

# Piano di Sviluppo 2020

Comitato di Consultazione Utenti

*Secondo Incontro*

*ROMA, 23 Aprile 2020*

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; pubblicata in consultazione la documentazione 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
- › Inclusionione 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**

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



### Obiettivi

- Assicurare la **sicurezza, l'affidabilità e la continuità della rete**
- Deliberare gli interventi per l'efficienza e **sviluppo del sistema di trasmissione**
- Promuovere la **tutela dell'ambiente**



### Linee guida

- Andamento del **fabbisogno energetico** e della previsione della **domanda**
- Necessità di **potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero**
- Necessità di **ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali**
- Richieste di connessione alla RTN



### Metodologia

- **Analisi costi-benefici degli interventi e individuazione degli interventi prioritari** per la sicurezza
- Stima **tempi di esecuzione e dell'impegno economico**
- Focus sulle **infrastrutture per lo sviluppo delle FER** per favorire il raggiungimento dei target nazionali
- Avanzamento dei piani precedenti

# Piano di Sviluppo 2020

Avanzamento PdS Precedenti

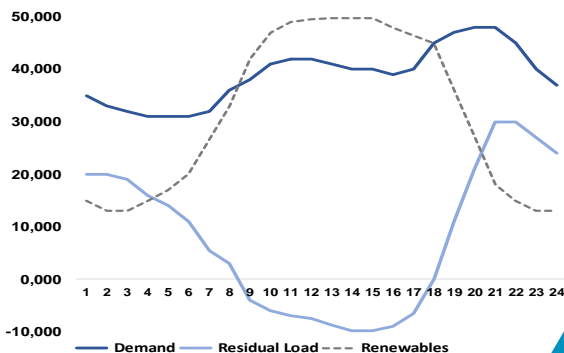
	Invio PdS	Consultazione ARERA	VAS			
			Invio rapporto preliminare	Invio rapporto ambientale	Parere VAS del MATT e MiBAC	Approvazione MiSE
PdS 2013	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PdS 2014	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PdS 2015	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PdS 2016	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PdS 2017	✓	✓	✓		✓	✓
PdS 2018	✓	✓	✓	✓		
PdS 2019	✓	✓	✓			

Decreto VAS, 16 giugno 2017

Decreto sottoscritto in data 20 Novembre 2017

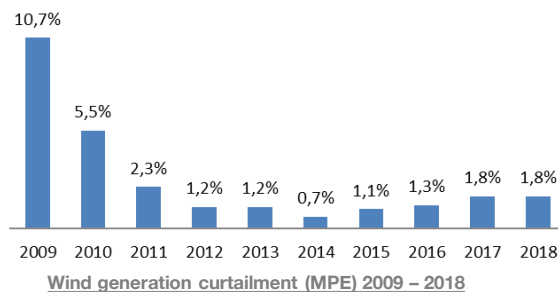
# Contesto Piano di Sviluppo 2020

## Gli impatti sul Sistema Elettrico

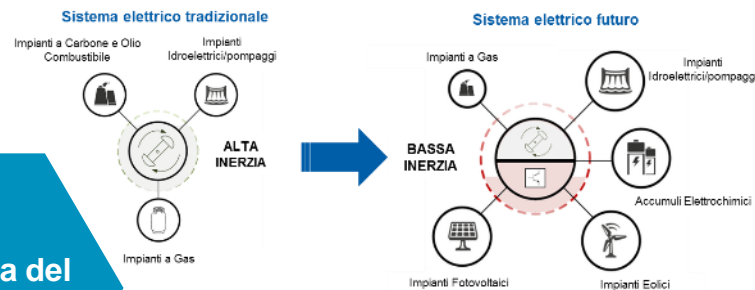


La penetrazione FER rende l'inseguimento della curva del carico residuo sempre più sfidante. Strumenti come gli accumuli e i peakers consentiranno un adeguato approvvigionamento di risorse flessibili

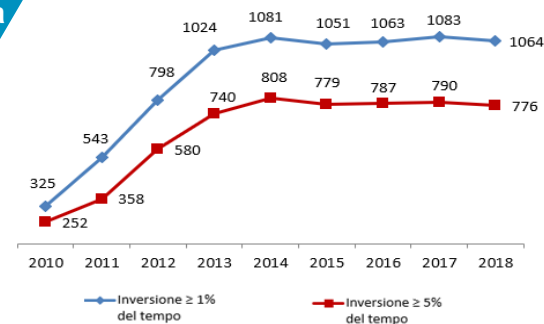
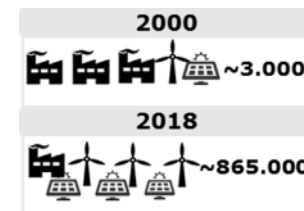
Limitare l'overgeneration e garantire la flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER



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

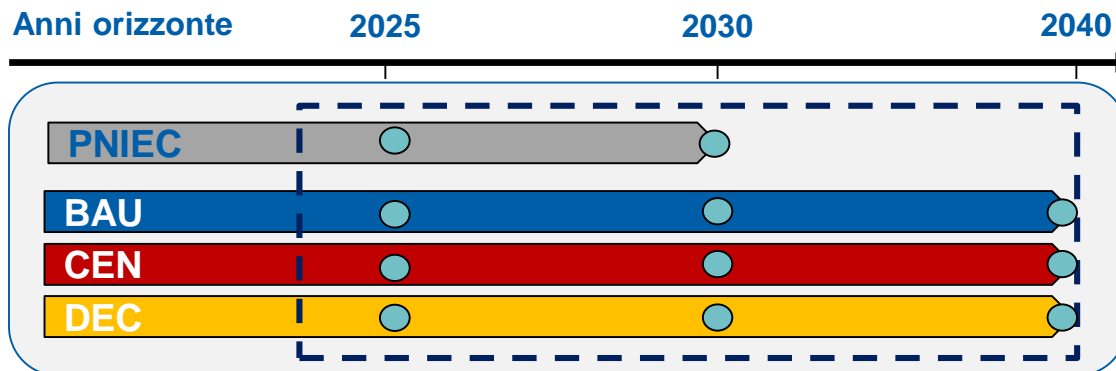
### Centralized – CEN

- Scenario di sviluppo di tipo centralizzato
- Policy-driven

### Decentralized – DEC

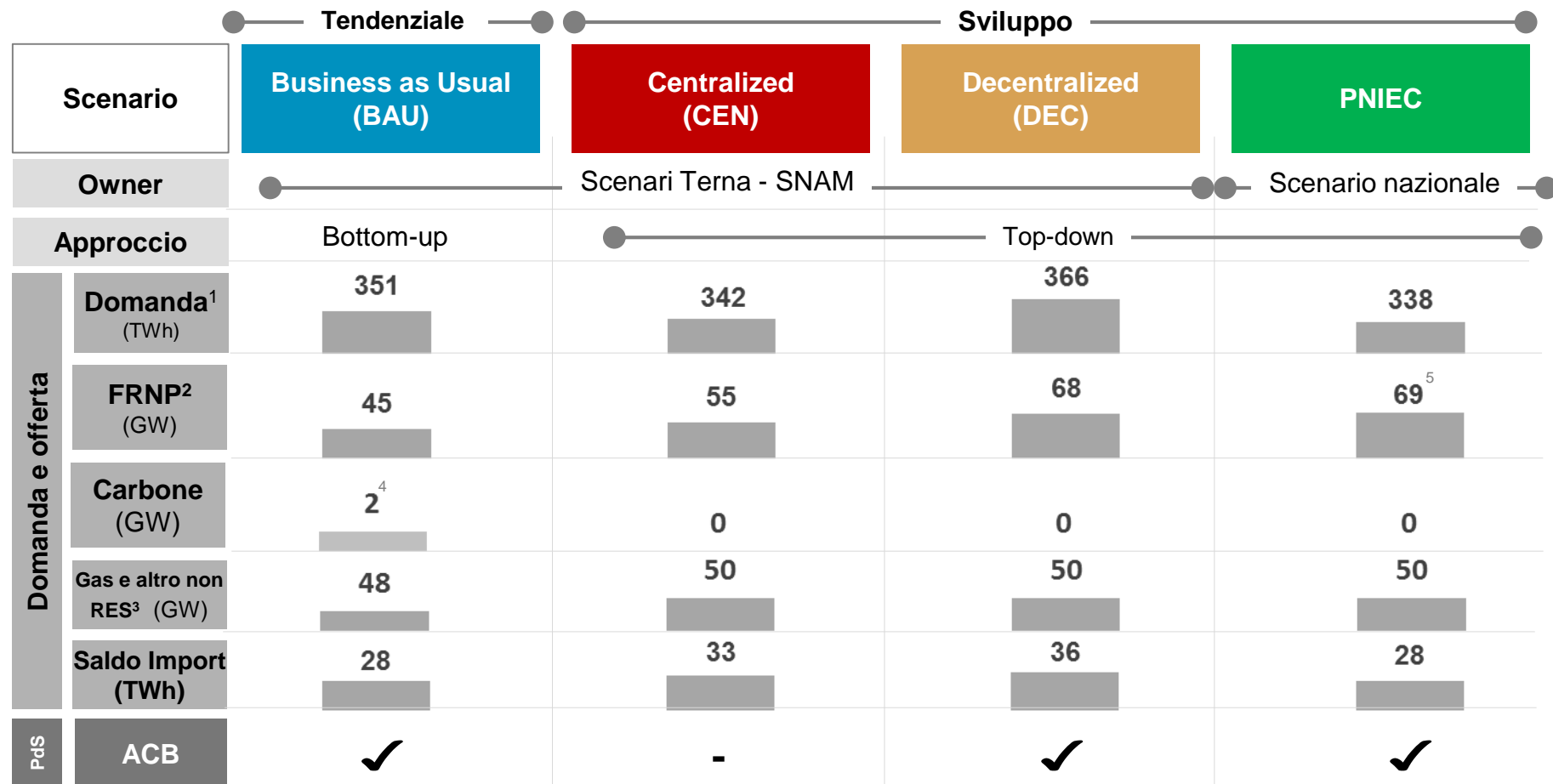
- Scenario di sviluppo di tipo distribuito
- Policy-driven

- › 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 | Gli scenari nazionali - Focus 2030

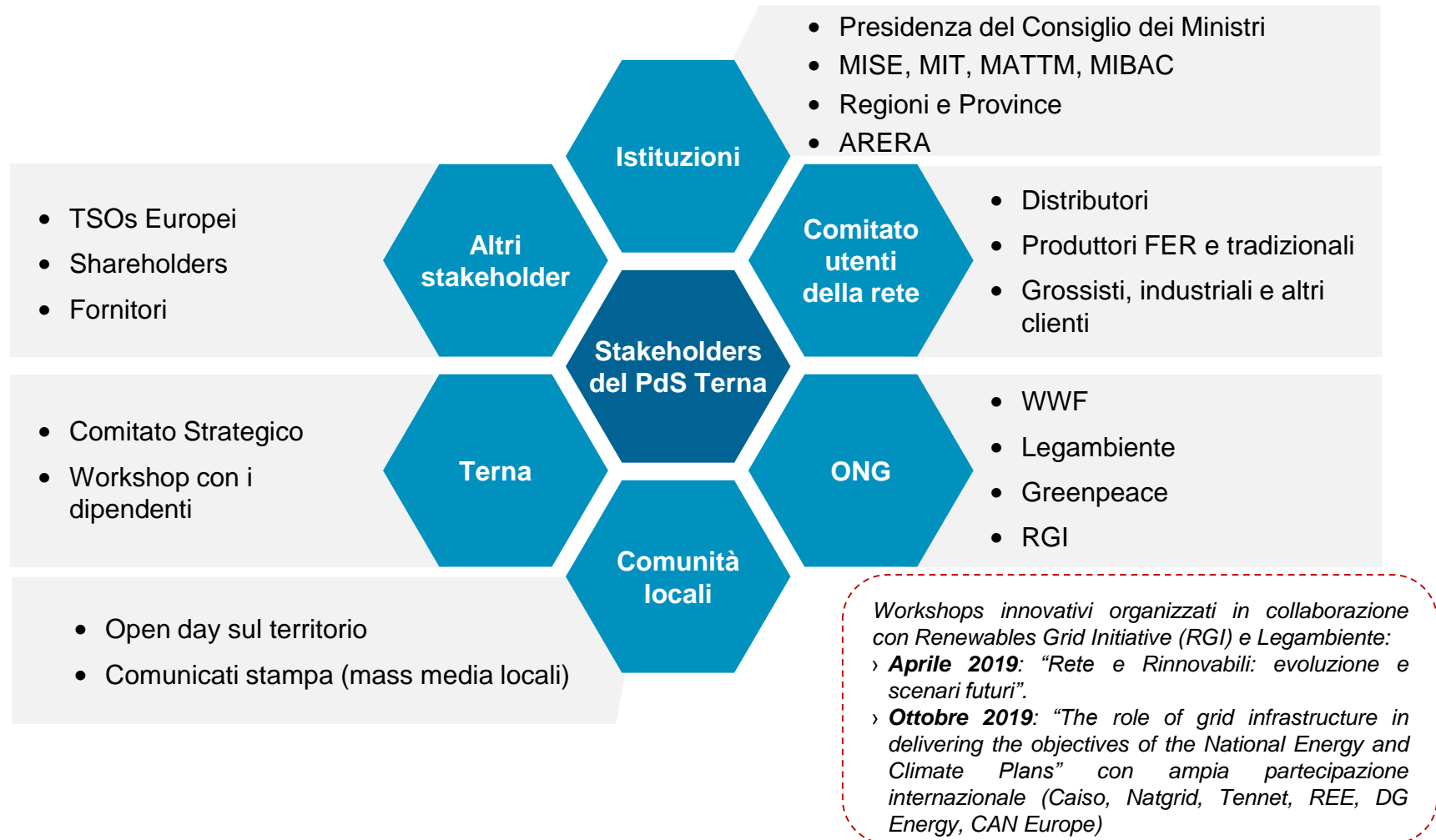


› Ai fini dell'applicazione dell'**Analisi Costi Benefici** agli interventi di piano, l'**ARERA**, con comunicazione del 10 Luglio 2019, ha evidenziato come **necessaria almeno l'inclusione nelle analisi dello scenario BAU** in quanto **contrastante con gli altri scenari di sviluppo**

**Selezionati 2 scenari di riferimento per valutare mediante ACB le potenziali evoluzioni del Sistema Elettrico (BAU e DEC), a cui si aggiunge lo scenario di policy nazionale (PNIEC)**

Note: (1) Consumo finale lordo di energia elettrica; (2) Fonti Rinnovabili Non Programmabili; (3) Include impianti alimentati a gas e impianti non dispacciabili non alimentati a gas; (4) Nello scenario BAU al 2030 sono inclusi ca. 2GW di carbone (impianto di Torre Nord); (5) Installato eolico e fotovoltaico supportato da assunzioni di producibilità molto più sfidanti rispetto ai dati storici





*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.*

- › Inquadramento Generale
- › 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

New

- › 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.

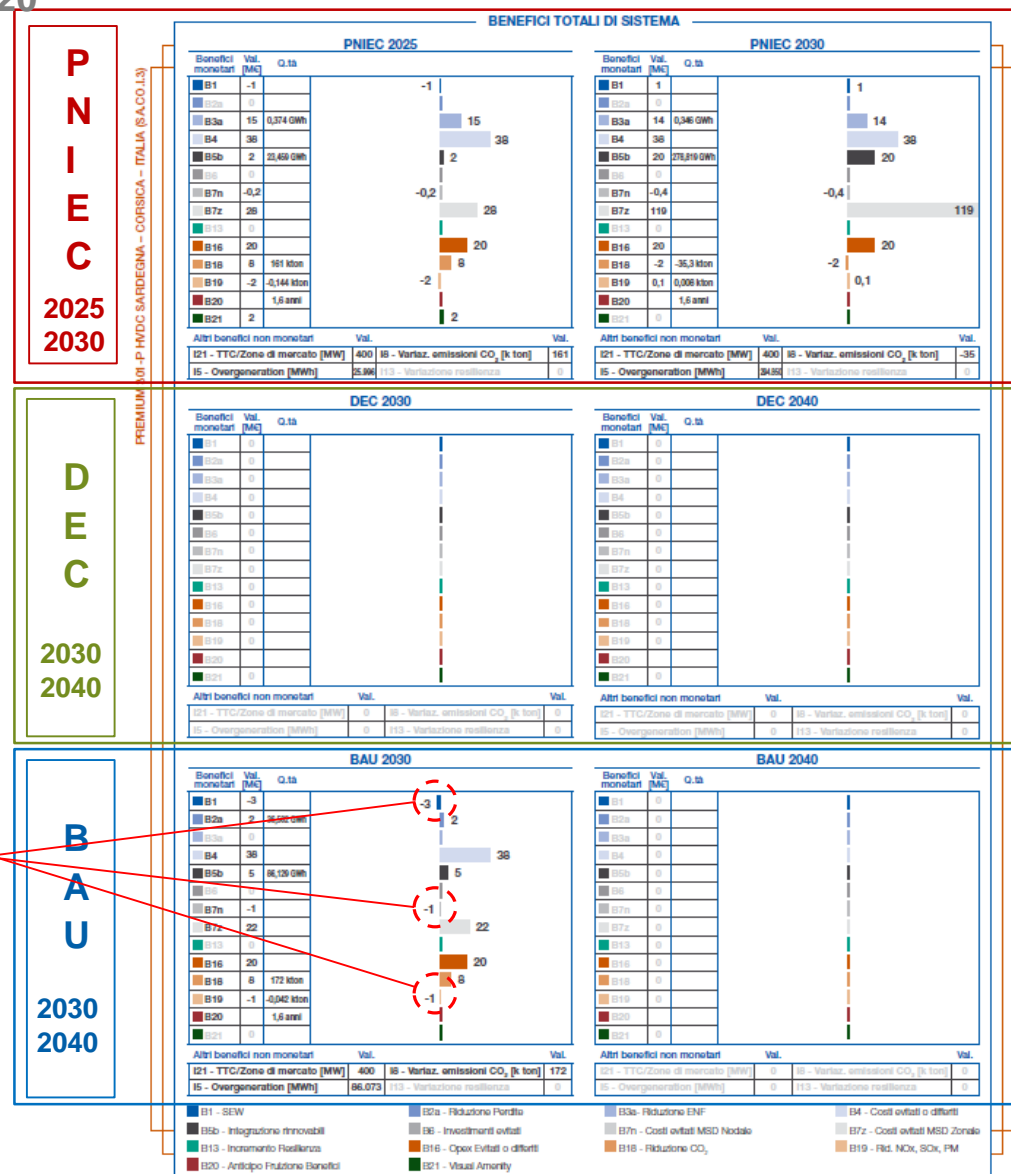
COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA - CORSICA - ITALIA (SA.CO.I.3)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYPNP	IDENTIFICATIVO RIP
301-P	2.4	299	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2011	579/2017	Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
L'attuale 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 scollimento 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 SA.CO.I.3 sarà in configurazione bipolare (LCC) e manterrà gli stessi nodi localizzati rispetto all'attuale configurazione. In particolare, le stazioni di Suvereto e Condonghian 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 mancanti 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 Lucciana a 75 MW; • implementare l'uso 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				
		SENSITIVITY +/- 10%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	843 ME	766 ME	690 ME
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	1.238 ME	1.376 ME	1.513 ME
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	1.393 ME	1.548 ME	1.702 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				
		SENSITIVITY +/- 10%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	843 ME	766 ME	690 ME
	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



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

### 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



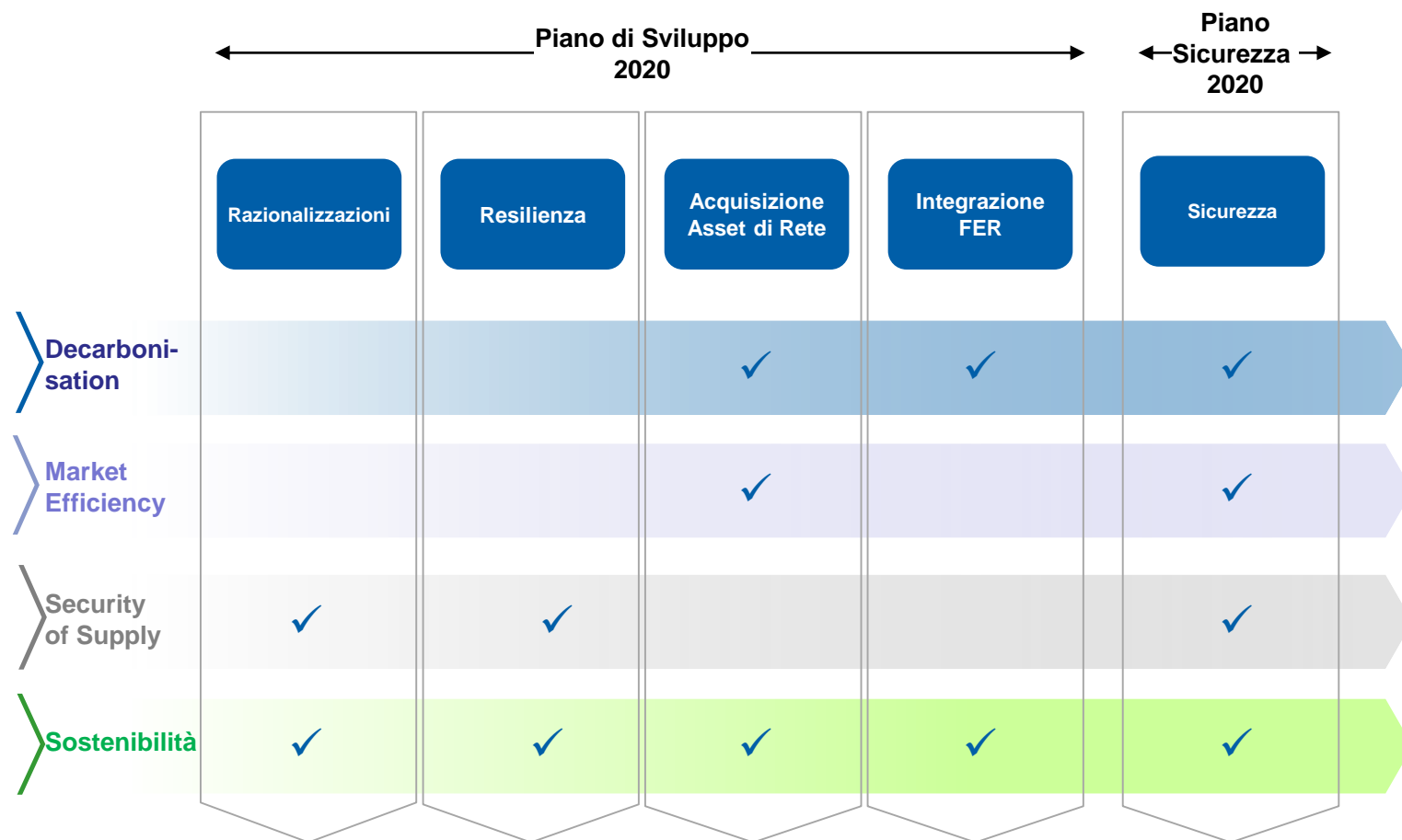
- › Evoluzione FER
- › Interconnessioni
- › Phase Out Carbone



Principali linee guida in continuità con PdS2019

# Piano di Sviluppo 2020

Inquadramento generale | Driver di piano



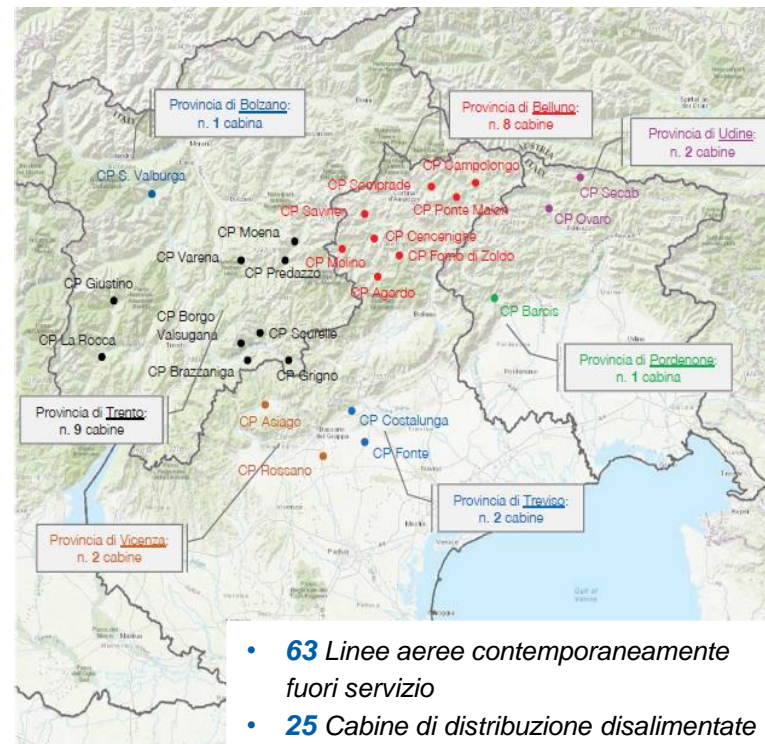
*Confermati e declinati i principali driver di Piano di Sviluppo*



RAZIONALIZZAZIONE	RESILIENZA	ACQUISIZIONE	INTERCONNESSIONE
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

- 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



ACQUISIZIONE	RESILIENZA	ACQUISIZIONE	INTERCONNESSIONE
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓

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.

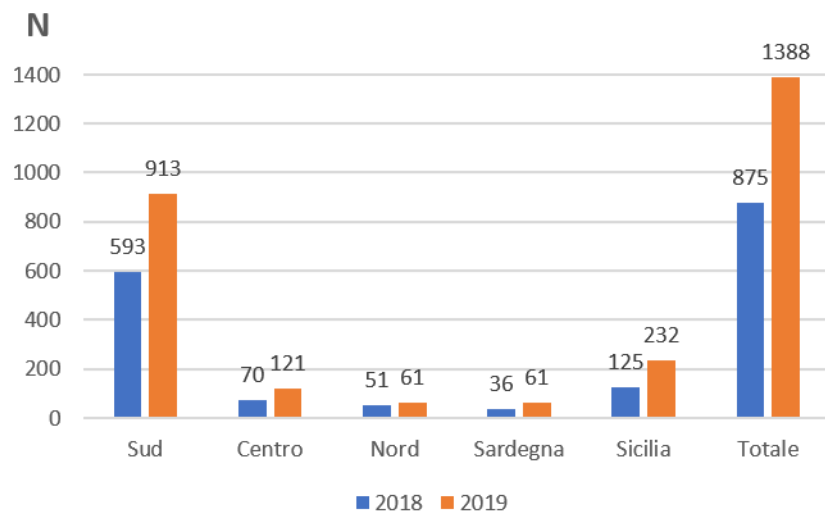


■ Regioni con presenza di CP AT/AT in fase di analisi

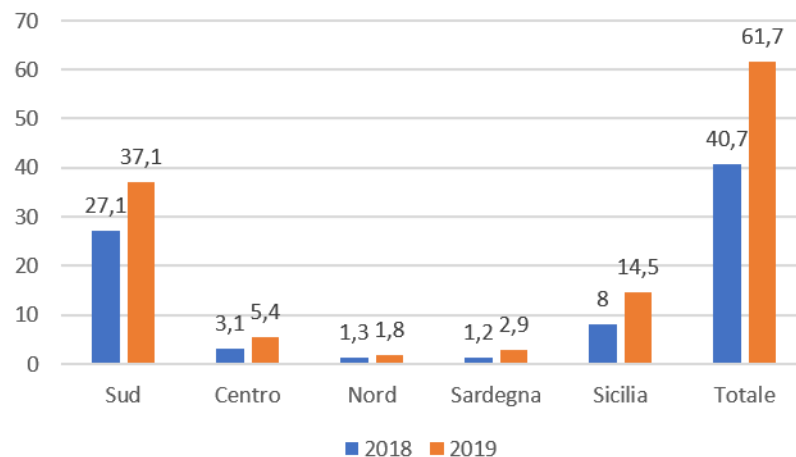
- *Le analisi svolte hanno portato all'identificazione di elementi di rete di interesse, come ad esempio le Cabine Primarie funzionali alla trasmissione*
- *Nei casi identificati è stata confermata la disponibilità dei terzi alla cessione degli asset, da confermare in esito alle valutazioni tecnico-economiche*



### EVOLUZIONE RICHIESTE FER



### GW



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.

- › Inquadramento Generale
- › 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

PROGETTI IN FASE DI STUDIO	IN FASE DI PROGETTAZIONE	IN FASE DI REALIZZAZIONE	IN FASE DI COMPLESSIONE
✓	✓	✓	✓

### 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 Iesi 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 Caltanissetta-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

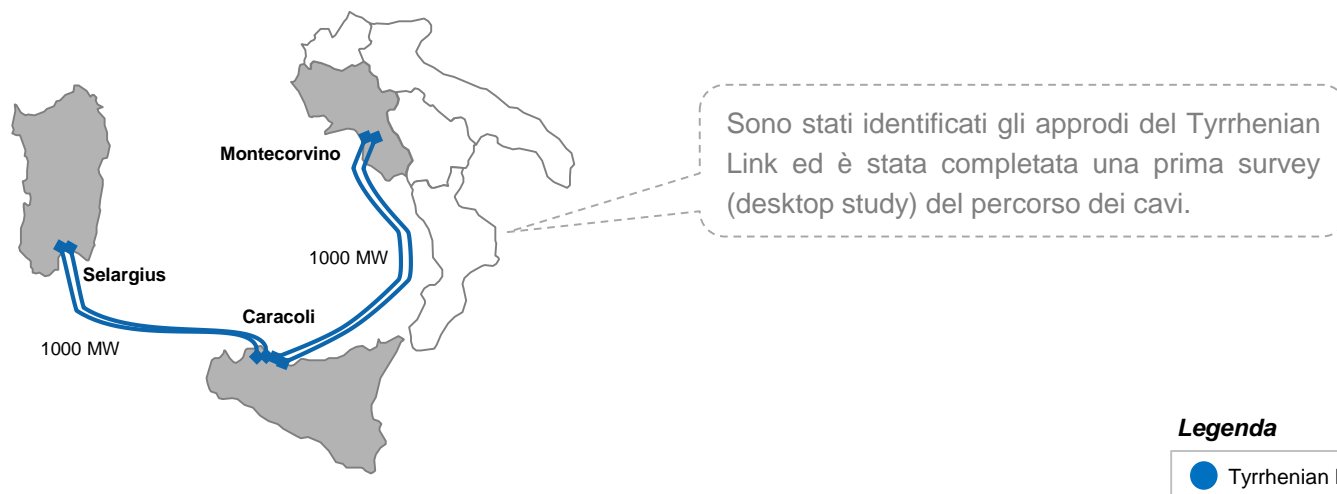
- › Inquadramento Generale
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › [Focus Tyrrhenian Link](#)
- › Avanzamento Principali Interventi
- › Avanzamento Economico

## 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



### Configurazione doppio biterminale

- **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.**

(\*) VSC, ovvero Voltage Source Converter





### 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 risultate essere **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

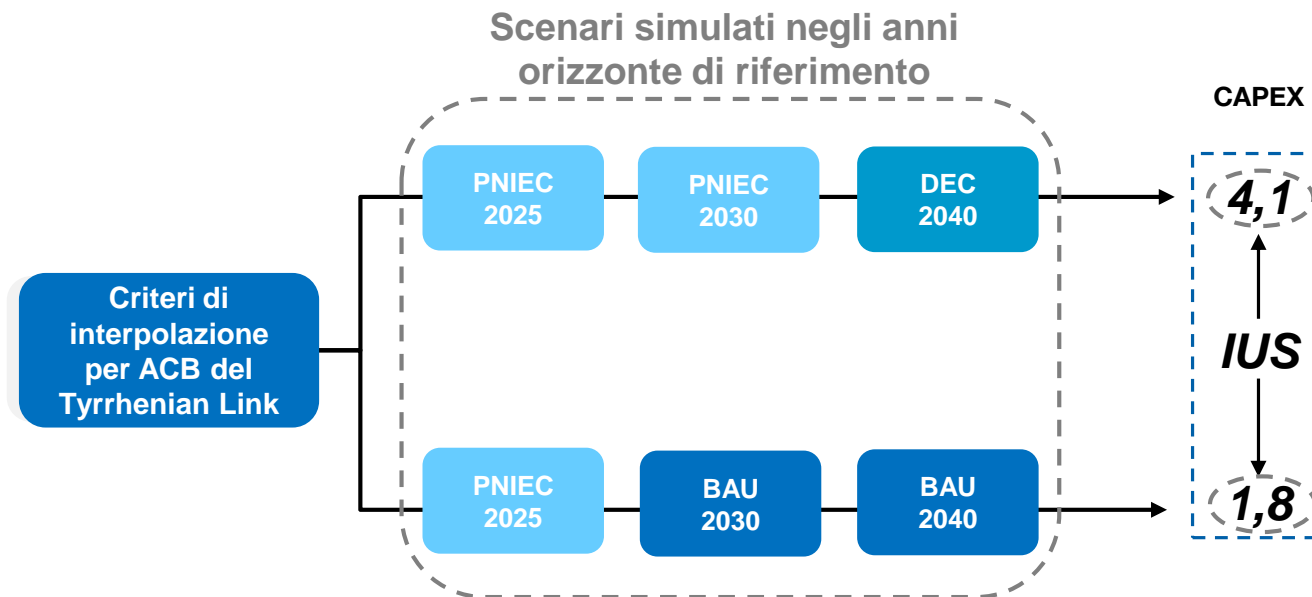
- Prevista l'**Entrata in Esercizio** modulare del collegamento, **a partire dal 2025**

(\*) VSC, ovvero Voltage Source Converter

(\*\*) Gli scenari sono stati elaborati da un Gruppo di Lavoro Terna-Snam con la supervisione di ARERA

(\*\*\*) Le fasi mostrate si svolgono con tempistiche secondo ipotesi di fast-track, illustrata di seguito

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



### Esito analisi:

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

- › Inquadramento Generale
- › 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

### Collegamenti HVDC

• Italia-Francia	2020/21
• Italia-Montenegro polo1	2019
• Saco3	2024
• HVDC Tyrrhenian	dal 2025
• HVDC CN-CS	2030
• Italia-Tunisia	2027

### Cavi marini HVAC (3 collegamenti)

• Capri-Sorrento (150 kV)	2019
• Elba-Continente (132 kV)	2025
• Ischia-Continente (150 kV)	2029

### Principali cavi terrestri

• El 380 kV Bolano - Paradiso	2023
• Italia-Austria Glorenza-Nauders	2022
• 132kV Zuel-Somprade	2020

### Grandi elettrodotti aerei 380 kV

• 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

### Principali elettrodotti aerei <380 kV

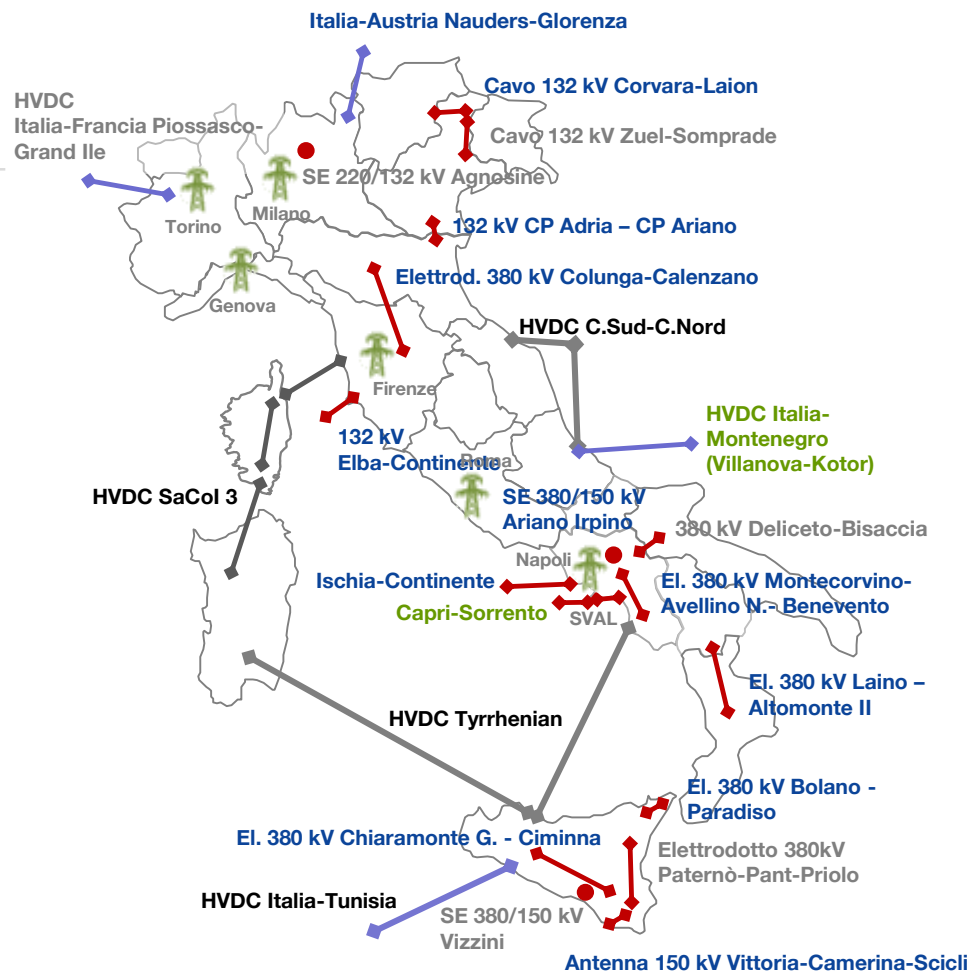
• Raz.Penisola Sorrentina (c.d. SVAL)	2018	2023
---------------------------------------	------	------

#### Legenda asset

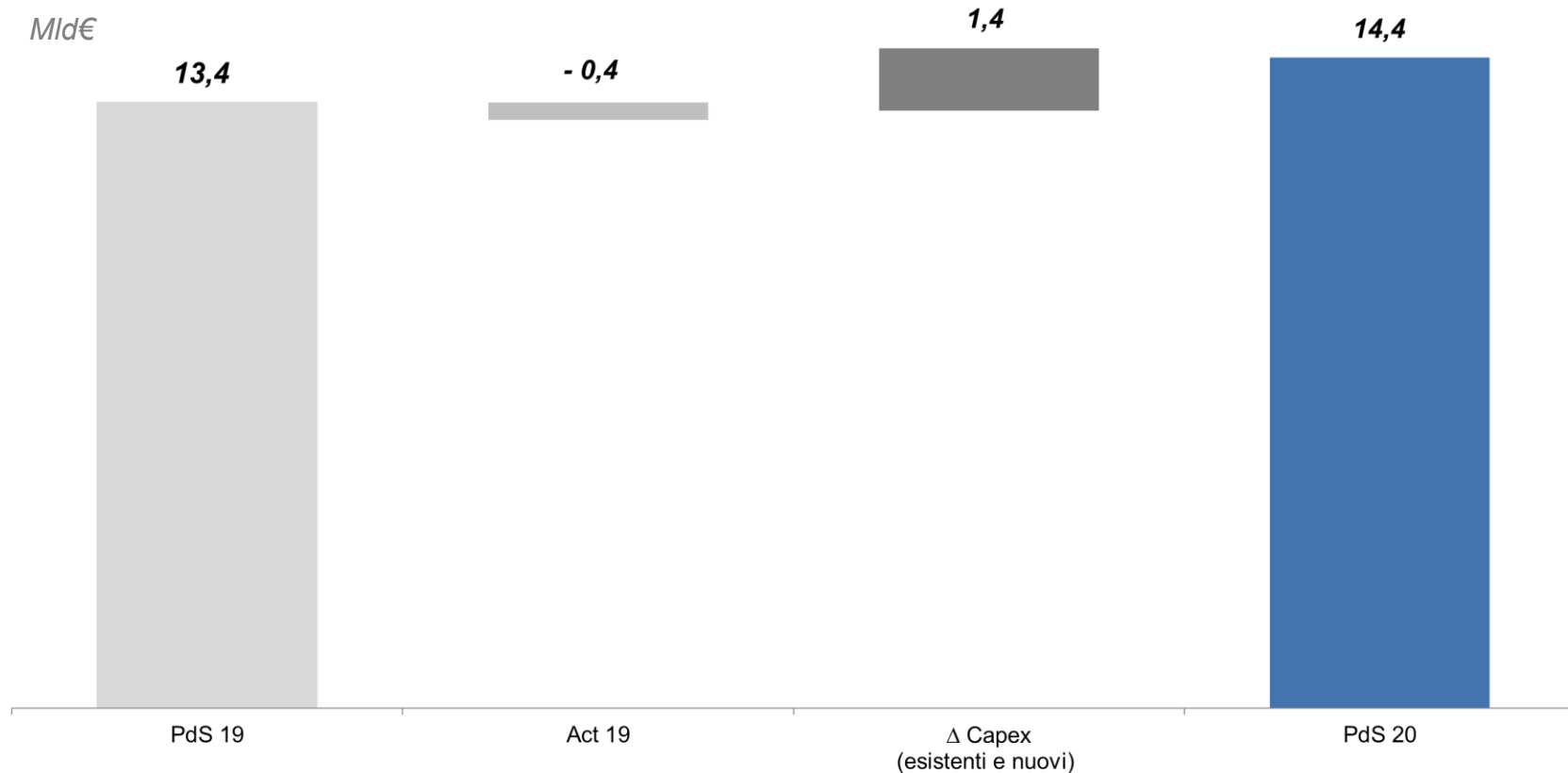
- Interconnessioni
- Rinforzi rete AAT
- HVDC
- Nuove stazioni
- Riassetto aree metropolitane

#### Legenda stato avanzamento

- Progetto in realizzazione
- Progetto in autorizzazione
- Legenda Stato
- Progettazione/Studio
- In Autorizzazione
- Cantiere in corso
- Cantiere prossima apertura
- Completato



- › Inquadramento Generale
- › Novità PdS20
- › Linee Guida e Principali Linee di Azione
  - › *Focus Razionalizzazioni*
  - › *Focus Tyrrhenian Link*
  - › *Focus Acquisizioni CP*
  - › *Focus Interconnector*
- › Avanzamento Principali Interventi
- › **Avanzamento Economico**



- › Incremento totale pari a **1Mld€ vs PdS 2019** (13,4Mld€)
- › **Nuovi interventi** previsti **pari a 0,5Mld€**
- › **Variazione Capex** interventi esistenti in precedenti piani:
  - › **Tyrrhenian Link: +1,1Mld€, SA.CO.I. 3: +0,1Mld€, altri interventi: +0,2Mld€**

# Piano di Sviluppo 2020

## Focus Categorie di Beneficio

