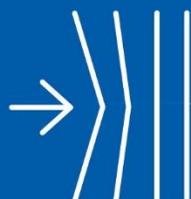


# CONSULTAZIONE PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2020

RAZIONALIZZAZIONI



RESILIENZA



ACQUISIZIONE  
ASSET DI RETE



INTEGRAZIONE  
FER



Il processo di **decarbonizzazione** del sistema elettrico sta entrando nella **fase operativa**. Gli **obiettivi sono confermati (PNEC)** così come i **fattori abilitanti la transizione ed il ruolo di guida di Terna**: gli esiti del **capacity market** confermano la validità dello strumento nello stimolare i necessari investimenti in nuova capacità a gas; **conclusa la consultazione relativa al progetto pilota** per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza **Fast Reserve**.

Il Piano di Sviluppo 2020 presenta importanti elementi di novità in particolare con riferimento alla Analisi Costi Benefici:

- › Nuovi scenari di riferimento (**3 scenari PNIEC, BAU e DEC**) condivisi il **tavolo di lavoro congiunto Terna e SNAM** il cui **orizzonte temporale** riguarda il 2040
- › Inclusione di **nuove schede «Premium»** riguardanti gli interventi di maggiore rilevanza nelle quali sono riportati **maggiori dettagli delle opere con focus specifici**, in particolare sul **Tyrrhenian Link**
- › **Implementazione di miglioramenti nel calcolo e nella presentazione** di dettagli come concordati in esito alle verifiche condotte dagli esperti

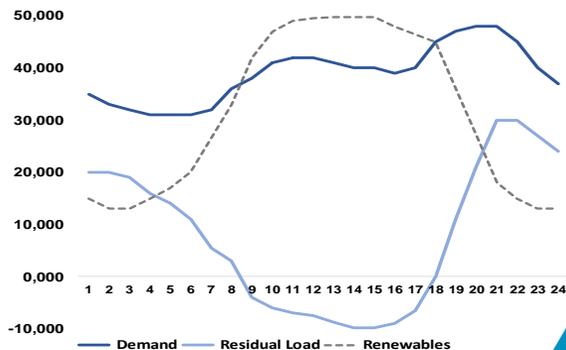
Sono confermate le **Linee Guida del Piano: Attenzione al Territorio, Esercizio della rete e Sostenibilità Ambientale** sviluppate in accordo a nuove linee di azione:

- **Razionalizzazioni** con particolare attenzione alle aree metropolitane, alle aree industriali caratterizzate da modifiche del contesto sociale e produttivo ed alle opportunità offerte dall'integrazione della rete RFI
- **Resilienza** estendendo la metodologia a varie tipologie di eventi estremi ed introducendo un nuovo approccio di valutazione di eventi a contingenze multiple
- Opportunità di **acquisto di asset funzionali** all'esercizio
- Abilitazione **dell'integrazione delle FER** e del **phase out impianti a carbone**

- › **Contesto e Scenari**
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico

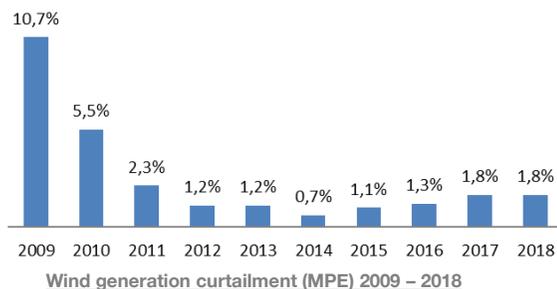
# Contesto Piano di Sviluppo 2020

## Gli impatti sul Sistema Elettrico

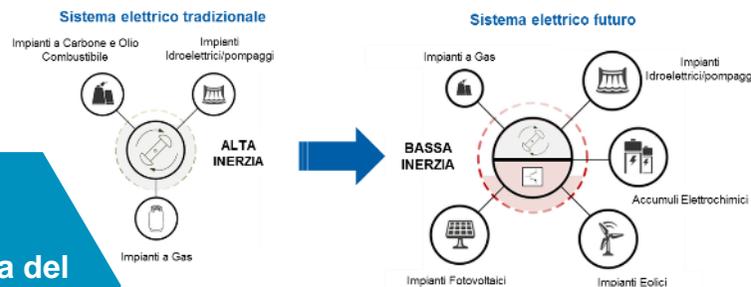


La penetrazione FER rende l'inseguimento della curva del carico residuo sempre più sfidante. Strumenti come gli accumuli e i peakers consentiranno un adeguato approvvigionamento di risorse flessibili

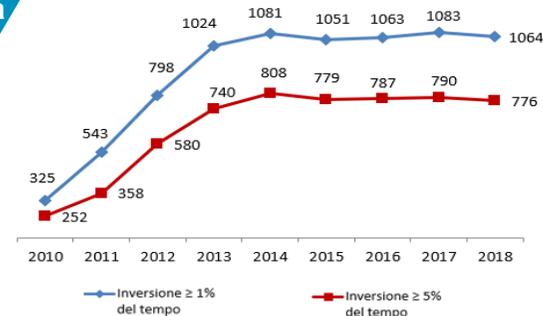
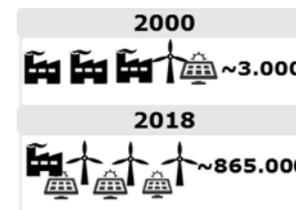
Limitare l'overgeneration e garantire la flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER



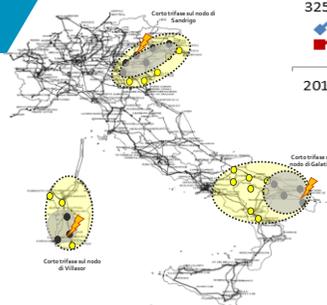
Impatto sulla qualità del servizio per la riduzione della potenza di cortocircuito dovuto alla progressiva diminuzione del numero dei generatori sincroni



Crescita esponenziale di impianti da produzione FER che rendono più complessa la gestione del Sistema



Sempre maggiore esigenza di nuove tecnologie in grado di sostenere l'enorme variabilità dei flussi di energia (e.g. HVDC di tipo VSC)



# Piano di Sviluppo 2020

## Scenari di riferimento | Gli scenari nazionali

- › Le Deliberazioni 654/17/eel e 689/17/gas hanno disposto il **coordinamento per lo sviluppo di scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto del settore elettrico e del gas** (analogamente al processo europeo)
- › Il 30 novembre 2017 Snam e Terna hanno individuato e sottoposto all'ARERA un **programma di lavoro per l'elaborazione di scenari congiunti e coordinati**, processo concluso il **30 Settembre 2019** con la pubblicazione del '*Documento di Descrizione degli Scenari 2019*'
- › Sono stati sviluppati **3 scenari di riferimento** il cui **orizzonte temporale** riguarda il 2040:

### Business As Usual – BAU

- Scenario a politiche correnti
- Technology-driven

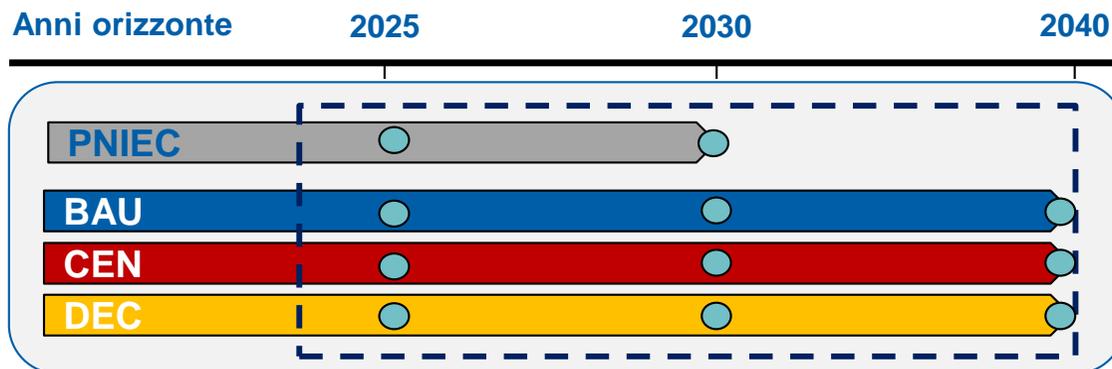
### Centralized – CEN

- Scenario di sviluppo di tipo centralizzato
- Policy-driven

### Decentralized – DEC

- Scenario di sviluppo di tipo distribuito
- Policy-driven

- › Tali scenari si aggiungono allo scenario PNIEC, scenario di policy nazionale che riguarda il 2030 a supporto della Proposta di Piano Nazionale per l'Energia e il Clima, inviata dal MiSE alla Commissione Europea l'8 Gennaio 2019



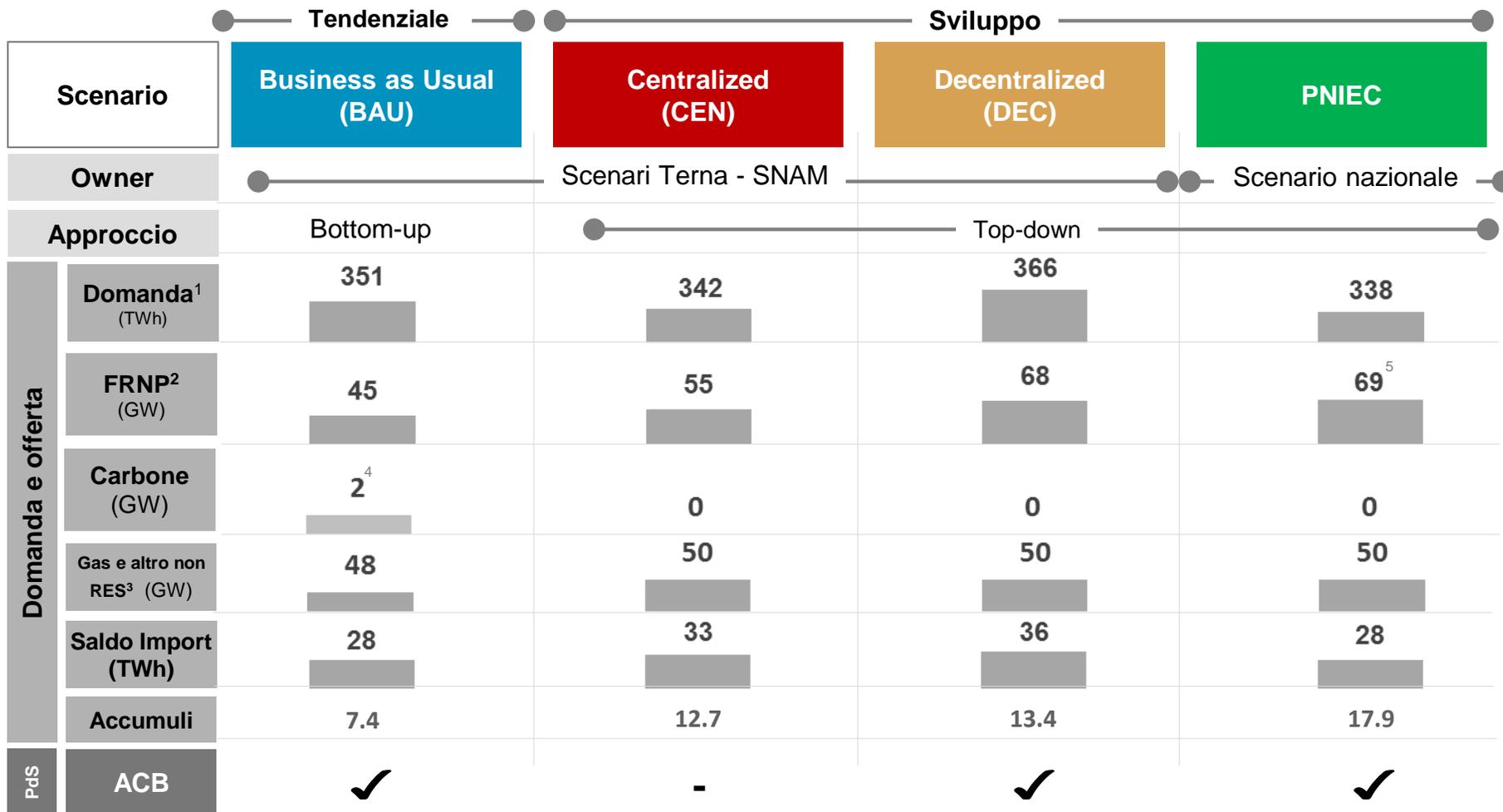
# Piano di Sviluppo 2020

Scenari di riferimento | Razionali sottostanti agli scenari

	Business as Usual (BAU)	Centralized (CEN)	Decentralized (DEC)	PNIEC
Raggiungimento target	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Scenario Technology-driven che <b>non prevede</b> il soddisfacimento di <b>target di policy</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Scenario Policy-driven</li> <li>› <b>Soddisfacimento target</b> nazionali ed europei</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Scenario Policy-driven</li> <li>› <b>Soddisfacimento target</b> nazionali ed europei</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Scenario Policy-driven</li> <li>› <b>Soddisfacimento target</b> nazionali ed europei</li> </ul>
Domanda	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Minime misure</b> di incentivazione dell'<b>efficienza energetica</b></li> <li>› <b>Moderata crescita veicoli ibridi e a gas e utilizzo</b> preminente di <b>caldaie a gas</b> per il riscaldamento residenziale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Pompe di calore a gas</b> per il riscaldamento residenziale</li> <li>› <b>Rapida diffusione veicoli a CNG e LNG</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Forte elettrificazione</b> dei consumi</li> <li>› <b>Pompe di calore elettriche</b> per il riscaldamento e diffusione <b>veicoli elettrici con smart charging</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Diffusione di <b>pompe di calore elettriche</b> per il riscaldamento civile e <b>veicoli elettrici</b></li> </ul>
Decarbonizzazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Phase-out</b> degli impianti di generazione a <b>carbone per merito economico (completo a partire dal 2040)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Totale phase-out</b> degli impianti termoelettrici a <b>carbone dal 2025</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Totale phase-out</b> degli impianti termoelettrici a <b>carbone dal 2025</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Totale phase-out</b> degli impianti termoelettrici a <b>carbone dal 2025</b></li> </ul>
Decentralizzazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Sistema prevalentemente di tipo centralizzato</b>, in coerenza con le politiche correnti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Forte crescita</b> di tecnologie rinnovabili/ low carbon, <b>programmabili e centralizzate</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Forte crescita</b> di <b>rinnovabili</b>, specialmente di <b>generazione distribuita non programmabile</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Forte crescita</b> delle <b>rinnovabili non programmabili</b>, specialmente <b>eolico e fotovoltaico</b></li> </ul>
Sistemi di accumulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Assenza di grandi investimenti</b> su nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Crescita sostenuta</b> di sistemi di accumulo, principalmente idroelettrici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Sviluppo sostenuto</b> di nuovi sistemi di accumulo, specialmente <b>elettrochimico</b> in virtù del loro <b>rapido progresso tecnologico</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› <b>Crescita sostenuta</b> di sistemi di accumulo, sia <b>idroelettrici</b> che <b>elettrochimici</b></li> </ul>

# Piano di Sviluppo 2020

Scenari di riferimento | Gli scenari nazionali - Focus 2030



- › Ai fini dell'applicazione dell'**Analisi Costi Benefici** agli interventi di piano, l'**ARERA**, con **comunicazione del 10 Luglio 2019**, ha evidenziato come **necessaria almeno l'inclusione nello scenario BAU** in quanto **contrastante con gli altri scenari di sviluppo**

# Piano di Sviluppo 2020

## Analisi Costi Benefici - Anni orizzonte e scenari di riferimento

### ACB 2.0 – Applicazione PdS 2020

- La delibera 627/2016 ha introdotto la **nuova metodologia analisi costi benefici**, cosiddetta **ACB 2.0**
- Il **Perimetro degli interventi su cui applicare l'ACB 2.0** è stato esteso a partire dal PdS 2018 agli interventi con costo stimato > di 15 mln€, includendo anche gli interconnector
- La proposta elaborata da Terna per la **scelta degli anni orizzonte** e degli **scenari** in cui **applicare agli interventi l'ACB**, per relativo anno di entrata in esercizio, è stata definita in linea con quanto indicato dalla **vigente delibera 627/16**

Anno di entrata in esercizio degli interventi	Categoria principale dell'intervento*	2025	2030		2040		
		PNIEC	PNIEC	DEC	BAU	DEC	BAU
<b>Breve – Medio Termine</b> (≤ 2025)	<i>Interconnessioni con l'estero, interzonali e intrazonali</i>	✓	✓		✓		
	<i>Qualità e Sicurezza</i>	✓			✓		
	<i>Integrazione RES</i>	✓	✓				
<b>Medio – Lungo Termine</b> (2026 - 2030)	<i>Interconnessioni con l'estero, interzonali e intrazonali</i>			✓	✓	✓	✓
	<i>Qualità e Sicurezza</i>				✓		✓
	<i>Integrazione RES</i>			✓		✓	
<b>Lungo Termine</b> ( > 2030)	<i>Interconnessioni con l'estero, interzonali e intrazonali</i>					✓	✓
	<i>Qualità e Sicurezza</i>						✓
	<i>Integrazione RES</i>					✓	

**Elaborata una proposta di scelta di anni orizzonte e scenari in cui effettuare l'analisi costi benefici degli interventi in base al relativo anno di entrata in esercizio, in linea con la vigente delibera 627/16**

\* Categorizzazione in linea con quanto previsto dalla Delibera 627/2016 e s.m.i

Nota: per le valutazioni dei grandi interventi di sviluppo, l'Analisi Costi Benefici viene applicata in tutti gli scenari disponibili per l'anno orizzonte in esame.

- › Contesto e Scenari
- › **Novità PdS20**
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico

La Delibera 627/2016 e la 692/2018 hanno introdotto la **metodologia analisi costi benefici**, cosiddetta **ACB 2.0**, che prescrive le **analisi** da associare agli interventi previsti in Piano di Sviluppo. Il **Perimetro degli interventi su cui applicare l'ACB 2.0** riguarda gli interventi con costo stimato > di 15 M€

### NOVITA' ACB PDS 2020



- › Nuovi scenari di riferimento (**3 scenari PNIEC, BAU e DEC**) condivisi in un tavolo di lavoro congiunto Terna e SNAM in linea con le raccomandazioni di ARERA
- › Identificazione di **3 anni studio 2025, 2030 e 2040**
- › Implementazione del **doppio VAN** rispettivamente alla data di completamento dell'intervento e alla data di predisposizione del PdS
- › **Rappresentazione di tutti i benefici** inclusi quelli negativi
- › È stato individuato un campione pilota di interventi per i quali sono stati valorizzati gli **indicatori B20 e B21**
- › Inclusione di **nuove schede «Premium»** riguardanti gli interventi di maggiore rilevanza nelle quali sono riportati maggiori dettagli delle opere con focus specifici includendo anche **sensitivity nel calcolo dello IUS** sia sul CAPEX che sul beneficio più rilevante, ossia il beneficio che genera il maggior contributo ai cash-flow nella vita utile del progetto



### RAPPRESENTAZIONE DI ULTERIORI INFORMAZIONI

- **«Sintesi Analisi Costi Benefici»:** per interventi con importo stimato superiore a 15 M€, con riferimento agli scenari considerati nel Piano di Sviluppo 2020 sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto all'anno di predisposizione del Piano ( $VAN_{PdS}$ );
- il Valore Attuale Netto al primo anno di cash flow ( $VAN_{COMPL}$ );
- l'investimento sostenuto e l'investimento complessivo stimato a vita intera.

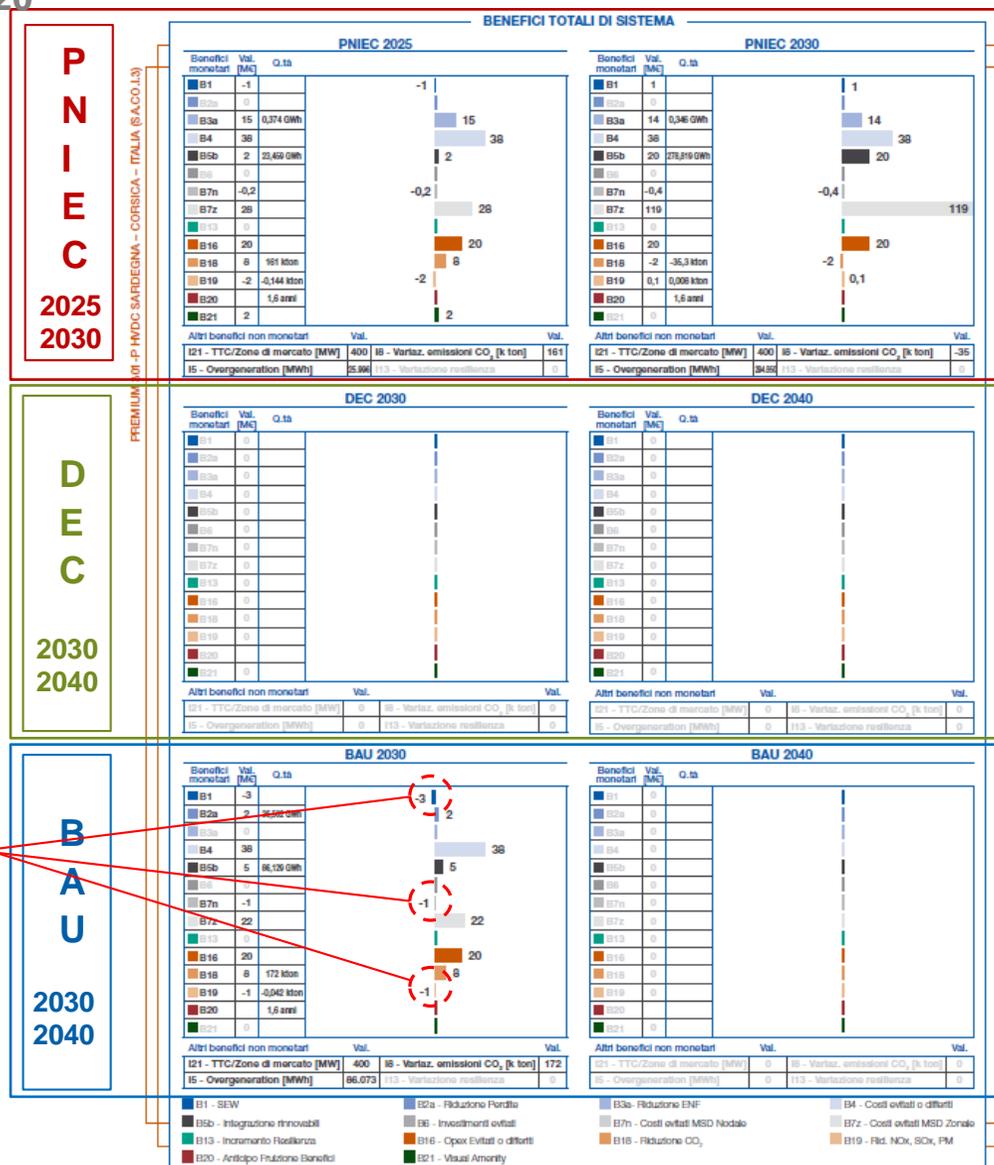
- **«Approfondimenti tecnici»** in cui ci saranno approfondimenti tecnici sul progetto, ed eventuali analisi di approfondimento condotti durante l'anno, approfondimenti inerenti l'analisi costi benefici quali descrizione/motivazione dei benefici valorizzati e menzione delle zone di mercato interessate dall'intervento.

- **«Sensitivity sul Beneficio rilevante e sull'investimento»** : in cui sono riportati i risultati delle sensitivity sui valori di IUS e VAN attraverso la variazione del beneficio più rilevante e del costo di investimento stimato di una percentuale da individuare caso per caso.

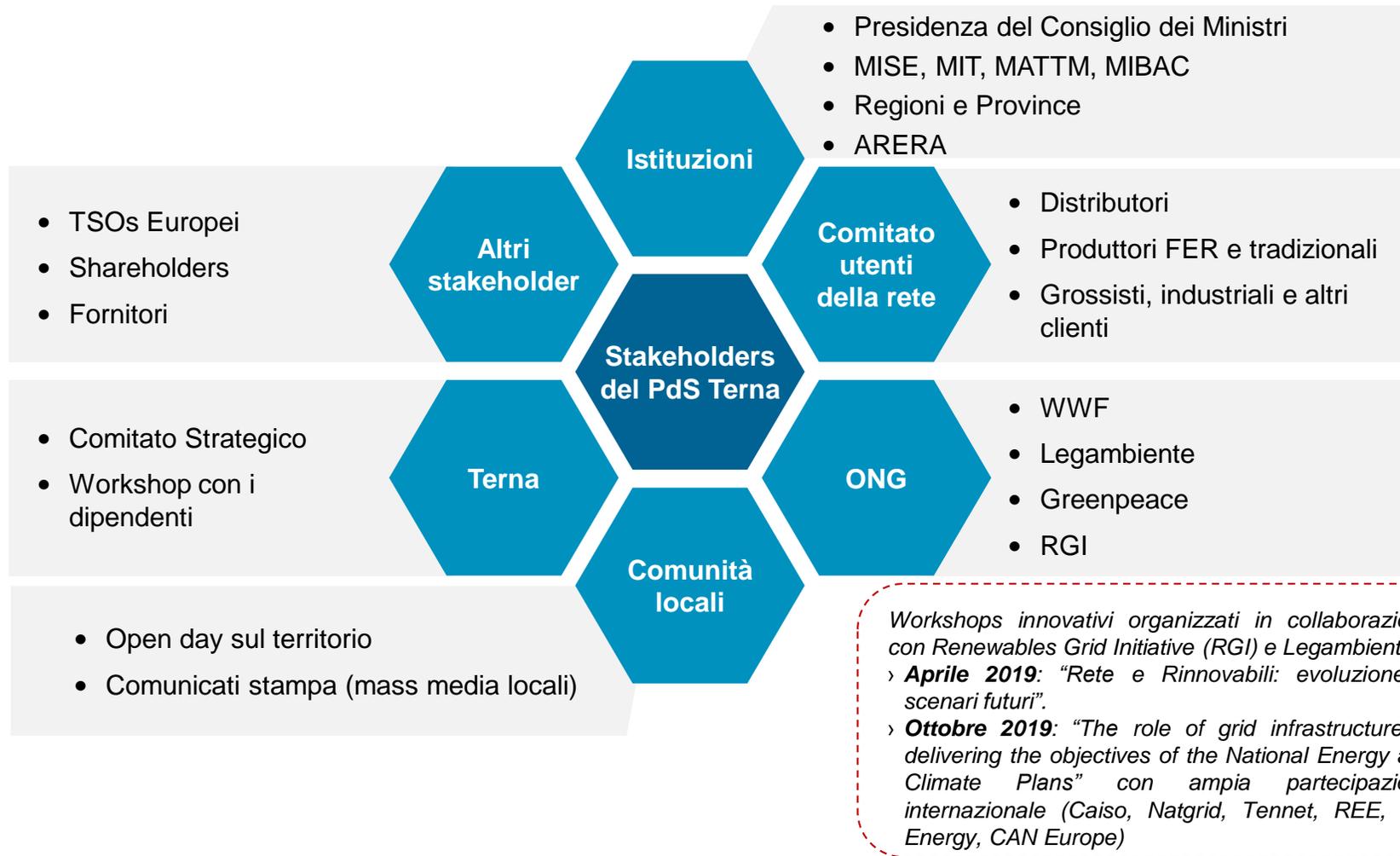
COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)				
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TINDP	IDENTIFICATIVO RIF	
301-P	2.4	299		
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO	
2011	579/2017	Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO				
L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un'eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe: • la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna; • la perdita di un collegamento attivo tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto tra le stesse aree di mercato; • un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica. Con riferimento all'ultimo punto, lo stesso gestore di rete corso (EDF) ha inoltrato una richiesta per un eventuale incremento dello scollamento presso				
APPROFONDIMENTI TECNICI				
<b>Approfondimenti tecnici sul progetto</b> In seguito agli studi effettuati – in condivisione con il gestore della rete corso EDF e tenuto conto anche delle loro esigenze, il nuovo HVDC SACCOI sarà in configurazione bipolare (LCC) e manterrà gli stessi nodi localizzativi rispetto all'attuale configurazione. In particolare, le stazioni di Suvereto e Condronghianu saranno costituite da due poli, per una potenza complessiva di 400 MW e una tensione di 200 kV. I collegamenti saranno suddivisi nel seguente modo: • Cavi Marini: 120 km c.a. • Cavo terrestre: 20 km c.a. • Linee aeree – rinnovamento asset esistente: 270 km c.a. Inoltre, per poter soddisfare i requisiti di esercizio del futuro collegamento e garantire un'efficace mutua interazione con gli HVDC elettricamente vicini, la soluzione impiantistica scelta consentirà di: • minimizzare il numero delle manovre commutazioni con un'opportuna progettazione del sistema di regolazione e dei parametri di funzionamento del convertitore, nonché del sistema di raffreddamento valvole e un'adeguata progettazione dei filtri; • migliorare la gestione del reattivo con particolare attenzione al sostegno della tensione in modo coordinato con i compensatori sincroni; • eseguire le inversioni del collegamento principale mantenendo con un polo l'alimentazione del nodo di Luciana a 75 MW; • implementare lato dc dei sezionatori per consentire le inversioni lente di polarità, mantenendo la polarità preesistente delle linee in corrente continua;				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, PNIEC 2030				
Voci		SENSITIVITY +/- 10%		
	Investimento	WORST	FAIR	BEST
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	843 ME	766 ME	690 ME
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	1.238 ME	1.378 ME	1.513 ME
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	$VAN_{PdS}$	1.786 ME	1.999 ME	2.212 ME
	$VAN_{COMPL}$	2.090 ME	2.339 ME	2.588 ME
IUS	3,3	3,8	4,5	
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, BAU 2030				
Voci		SENSITIVITY +/- 10%		
	Investimento	WORST	FAIR	BEST
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato PdS	451 ME	501 ME	551 ME
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato anno di completamento	507 ME	563 ME	620 ME
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	$VAN_{PdS}$	546 ME	671 ME	794 ME
	$VAN_{COMPL}$	638 ME	785 ME	932 ME
IUS	1,7	2,0	2,3	

### RAPPRESENTAZIONE DEI BENEFICI

- Calcolo dei benefici per ogni anno studio;
- Definizione di **3 anni studio** per intervento:
  - breve termine (2025)
  - medio termine (2030)
  - lungo termine (2040)
- Rappresentazione grafica dei **benefici per istogramma**
- **Quantificazione fisica** (MWh, ton, etc..) da cui deriva la relativa valorizzazione economica
- Nel PdS 2020 le analisi costi benefici degli interventi tengono conto dei **valori negativi** degli indicatori



- › Contesto e Scenari
- › Novità PdS20
- › **Linee Guida e Principali Linee di Azione**
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico



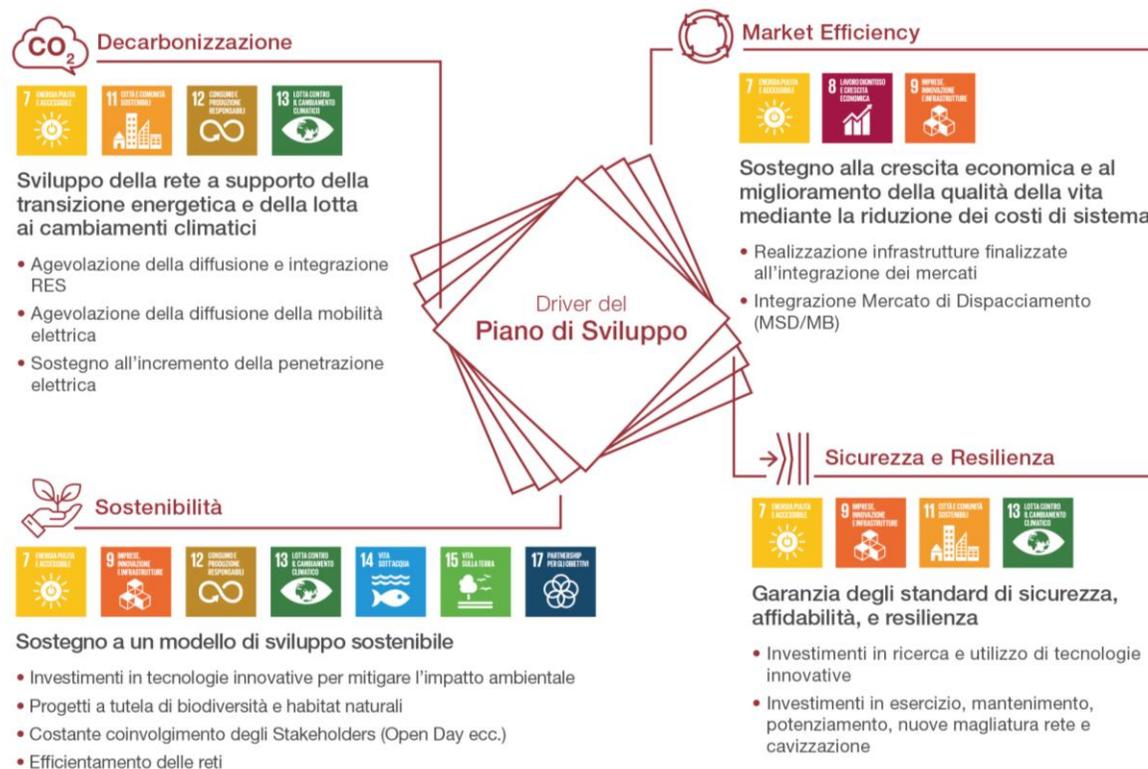
*Continua il confronto con le istituzioni ed enti locali, associazioni ambientaliste e dei consumatori, e istituti di ricerca, sulle sfide poste dalla transizione energetica e sulle possibili soluzioni.*

# Piano di Sviluppo 2020

## Inquadramento generale | Driver di piano

Lo sviluppo della rete rappresenta uno dei principali fattori abilitanti del processo, complesso e sfidante, di transizione verso il sistema energetico futuro.

Il Piano di Sviluppo di Terna ha come obiettivo quello di disegnare la rete di domani e per far ciò sono stati individuati quattro driver



Nell'ottica dello **sviluppo sostenibile** Terna allinea i **driver di Piano** alla sfida dell'**Agenda 2030 dell'ONU**, declinata nei 17 SDGs



**Confermati e declinati i principali driver di Piano di Sviluppo**, in linea con lo scorso anno

Sulla base di questi driver, Terna individua specifiche linee guida alla base del processo di pianificazione, ovvero **attenzione al territorio**, **esercizio della rete** e **sostenibilità ambientale**

### Principali Linee di Azione

LINEE GUIDA PIANO DI SVILUPPO



ATTENZIONE AL TERRITORIO



ESERCIZIO DELLA RETE



SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

#### RAZIONALIZZAZIONI



- › Aree Metropolitane
- › Aree Critiche
- › Accordi/Impegni Locali
- › Ottimizzazione Rete ex RFI

#### RESILIENZA



- › Sviluppo nuova metodologia **risk-based**
- › Valutazione altri eventi climatici oltre a «Ghiaccio-Neve»
- › Interventi infrastrutturali

#### ACQUISIZIONE ASSET DI RETE



- › Acquisizioni di Cabine AT/AT e Altri Asset finalizzate alla risoluzione di criticità di esercizio

#### INTEGRAZIONE FER



- › Evoluzione FER
- › Interconnessioni
- › Phase Out Carbone



Principali linee guida in continuità con PdS2019

RAZIONALIZZAZIONI	RESILIENZA	ACCORDI E IMPEGNI LOCALI	INTEGRAZIONE CON IL TERRITORIO
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

Tra gli obiettivi che Terna si pone, sicuramente uno dei principali è quello di raggiungere una **pianificazione sempre più «sostenibile»**.

In tale ottica sono stati previsti **nuovi interventi** finalizzati a **razionalizzare la rete**.

Le principali linee di azione per poter favorire uno sviluppo di una rete sempre più integrata con il Territorio sono:

### LINEE GUIDA PIANO DI SVILUPPO

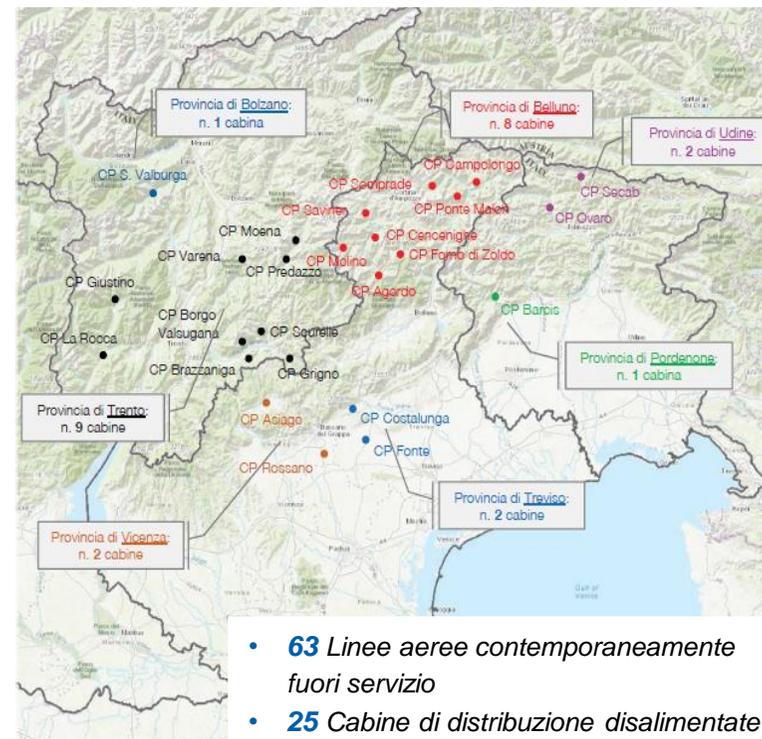
- **Aree Metropolitane**  
*Particolare attenzione ai potenziamenti della rete per risolvere le criticità legate all'urbanizzazione*
- **Accordi e Impegni Locali**  
*Massimo impegno nell'identificare soluzioni tecnicamente compatibili con la sicurezza, continuità e affidabilità del servizio elettrico tenendo conto delle esigenze del territorio*
- **Ottimizzazione Rete RFI e Linee a ridotto utilizzo**  
*Individuare le migliori soluzioni tecnologiche ed eventuali sviluppi di rete per migliorare l'affidabilità e l'integrazione della rete ex RFI*
- **Aree Industriali legate a modifiche del contesto sociale e produttivo**  
*Razionalizzazione della rete in sinergia con le richieste di incremento potenza da parte di utenti in consumo*



NORMALIZZAZIONE	RESILIENZA	ACQUISIZIONE PIÙ SERVIZI	INTERAZIONE PIÙ
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

- › La metodologia impiegata per la stima del beneficio Resilienza B13 nel Piano di Sviluppo 2020 è **in linea** con quella adottata nel **Piano di Sviluppo 2019**.
- › Terna sta sviluppando una nuova metodologia **che consentirà di quantificare la probabilità di guasti e contingenze multiple**, causate da diverse tipologie di eventi, nonché di valutare il loro impatto sul sistema elettrico, in termini di disalimentazioni, considerando i possibili effetti a cascata (N-k)
- › L'applicazione di questa **metodologia di valutazione risk-based** della resilienza **sarà applicata gradualmente alle aree** nelle quali si **ipotizzano nuovi interventi infrastrutturali** che garantiscano la continuità del servizio di fornitura di energia elettrica, e sarà utilizzata anche per la **valutazione di altri eventi climatici**, oltre quelli legati al ghiaccio e alla neve

### Ottobre 2018 - Ondata di maltempo in Triveneto



RAZIONALIZZAZIONE	RESILIENZA	ACQUISIZIONE ASSET DI RETE	INTEGRAZIONE FCR
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

L'acquisizione di **elementi di rete funzionali** alla trasmissione, ad oggi nella disponibilità di terzi, è tra i fattori abilitanti di una gestione sempre più integrata della sicurezza della rete elettrica nazionale, e potrà contribuire alla **risoluzione di criticità** nella gestione della RTN, in **sinergia con interventi** sulla RTN già pianificati o futuri.

LINEE GUIDA PIANO DI SVILUPPO



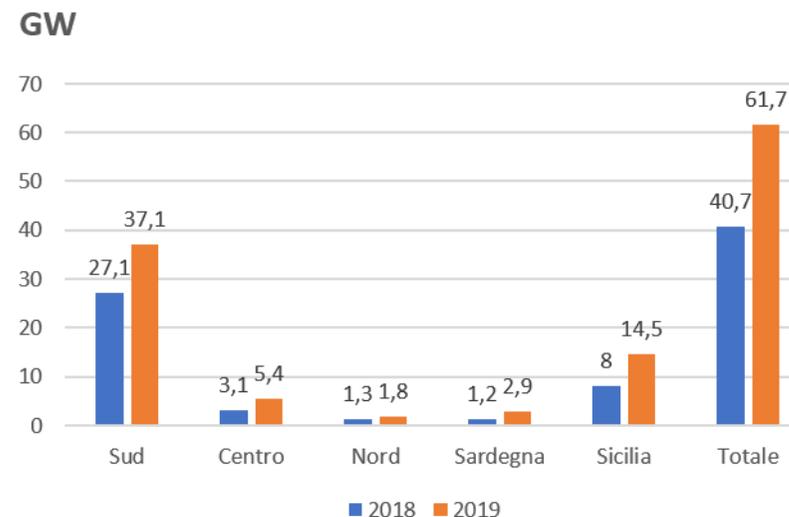
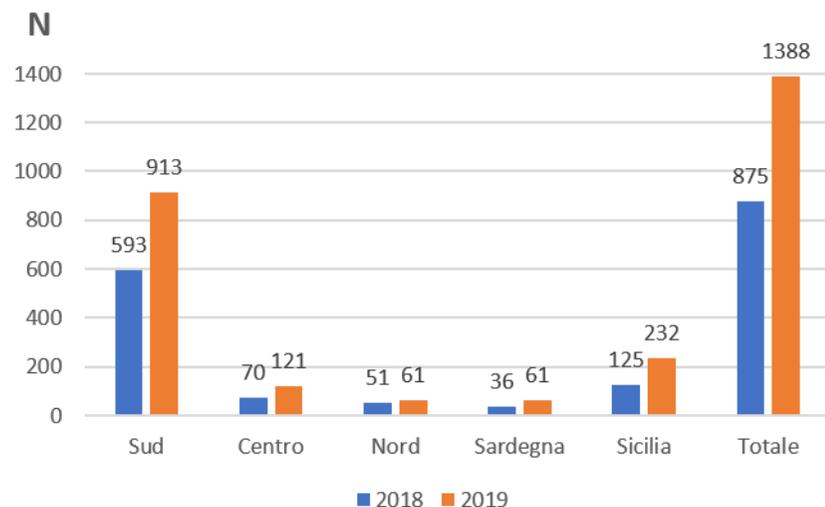
■ Regioni con presenza di CP AT/AT in fase di analisi



- *Le analisi svolte hanno portato all'identificazione di elementi di rete di interesse, come ad esempio le Cabine Primarie funzionali alla trasmissione*
- *Nei casi identificati è stata confermata la disponibilità dei terzi alla cessione degli asset, da confermare in esito alle valutazioni tecnico-economiche*



### EVOLUZIONE RICHIESTE FER



Per quanto attiene le iniziative produttive da fonte rinnovabile (dati al 31.12.2019), si evidenzia che:

- **Sud e Isole** coprono numericamente l'**87 % delle richieste** (per una potenza equivalente di oltre l'88% del totale);
- si registra un **forte incremento delle richieste di connessione per impianti fotovoltaici** e per nuovi impianti di distribuzione o potenziamenti di impianti esistenti da parte dei distributori locali, finalizzati alla raccolta FER.

- › Contesto e Scenari
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
    - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico

# Piano di Sviluppo 2020

Razionalizzazioni RTN | Nuove proposte allo studio



Demolizioni: ~ 1.000km

ACQUEDOTTI	RTN	ACQUEDOTTI	RTN
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

## Area Milano 470km

Razionalizzazione Valchiavenna/Valtellina

- › Realizzazione nuovo 380kV da Mese
- › Razionalizzazione rete sottostante

## Area Milano 30km

Razionalizzazione area Brianza

- › Variante 380kV Bulciago-Bovisio per rimozione limitazioni
- › Dismissione tratto 380kV in area urbanizzata
- › HVDC Verderio-Sils

## Area Firenze 23km

Razionalizzazione area Piombino

- › Nuova stazione 380 kV di trasformazione da collegare mediante brevi raccordi a 380 kV agli elettrodotti 380 kV "Piombino C.le – Suvereto".

## Area Roma 70km

Razionalizzazione Appenino Umbro

- › Demolizione direttrice ex Rfi Genga-Rocca Priora – Fossato
- › Raccordi Genga e lesi RT su elettrodotto 132kV

## Area Napoli 82km

Razionalizzazione in Calabria:

- › Creazione petali intermedi Palmi (costa tirrenica) e Pizzo (costa meridionale) con dismissione linee obsolete 60kV

## Area Palermo 6km

Razionalizzazione Caltanissetta

- › e-e su Caltanissetta RT 150kV Caltaniss.-Marianopoli
- › Dismissione S.Caterina – Caltanissetta RT

## Area Padova 83km

Razionalizzazione area di Verona

- › Creazione sez. 220kV Ricev.Sud con eliminazione sez.220kV Ric.Ov.
- › Demolizione di elettrodotti 132kV
- › Chiusura antenna utente Acc. Verona

## Area Padova 20km

Riassetto rete tra Castegnero e Montegalda  
Riassetto rete tra Abano e Monselice

## Area Firenze 22km

Razionalizzazione tra Parma e Piacenza

- › Dismissione 132 kV
- › Raccordi 132 kV

## Area Roma 80km

Razionalizzazione costa Marchigiana

- › Demolizioni direttrice Rocca P. – Loreto – Porto S.Giorgio FS
- › Raccordi Loreto e S.Giorgio RT

## Area Roma 6km

Razionalizzazione area  
S. Benedetto del Tronto

## Area Napoli 50km

Razionalizzazione Barletta – Andria – Trani

- › Raccordo Barletta Rfi su 150kV Barletta-Barletta Rfi
- › Dismissione tratto Barletta Rfi- Molfetta e Molfetta FS – Bari FS
- › e-e Molfetta Rfi su 132kV Molfetta - Ciardone



### Overview del progetto

La porzione di rete primaria della Brianza è interessata da notevoli transiti di energia, dovuti essenzialmente all'import con la Svizzera e al carico ingente della regione, infatti l'area interessata da tale intervento di sviluppo è caratterizzata da un'intensa urbanizzazione.

L'intervento consta nella razionalizzazione della porzione di rete presente in Brianza in modo da:

- > consentire una migliore gestione dei transiti di energia;
- > ottimizzare l'utilizzo dei corridoi elettrici presenti in zona, riducendone l'impatto sul territorio ed evitando l'introduzione di nuovi elettrodotti.

L'intervento di sviluppo rete, in tal modo, consente di garantire le condizioni di sicurezza e affidabilità della rete di trasmissione, incrementando la qualità del servizio e creando benefici sia per il sistema elettrico che per il territorio.



### Principali caratteristiche intervento

 **Obiettivo:** qualità del servizio, congestioni INTER / INTRA

 **Finalità:** sicurezza e resilienza, market efficiency, sostenibilità

 **Investimento** {  
 Stimato: 230 M€  
 Sostenuto: 0 M€

### Previsione tempistica intervento



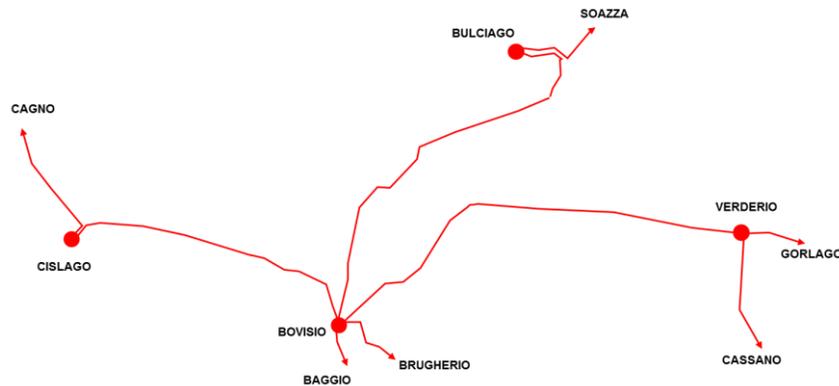
Sintesi risultati ACB DEC-40					
Benefici Base			Benefici Totali		
IUS	VAN <sub>PDS</sub>	VAN <sub>COMPL</sub>	IUS	VAN <sub>PDS</sub>	VAN <sub>COMPL</sub>
5,0	555 M€	999 M€	5,0	555 M€	999 M€

ACQUEDOTTO SUD-EST	ACQUEDOTTO SUD-OVEST	ACQUEDOTTO NORD-OVEST	ACQUEDOTTO NORD-EST
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

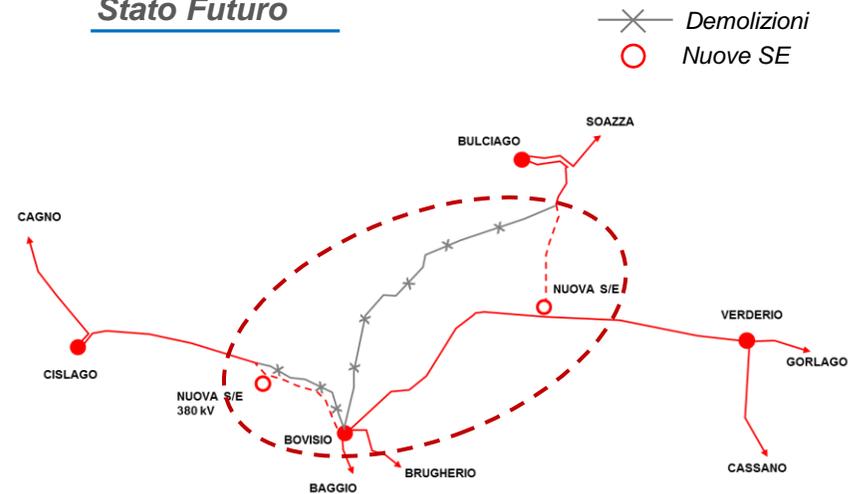
Il complesso di tali opere consentirà di superare gli eventuali limiti di rete presenti nella porzione di rete e garantire una gestione più flessibile della porzione di rete di trasmissione in questione anche in funzione dei futuri progetti di sviluppo di interconnessione.

Necessità di intervenire nell'area anche in considerazione dell'**evoluzione del sistema elettrico e dei flussi di energia**

### Stato Attuale



### Stato Futuro



✕ Demolizioni  
○ Nuove SE

ACQUISIZIONE RACCORDI	AVVIO OPERE	ACQUISIZIONE RACCORDI	AVVIO OPERE
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

### Overview del progetto

L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete marchigiana a 132 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico e minimizzare l'impatto sul territorio. La direttrice è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende dalle stazioni (SE) di P.S. Giorgio RT fino a Rocca Priora RT, alimentando utenze del servizio ferroviario della dorsale adriatica.

La soluzione di sviluppo individuata è caratterizzata da semplici e immediati interventi, ma al tempo stesso consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e in termini di riduzione degli impatti territoriali. La soluzione, infatti, permetterà di ottimizzare il tracciato, incrementando la magliatura di rete e sfruttando la possibilità di dismettere - in funzione delle condizioni di sicurezza della RTN - le infrastrutture il cui utilizzo sarà superato dal nuovo intervento di sviluppo. L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV presso la SE Loreto RT in e-e all'elettrodotto 132 kV CP Sirolo – CP Loreto e di raccordi presso la SE P.S. Giorgio RT in e-e all'elettrodotto 132 kV CP P.S. Elpidio – CP Colmarino.



### Principali caratteristiche intervento

 **Obiettivo:** qualità del servizio, integrazione RFI

 **Finalità:** sicurezza e resilienza

€ **Investimento** {  
Stimato: 10 M€  
Sostenuto: 0 M€

### Previsione tempistica intervento



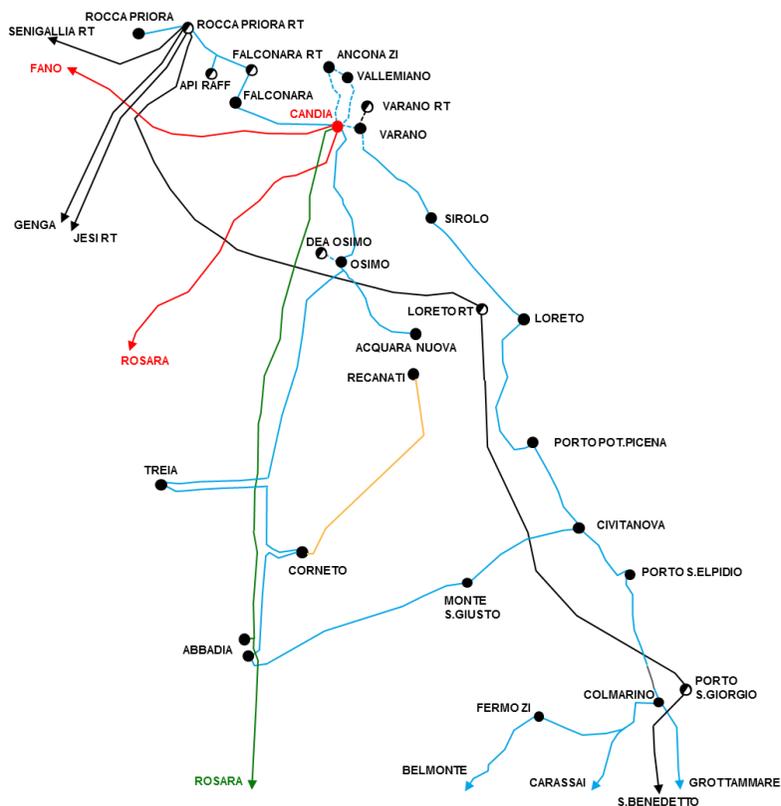
# Piano di Sviluppo 2020

## Razionalizzazioni RTN | Rete AT Costa Marchigiana (2/2)

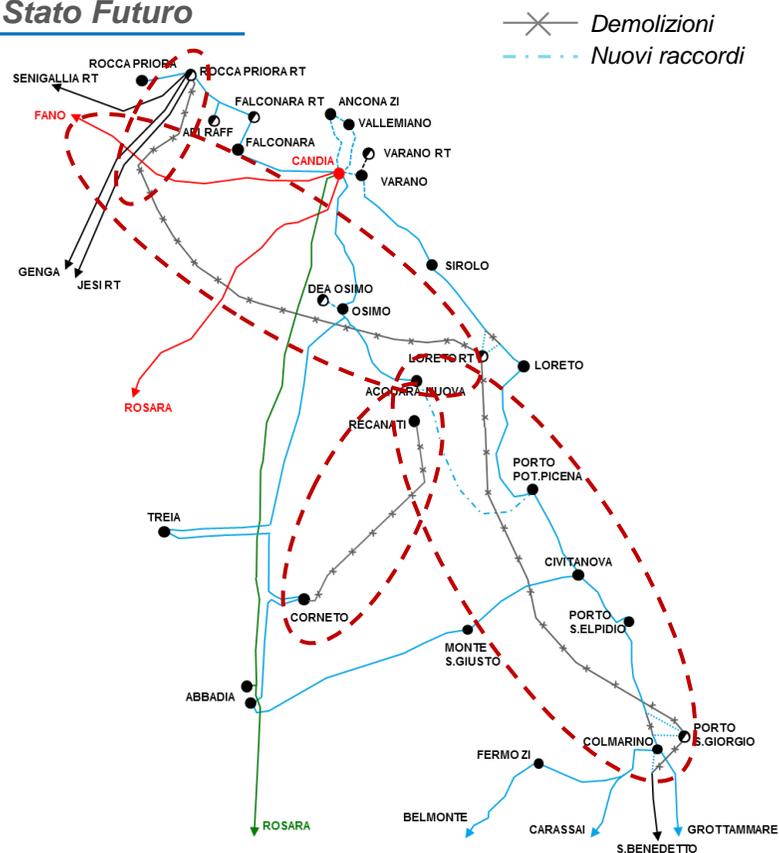
ROCCAPRIORA	API RAFF	ACQUARA NUOVA	SILVANOVA
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

L'obiettivo dell'intervento è quello di **superare i limiti delle infrastrutture vetuste e inadeguate** per gli scenari di sviluppo futuri attraverso **l'integrazione con la RTN**. Ciò consentirà anche di **ottimizzare lo sfruttamento del territorio** riducendo il numero di elettrodotti che insistono sugli stessi corridoi attraverso la demolizione di ca. 60km di linee ex RFI. **Il territorio** liberato sarà restituito a beneficio **delle zone urbanizzate e località turistiche**

### Stato Attuale



### Stato Futuro



ACQUEDOTTI	60 KV BNCI	ACQUEDOTTI	60 KV BNCI
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

### Overview del progetto

L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame a 60 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare la qualità e l'affidabilità del servizio elettrico e al tempo stesso ottimizzare lo sfruttamento dei corridoi elettrici. La soluzione di sviluppo proposta consentirà il superamento dei limiti tecnici legati all'attuale rete a 60 kV. La porzione di rete interessata dall'intervento, riguarda le stazioni RT di Gallico, Favazzina, Palmi, Nicotera e Mileto. La soluzione di sviluppo individuata è caratterizzata da semplici e immediati interventi, ma al tempo stesso consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e in termini di riduzione degli impatti territoriali. La soluzione, infatti, permetterà di ottimizzare il tracciato, incrementando la magliatura di rete e sfruttando la possibilità di dismettere - in funzione delle condizioni di sicurezza della RTN - le infrastrutture il cui utilizzo sarà superato dal nuovo intervento di sviluppo. L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi tra CP Gallico e Gallico RT e tra CP Palmi e Palmi RT, nonché la richiusura delle isole di carico a 60 kV Gallico-Favazzina e Palmi-Mileto. Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.



### Principali caratteristiche intervento



Obiettivo: **qualità del servizio, integrazione RFI**



Finalità: **sicurezza e resilienza**



Investimento

Stimato: **7 M€**

Sostenuto: 0 M€

### Previsione tempistica intervento



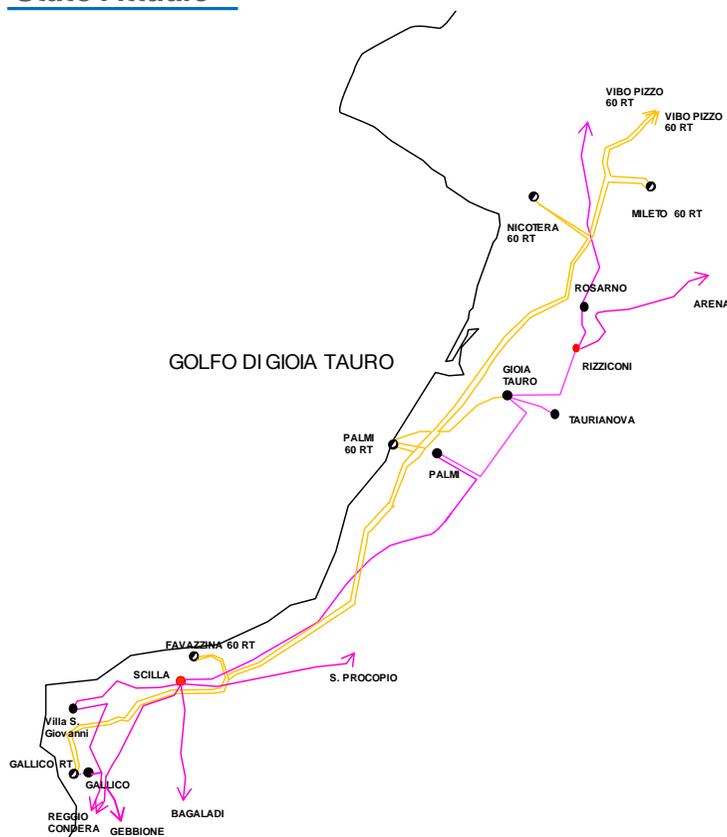
# Piano di Sviluppo 2020

## Razionalizzazioni RTN | Rete AT Golfo di Gioia Tauro (2/2)

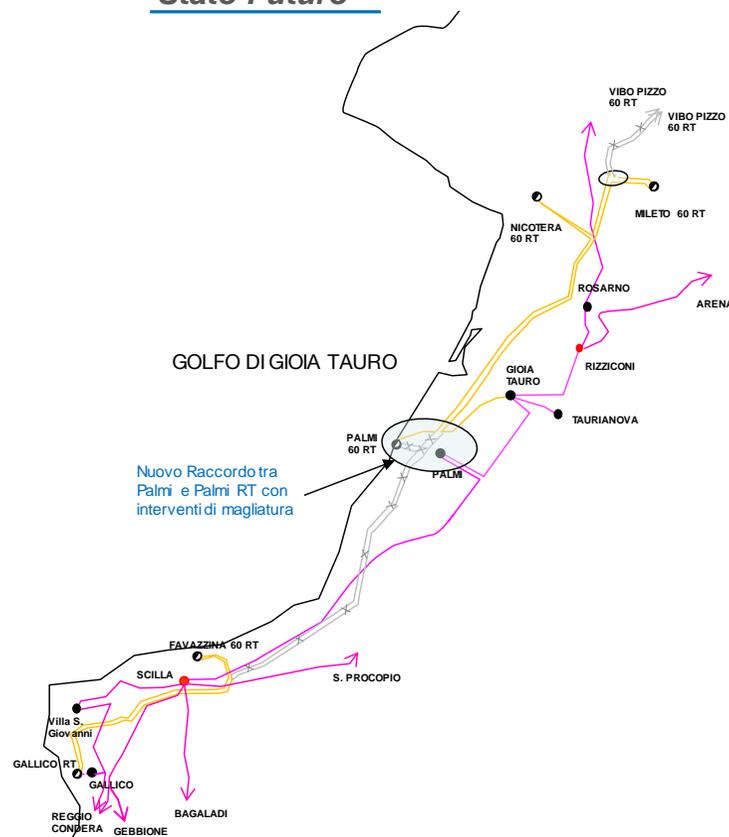
ACQUEDOTTI SULLA LINEA	ACQUEDOTTI SULLA LINEA	ACQUEDOTTI SULLA LINEA	ACQUEDOTTI SULLA LINEA
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

L'obiettivo dell'intervento è quello di **superare i limiti delle infrastrutture vetuste e inadeguate** per gli scenari di sviluppo futuri attraverso **l'integrazione con la RTN**. Ciò consentirà anche di **ottimizzare lo sfruttamento del territorio** riducendo il numero di elettrodotti che insistono sugli stessi corridoi attraverso la demolizione di ca. 40km di linee ex RFI. **Il territorio liberato** sarà restituito a beneficio **delle zone urbanizzate e località turistiche**

### Stato Attuale



### Stato Futuro



- › Contesto e Scenari
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › [Focus Tyrrhenian Link](#)
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico

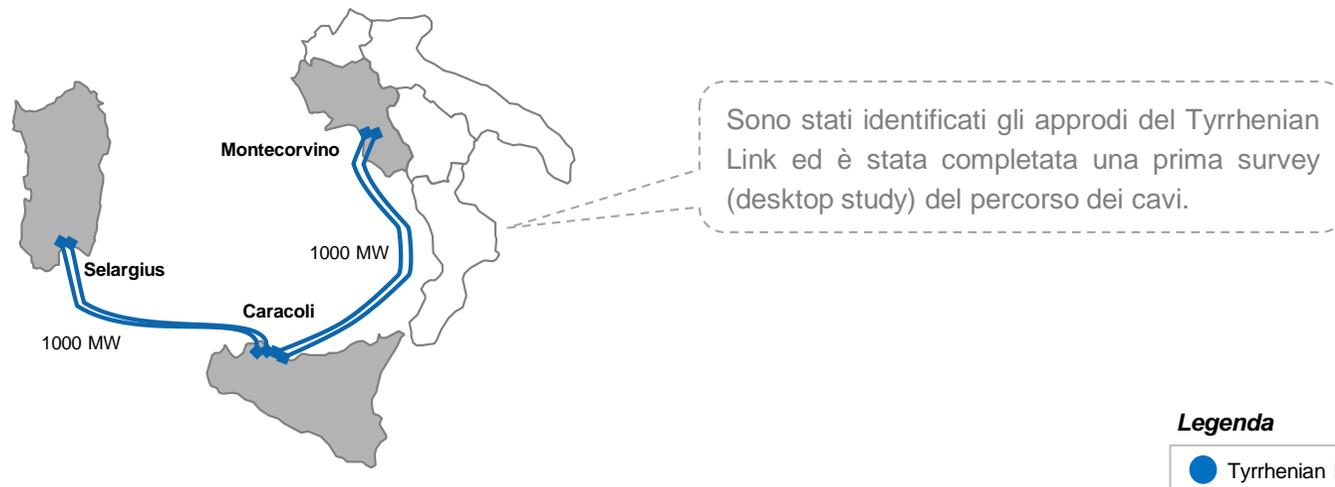
# Tyrrhenian Link

## Overview del progetto

Il Tyrrhenian Link è il collegamento HVDC che consentirà di unire elettricamente il **Continente**, la **Sicilia** e la **Sardegna** e che, grazie alle sue caratteristiche di modularità, potrà garantire una **capacità di trasporto fino a 1000 MW**.

La realizzazione dell'HVDC Continente – Sicilia – Sardegna risulta necessaria per:

- **Stabilità e sicurezza della rete**, infatti il sistema elettrico, soprattutto delle isole, ne beneficerebbe in termini di sicurezza e di maggiore capacità di regolazione. Si avrebbe inoltre una piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza;
- **Sviluppo delle fonti rinnovabili**, grazie all'integrazione della flotta esistente e della nuova generazione attesa sulle isole;
- **Garantire l'adeguatezza delle isole** anche in previsione del phase-out del carbone (1 GW in Sardegna) ed anche in assenza dei gruppi a olio (i.e. San Filippo del Mela).





Analisi congiunte e indagini tecniche tra Ingegneria, Sviluppo Rete, Dispacciamento e Acquisti per confrontare le migliori soluzioni impiantistiche attraverso:

- Analisi delle diverse combinazioni di **esercizio**;
- Studi volti ad individuare la **tecnologia** più efficiente;
- Confronto degli **aspetti tecnici/prestazionali** tra le diverse configurazioni;
- **Survey** verso i vari **fornitori** disponibili sul mercato



### Tecnologia HVDC di tipo VSC (\*)

- **Prestazioni ottimali del collegamento** (possibilità di inversione totale del funzionamento)
- **Flessibilità ed Affidabilità**
- Possibilità di offrire il **servizio di Black Start** durante le fasi di Riaccensione



### Capex

- **Costo stimato pari a 3.7 B€** (+1.1 B€ vs PdS 2018, a seguito sia di approfondimenti ed indagini di mercato sui cavi, sia per l'introduzione dei fattori di incertezza specifici del progetto)



### Livello di profittabilità

- Le **Analisi Costi Benefici (ACB)** sono **profittevoli** in tutti gli scenari (\*\*) analizzati e quindi in grado di sostenere l'incremento costo



### Configurazione doppio bi-terminale

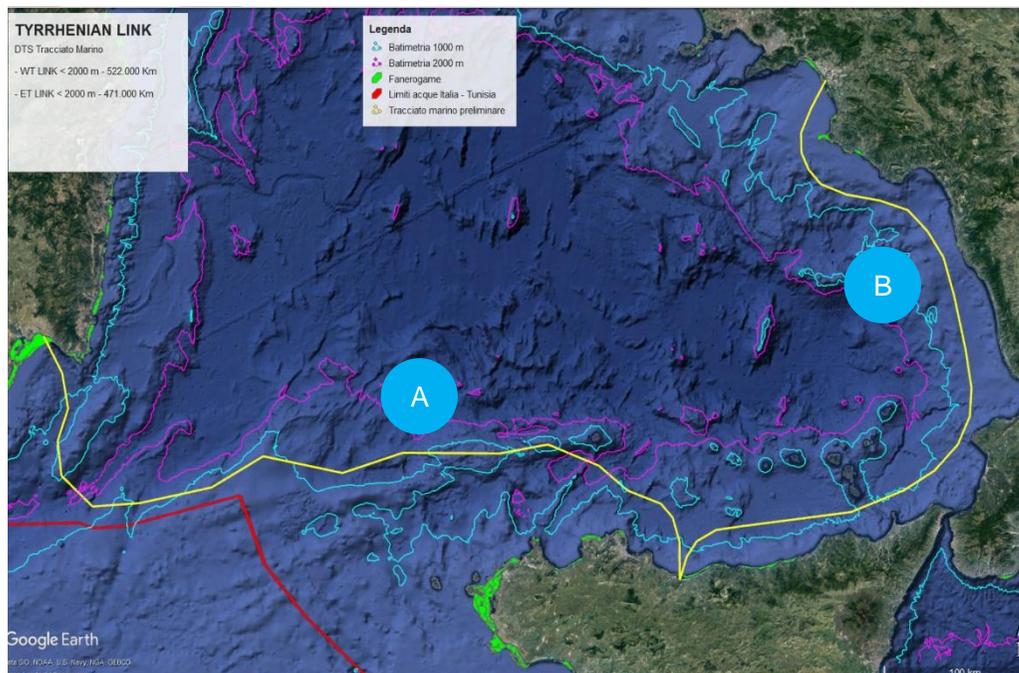
- **Migliore selettività del guasto e** mantenimento in esercizio del tratto sano durante la ricerca dello stesso, con riduzione dei tempi di fuori servizio;
- **Manutenzioni più agevoli** per assenza di elementi in comune con necessità di fuori servizio contemporaneo;
- **Upgrade più immediati e semplici** in caso di nuove esigenze future del sistema;
- **Ridotto taglio RES;**
- **Flessibilità realizzativa e autorizzativa.**



### Entrata in esercizio

- Prevista l'**Entrata in Esercizio** modulare del collegamento, **a partire dal 2025**

I tracciati rappresentati (\*) sono stati identificati a seguito di un desktop study.



*Sono in corso di realizzazione (entro 2021), da parte di Prysmian e Nexans, due vessels in grado di posare cavi oltre i 2000 metri di profondità*

### **Tratta A → Sicilia - Sardegna:**

- Profondità raggiunte oltre 2000 metri nel Canale di Sardegna (ad oggi, il record mondiale di posa alla massima profondità appartiene al SAPEI 1640m).

### **Tratta B → Continente - Sicilia:**

- Percorso parallelo alla costa in modo da non superare i 1600 metri di profondità.

(\*) I tracciati rappresentati sono da considerarsi ancora preliminari in quanto saranno oggetto di ulteriori approfondimenti (survey in mare).

Il progetto presenta rilevanti benefici in tutti gli scenari analizzati

### Riduzione costi di Mercato

- Minore attivazione impianti nell'Isola per il forte contributo di riserva introdotto dal nuovo HVDC;
- Superamento dei limiti di esercizio attuali degli HVDC (vedi focus precedente) attraverso la tecnologia VSC e configurazione biterminale.

**B7** M€/y

### Rimozione Essenzialità

- Risoluzione vincoli di regolazione della tensione;
- Possibilità di black start con tecnologia VSC;
- Contributo riserva terziaria.

**B4** M€/y

### Riduzione Overgeneration Rinnovabile

- Forte riduzione dell'overgeneration di rinnovabile concentrato nelle isole.

**B5** M€/y

### Miglioramento SEW

- Impatto sul SEW attraverso riduzione prezzi medi nelle isole e surplus produttori nel continente.

**B1** M€/y

### Riduzione ENF

- Valori di ENF in riduzione soprattutto negli scenari PNIEC.

**B3** M€/y

	2025	2030	2040
BAU	---	78	175
PNEC	223	633	---
DEC	---	222	621

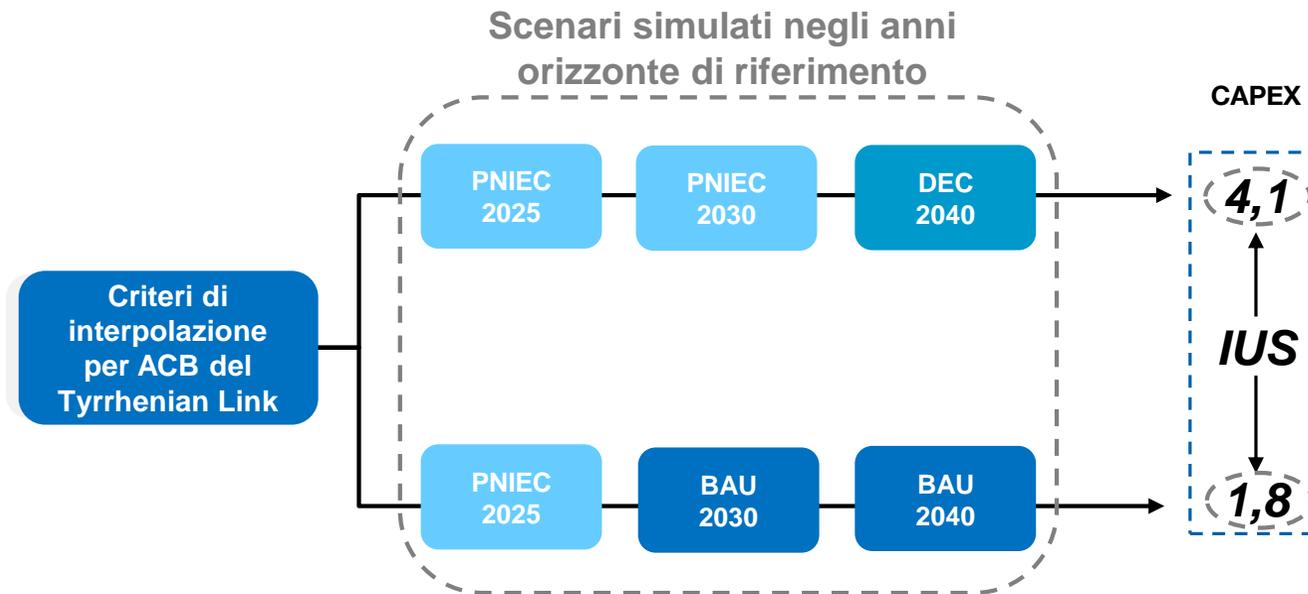
	2025	2030	2040
BAU	---	188	188
PNEC	188	188	---
DEC	---	188	188

	2025	2030	2040
BAU	---	15	91
PNEC	36	157	---
DEC	---	84	206

	2025	2030	2040
BAU	---	24	40
PNEC	11	19	---
DEC	---	11	39

	2025	2030	2040
BAU	---	0	1
PNEC	149	78	---
DEC	---	5	1

Valorizzazione IUS di progetto nei diversi scenari analizzati ai sensi della delibera 627/2016/R/EEL e successive modifiche:



Dalle analisi ACB risultano **IUS positivi** in tutti gli scenari analizzati

- › Contesto e Scenari
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › **Avanzamento Principali Interventi**
- › Avanzamento Economico

# Piano di Sviluppo 2020

## Avanzamento Principali Interventi

	E.E.	Stato
<b>Collegamenti HVDC</b>		
• Italia-Francia	2020/21	🟢
• Italia-Montenegro polo1	2019	✅
• Sacoi3	2024	🕒
• HVDC Tyrrhenian	dal 2025	🏗️
• HVDC CN-CS	2030	🏗️
• Italia-Tunisia	2027	🏗️
<b>Cavi marini HVAC (3 collegamenti)</b>		
• Capri-Sorrento (150 kV)	2019	✅
• Elba-Continente (132 kV)	2025	🕒
• Ischia-Continente (150 kV)	2029	🏗️
<b>Principali cavi terrestri</b>		
• EI 380 kV Bolano - Paradiso	2023	🏗️
• Italia-Austria Glorenza-Nauders	2022	🏗️
• 132kV Zuel-Somprade	2020	🟢
<b>Grandi elettrodotti aerei 380 kV</b>		
• Deliceto-Bisaccia	2021	🟢
• Colunga-Calenzano	2023	🕒
• Gissi-Larino-Foggia	2024	🕒
• Paternò-Pantano-Priolo	21/23	🏗️
• Chiaramonte Gulfi-Cimmina	2025	🕒
• Montecorvino – Avellino N. – Benevento	2028	🕒
• Laino – Altomonte II	2027	🕒
<b>Principali elettrodotti aerei &lt;380 kV</b>		
• Raz.Penisola Sorrentina (c.d. SVAL)	2018 2023	🏗️

**Legenda asset**

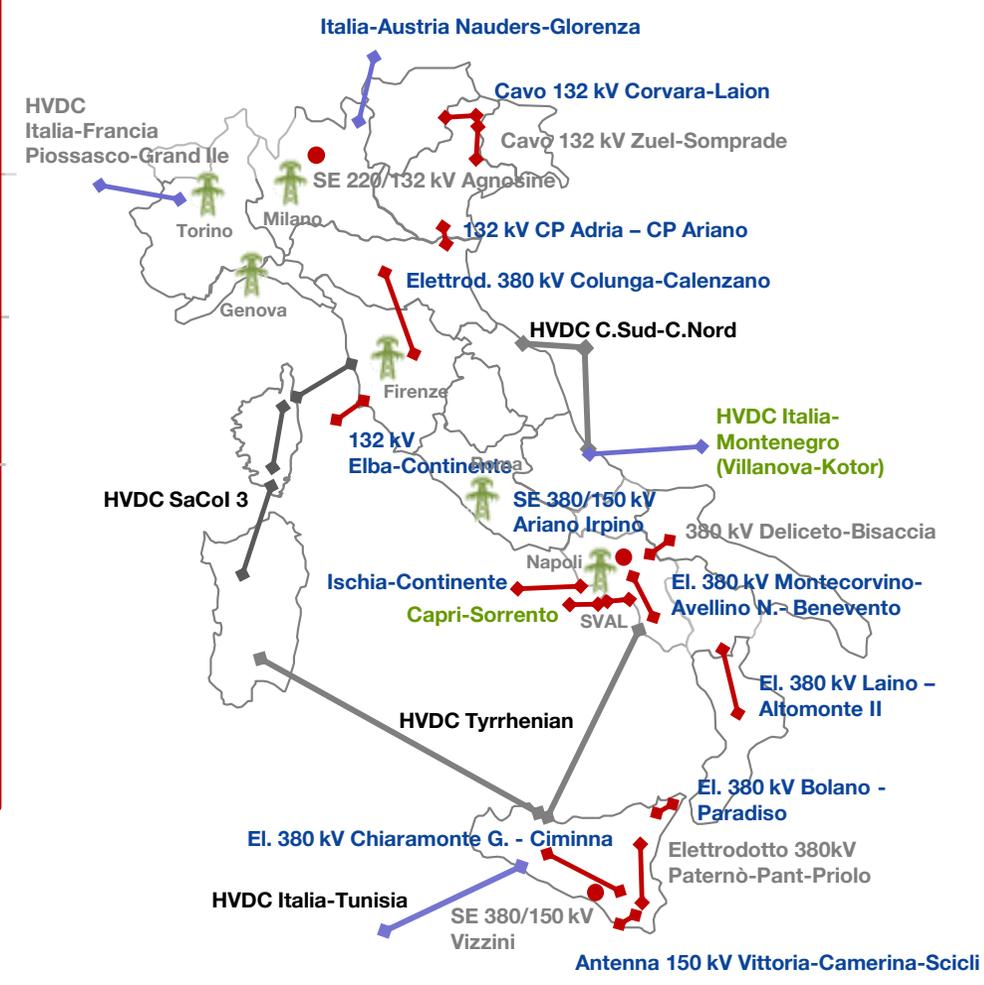
- 🔗 Interconnessioni
- 🔧 Rinforzi rete AAT
- ⚡ HVDC
- Nuove stazioni
- 🏗️ Riassetto aree metropolitane

**Legenda stato avanzamento**

- 🟢 Progetto in realizzazione
- 🏗️ Progetto in autorizzazione

**Legenda Stato**

- 🏗️ Progettazione/Studio
- 🕒 In Autorizzazione
- 🟢 Cantiere in corso
- 🏗️ Cantiere prossima apertura
- ✅ Completato



- › Contesto e Scenari
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › **Avanzamento Economico**

# Piano di Sviluppo 2020

## Focus Categorie di Beneficio

