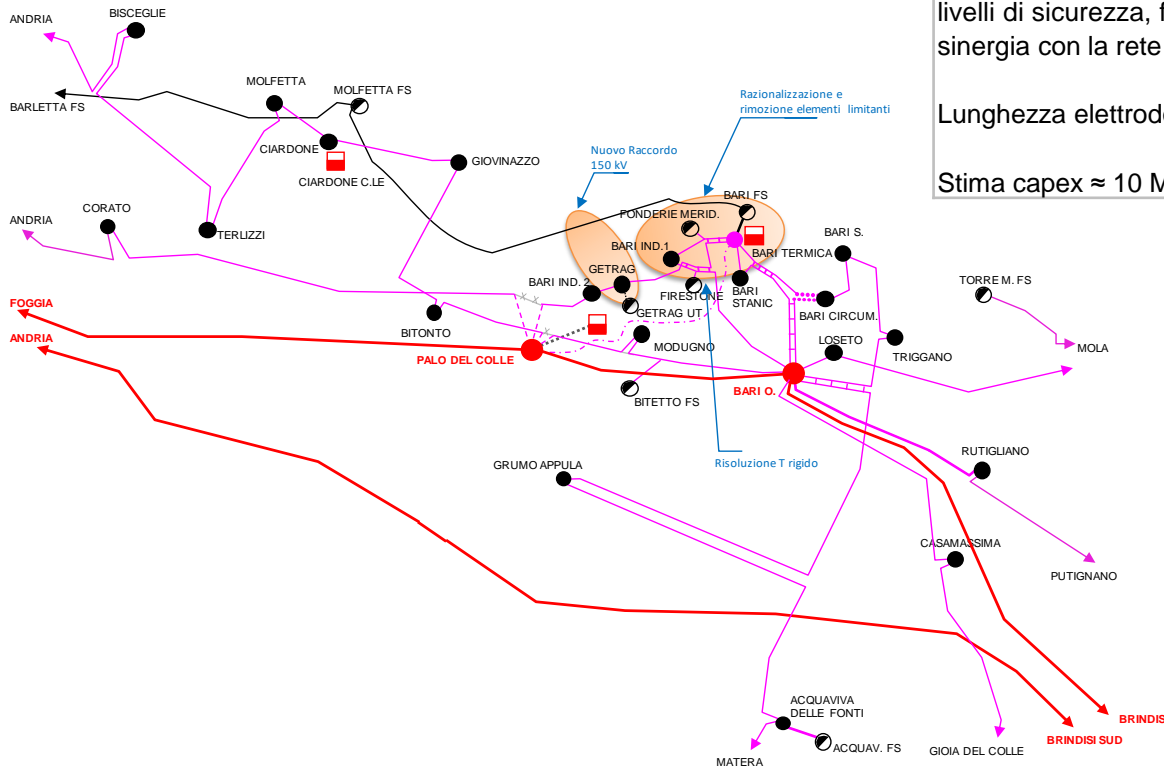
6

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

Descrizione intervento
<p>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.</p> <p>Lunghezza elettrodotto \approx 3 km</p> <p>Stima capex \approx 10 M€</p>



Scenari di riferimento

Principali enabler di sviluppo

Investimenti previsti nel Piano di Sviluppo 2019

Evoluzione ACB



Risultati attesi

Confronto indicatori ACB nazionale con ENTSO – E

L'Analisi Costi Benefici rappresenta uno dei pilastri del Piano di Sviluppo.

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	✓	

In ambito Nazionale alcuni **benefici di natura ambientale**, ad esempio quelli relativi alle emissioni inquinanti, vengono **valorizzati e monetizzati**

Overview nuovi benefici socio-ambientali

CRITICITÀ

L'ACB attuale include una serie di indicatori

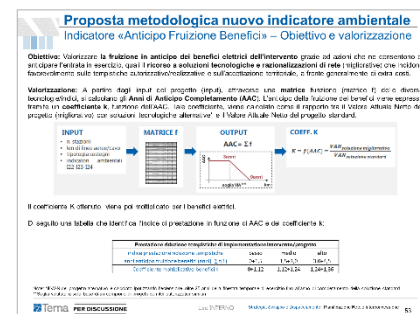
- **elettrici monetizzati**
- **ambientali monetizzati e non monetizzati**

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

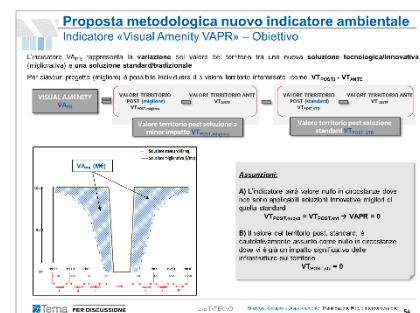
Gli indicatori di cui sopra non valorizzano i benefici addizionali a fronte di un extra-costi di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e/o a minore tempistica implementativa (cavi, sostegni Foster, Rosental, monostelo, opere di mascheramento)

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

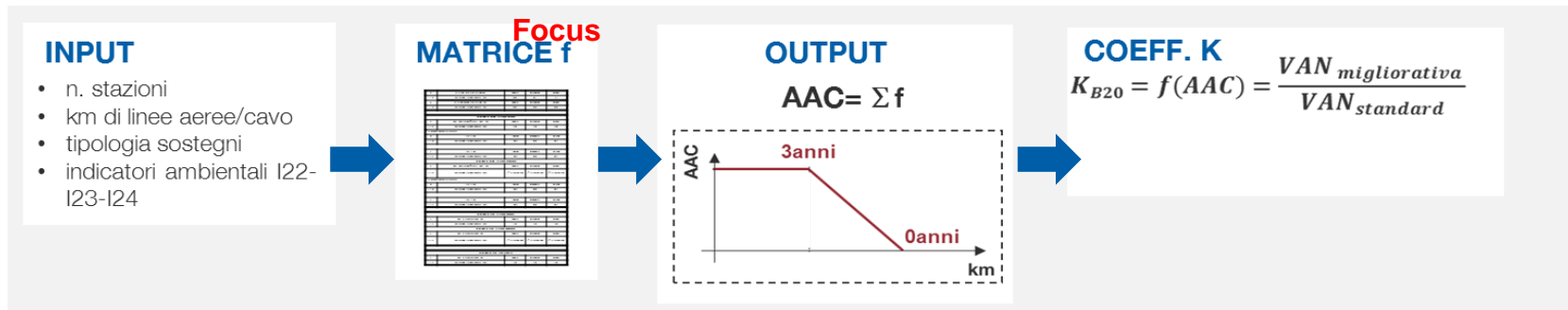


I nuovi indicatori permettono di valorizzare i benefici di **maggior sostenibilità territoriale e minore tempistica di implementazione** dei progetti a fronte di soluzioni a minore impatto (bilanciando i relativi extra-costi);
La nuova metodologia verrà applicata, a livello sperimentale, nel Piano di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

Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici» (B20) (1/2)

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 1,2 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 1 e 1,09
- **Medio:** quando il valore degli AAC è compreso tra 1,2 e 2,4 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 1,09 e 1,19
- **Alto:** quando il valore degli AAC è compreso tra 2,4 e 3,6 ed il valore del coefficiente k è compreso tra 1,19 e 1,29

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

Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici» (B20) (2/2)

ESEMPI DI APPLICAZIONE

Esempio 1

A) Soluzione standard: linea 9 km tra il nuovo nodo A e il nuovo nodo B (4km non trad + 5km trad)

B) Soluzione migliorativa: nuova linea di 15 km tra il nuovo nodo A e il nuovo nodo B

Consistenze: 4km non trad + 5km trad + 6km cavo = 15 km tot

B1)

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

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

B2) Indicatori km (km aggiuntivi rispetto alla soluzione standard):

I22 = - 6 ; I23 = - 1; I24 = - 2

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

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

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

D) Il coefficiente moltiplicativo benefici k è il rapporto tra:

$$k_{B20} = 1 + 0,08 * 1,8 = 1,14$$

+14%

Esempio 2

Descrizione progetto: nuova stazione

Consistenze: nuova S/E SF6

% SF6 = 1,0 $\rightarrow 0,66 \div 1,00 \rightarrow AAC = 1,0$ anni

Il coefficiente moltiplicativo benefici k è il rapporto tra:

$$k_{B20} = 1 + 0,08 * 1 = 1,08$$

+8%

Di seguito, si è ricondotto il rapporto tra i VAN tra la soluzione migliorativa e standard alla valorizzazione di un coefficiente moltiplicativo dei benefici.

Si è dimostrato che, ogni anno di anticipo fruizione benefici, comporta un +8% di valorizzazione dei benefici.

$$K_{B20} = \frac{VAN_{migliorativa}}{VAN_{standard}} = 1 + 0,08 * AAC \quad B20 = (K_{B20} - 1) * VAN_{standard}$$

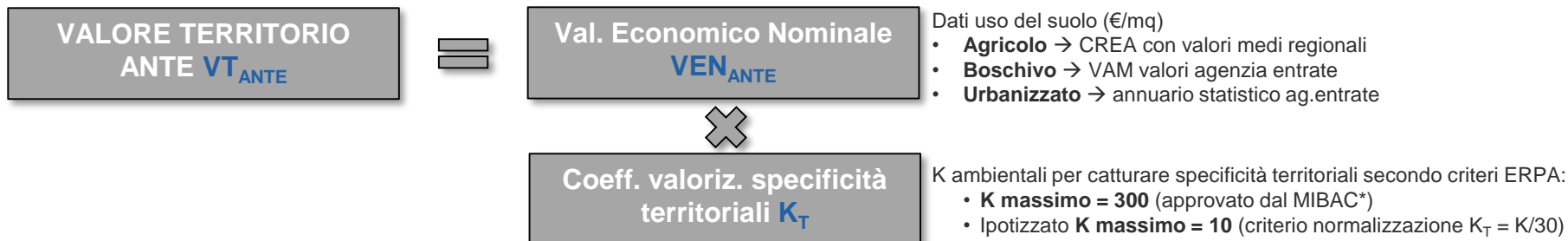
Punti di attenzione

- La modifica orizzonte temporale nel calcolo VAN non è prevista nell'ACB attuale
- K valorizzato nella fase conclusiva della concertazione e/o a seguito individuazione soluzione standard e soluzione migliorativa

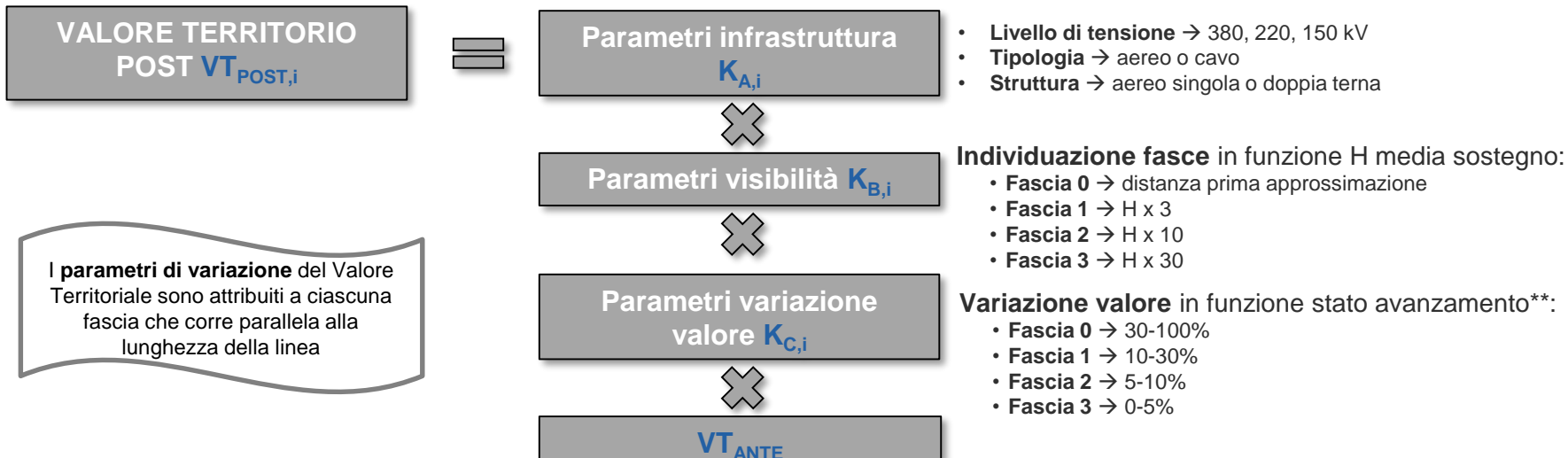
FASE 1 - Valorizzare il valore del territorio ante (1.A) e, per ciascuna soluzione i, il valore post (1.B).

Per ciascuna soluzione i si individua la **variazione** del Valore del Territorio $\Delta_i = VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$

1.A) Valore territorio ANTE-INTERVENTO



1.B) Valore del territorio POST-INTERVENTO (per ciascuna soluzione i)

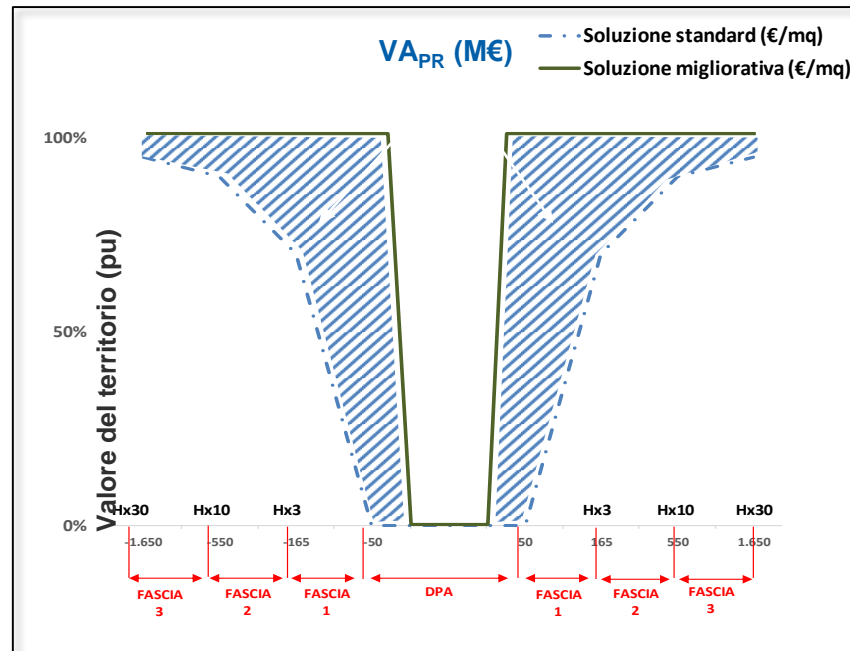
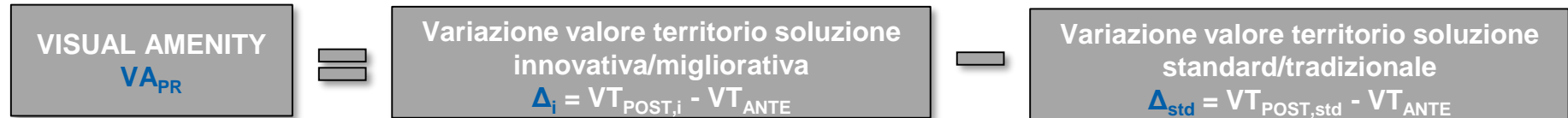


Note: (*) In assenza di informazioni (es. prima pianificazione) si può assumere K_T , cautelativamente pari a uno (**) a causa dell'incertezza delle aree interessate, i range di valorizzazione K_C sono più bassi nelle prime fasi di avanzamento del progetto

Indicatore «Visual Amenity VAPR» (B21) (2/5)

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 $VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$



Casistiche:

A. Interventi in cui **sono** individuate la soluzione migliorativa e la soluzione standard

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

B. Interventi in cui **non è individuabile una soluzione migliorativa**

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

C. Interventi in cui **non è individuabile la soluzione standard** (es. riassetti in aree urbanizzate)*

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

Il VA_{PR} è valorizzato nella fase conclusiva della concertazione e/o a seguito dell'individuazione della soluzione standard e della soluzione migliorativa. Il valore è aggiornato e dettagliato in conseguenza dell'avanzamento del progetto.

Note: (*) si assume che qualsiasi soluzione standard peggiori la soluzione esistente


Indicatore «Visual Amenity VAPR» (B21) (3/5)

RISULTATI

1. In funzione dello stato di avanzamento dell'intervento, nelle 4 fasce parallele all'opera, è stata assunta una differente percentuale dei **parametri K_c di variazione** del valore territoriale, rispettivamente pari a:
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 Vapr ottenuto secondo le ipotesi sovraesposte. L'incremento del NPV corrispondente è pari al VApr stesso.

Progetto	Valori PdS '18 Senza Visual Amenity (VA)		Valori Visual Amenity (VA)	
	IUS	VAN (M€)	VApr min (M€)	VApr max (M€)
Razionalizzazione Venezia – Padova	1,1	200	+7	+27
El.380 kV Udine Redipuglia	9	1640	+17	+40
El.380 kV Ch. Gulfi Ciminna	1,2	124	0	0
Anello Riccione – Rimini	2	42	+7	+45

 Focus slide successive

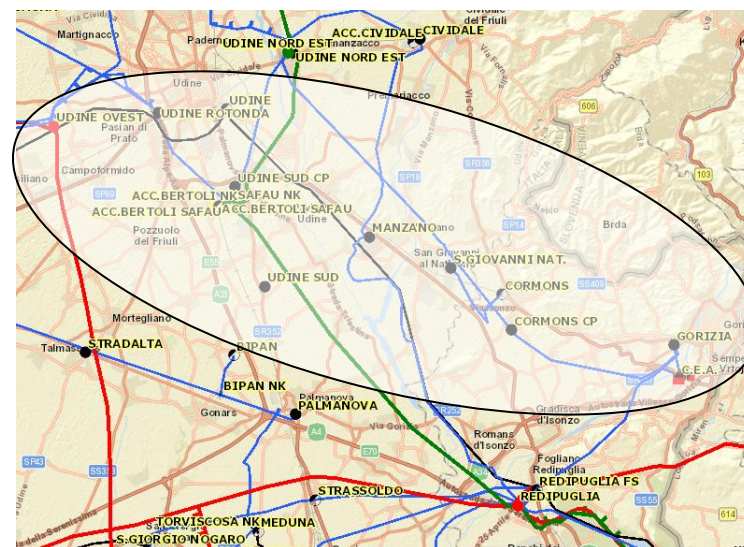
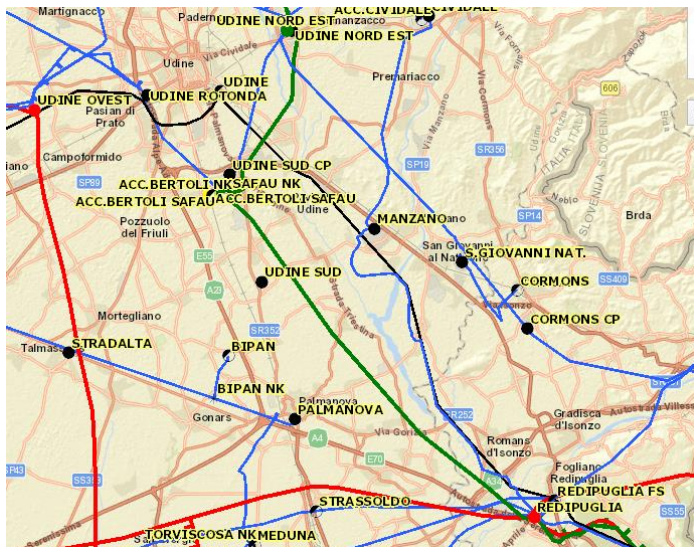
Indicatore «Visual Amenity VAPR» (B21) (4/5)

FOCUS INTERVENTO EL. 380 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.



TEST	Valori PdS '18 Senza Visual Amenity (VA)		Valore del VAPR (M€)	
	Capex (M€)	IUS	Valore minimo (deprezzamento minore in fase di pianificazione)	Valore massimo (deprezzamento maggiore nelle fasi avanzate)
El. 380 kV Udine – Redipuglia	170	9	+17	+40

Indicatore «Visual Amenity VAPR» (B21) (5/5)

FOCUS INTERVENTO ANELLO RICCIONE – RIMINI

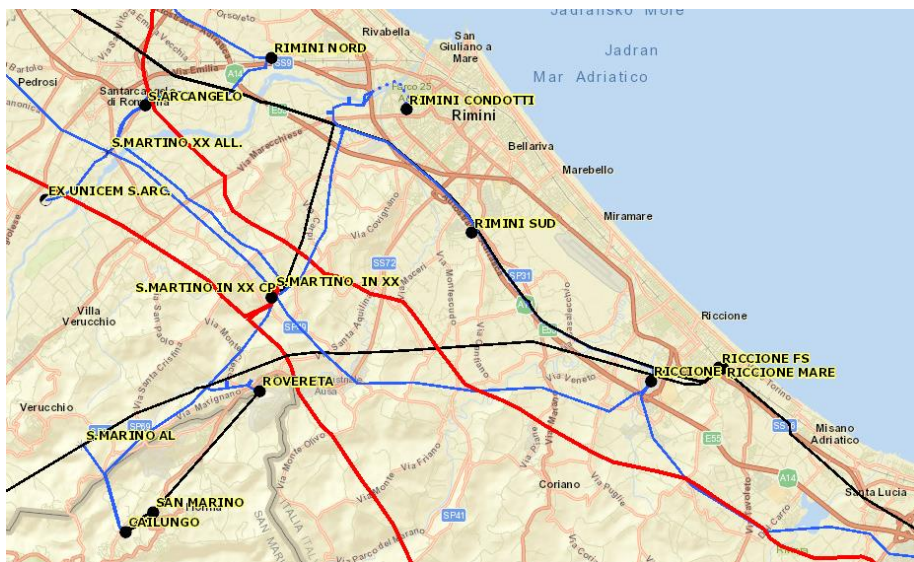
Soluzione standard: sul territorio è presente un significativo impatto delle infrastrutture, non possibile realizzare la soluzione standard

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

Linee ex-Rfi

Demolizioni



Valori PdS '18
Senza Visual Amenity (VA)

Valore del VAPr (M€)

TEST	Valori PdS '18 Senza Visual Amenity (VA)		Valore del VAPr (M€)	
	Capex (M€)	IUS	Valore minimo (deprezzamento minore in fase di pianificazione)	Valore massimo (deprezzamento maggiore nelle fasi avanzate)
Anello Riccione - Rimini	34	2	+7	+45

Scenari di riferimento

Principali enabler di sviluppo

Investimenti previsti nel Piano di Sviluppo 2019

Evoluzione ACB

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