

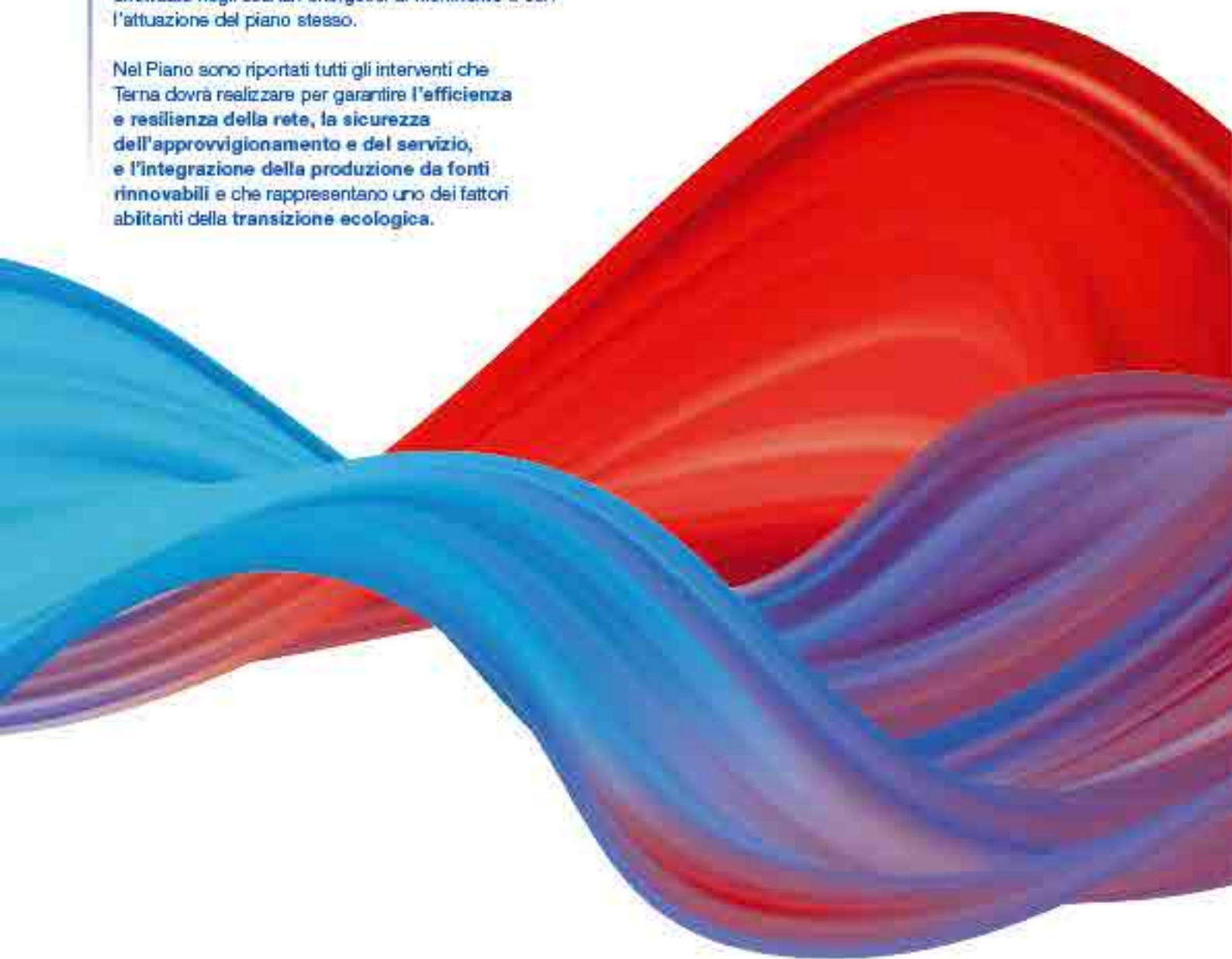
# 2023

## PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA



Questo documento, il Piano di Sviluppo, descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.

Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della transizione ecologica.



# Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, Innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.



# Sintesi

In una fase di rapidi e profondi mutamenti di carattere geopolitico, il sistema energetico deve confrontarsi con una serie di sfide inedite e ambiziose come mai prima d'ora. Da un lato, infatti, il sempre maggior impegno a livello internazionale nel contrasto ai cambiamenti climatici e ai loro effetti rende necessario sia imprimere una forte accelerazione al processo di **decarbonizzazione**, limitando la dipendenza dalle fonti fossili, sia incrementare la **resilienza** della rete a fronte di eventi meteorologici a sempre maggior frequenza e intensità. Dall'altro, le tensioni geopolitiche a livello internazionale di questi mesi, con il loro straordinario riflesso sui prezzi di risorse energetiche e materie prime, ha quanto mai evidenziato l'importanza della **diversificazione delle fonti energetiche** e del loro approvvigionamento per preservare la **sicurezza energetica nazionale** e tutelare consumatori e utenti da trend di natura speculativa.

In tale contesto, il sistema elettrico, ed in particolare Terna in qualità di concessionario della rete di trasmissione nazionale, rivestirà un ruolo sempre più pivotale per affrontare tali sfide, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica degli impianti di generazione da fonte rinnovabile (FER), elementi chiave per la transizione verso un sistema decarbonizzato e resiliente a fattori di stress esogeni.

A fronte di tali sfide sarà necessario un radicale **cambio di paradigma del settore elettrico** e di conseguenza una **profonda evoluzione dell'infrastruttura di trasmissione**.

La **pianificazione dello sviluppo della rete** è il processo finalizzato a **delineare la rete elettrica del futuro**, individuando tutte quelle opere necessarie a garantire anche in prospettiva l'affidabilità, la sicurezza, l'adeguatezza e l'efficienza del sistema elettrico. Tali esigenze di sviluppo sono espresse all'interno del Piano di Sviluppo, che quindi rappresenta una **risposta strutturata e organica** alle sfide poste dalla transizione energetica e dai mutamenti geopolitici in atto a livello internazionale.

In tale contesto, l'**incremento della capacità di scambio** tra le zone di mercato, l'**integrazione dei contingenti rinnovabili** attesi, l'**incremento** del livello di **resilienza** della rete a fronte di eventi meteorologici estremi rappresentano alcuni tra i principali obiettivi che Terna persegue mediante la definizione delle opere di sviluppo della rete. Al tempo stesso, tali sviluppi dovranno avvalersi per quanto possibile delle **sinergie** con le **infrastrutture esistenti** al fine di aumentarne integrabilità nei territori e accettabilità da parte delle comunità locali.

Vista la collocazione geografica della penisola italiana, al centro del Mediterraneo, la pianificazione della rete di trasmissione dovrà necessariamente essere coordinata sia in ambito europeo sia con i paesi che si affacciano sul Mediterraneo. Tale esigenza è legata sia all'elevato grado di interconnessione con i sistemi elettrici confinanti che già oggi caratterizza l'Italia, sia all'ambizione di assumere il ruolo di **hub energetico del Mediterraneo**, rappresentando infatti un volano fondamentale per la crescita economica e la decarbonizzazione dei sistemi interconnessi.

Sinergie che devono caratterizzare i processi di pianificazione non sono a livello internazionale ma anche a livello nazionale, al fine di promuovere **interoperabilità** e **collaborazione tra operatori infrastrutturali**, massimizzando l'efficacia e l'efficienza sistemica degli interventi, e abilitando l'elettrificazione dei consumi degli altri settori energetici e infrastrutturali.

Sfide così ambiziose e inedite richiedono una marcata discontinuità nella pianificazione dello sviluppo infrastrutturale, risultando pertanto necessario lo studio e la promozione di **approcci innovativi** che consentano la transizione verso una rete del futuro più smart e flessibile, sempre più in grado di interfacciarsi con le risorse distribuite e con gli utenti, che rivestiranno un ruolo sempre più attivo in termini di fornitura di servizi e regolazione del sistema.

Per abilitare un così profondo cambio di paradigma, risulterà necessario un pieno **coinvolgimento** e un contributo significativo dei **principali stakeholders**, in particolare di istituzioni e policy maker nazionali e internazionali. In tal senso, le risorse economiche stanziare da enti internazionali, quali ad esempio la Commissione Europea verso gli Stati Membri, risulteranno strumenti preziosi per gli operatori infrastrutturali per accelerare ulteriormente la transizione verso un sistema sempre più sostenibile, decarbonizzato, sicuro e resiliente.

Tuttavia, al tempo stesso, abilitare effettivamente la transizione energetica significa garantire la sincronia tra sviluppo della rete ed evoluzione del contesto energetico. In tale ottica, l'adozione di un **approccio sostenibile e partecipato** nel processo di pianificazione rappresenterà sempre più un elemento chiave per facilitare il deployment delle opere nei territori. Infatti, il coinvolgimento di stakeholders, organizzazioni non governative, utenti, comunità locali nelle fasi di pianificazione delle opere, predisposizione e pubblicazione del Piano rappresenta l'opportunità da un lato di far comprendere l'urgenza e l'esigenza sistemica degli sviluppi infrastrutturali proposti, dall'altro di cogliere validi spunti di miglioramento soprattutto nelle soluzioni progettuali da implementare, consentendo così di accelerare le tempistiche autorizzative degli investimenti di rete.

Tali aspetti, che rappresentano le principali caratteristiche, sfide, opportunità ed ambizioni della pianificazione infrastrutturali di Terna, sono approfonditi nel dettaglio nel presente Fascicolo.



# Indice

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Obiettivi, criteri e linee guida della Pianificazione</b>   | <b>9</b>  |
| <b>2</b> | <b>Stakeholders Engagement</b>   | <b>23</b> |
|          | 2.1 La consultazione del Piano Decennale   | 25        |
|          | 2.2 La concertazione pubblica delle opere  | 27        |
| <b>3</b> | <b>Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo</b>   | <b>33</b> |
|          | 3.1 Driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea  | 34        |
|          | 3.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) e il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) | 37        |
|          | 3.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 e s.m.i. ed i Progetti di Interesse Comune   | 38        |
|          | 3.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)   | 40        |

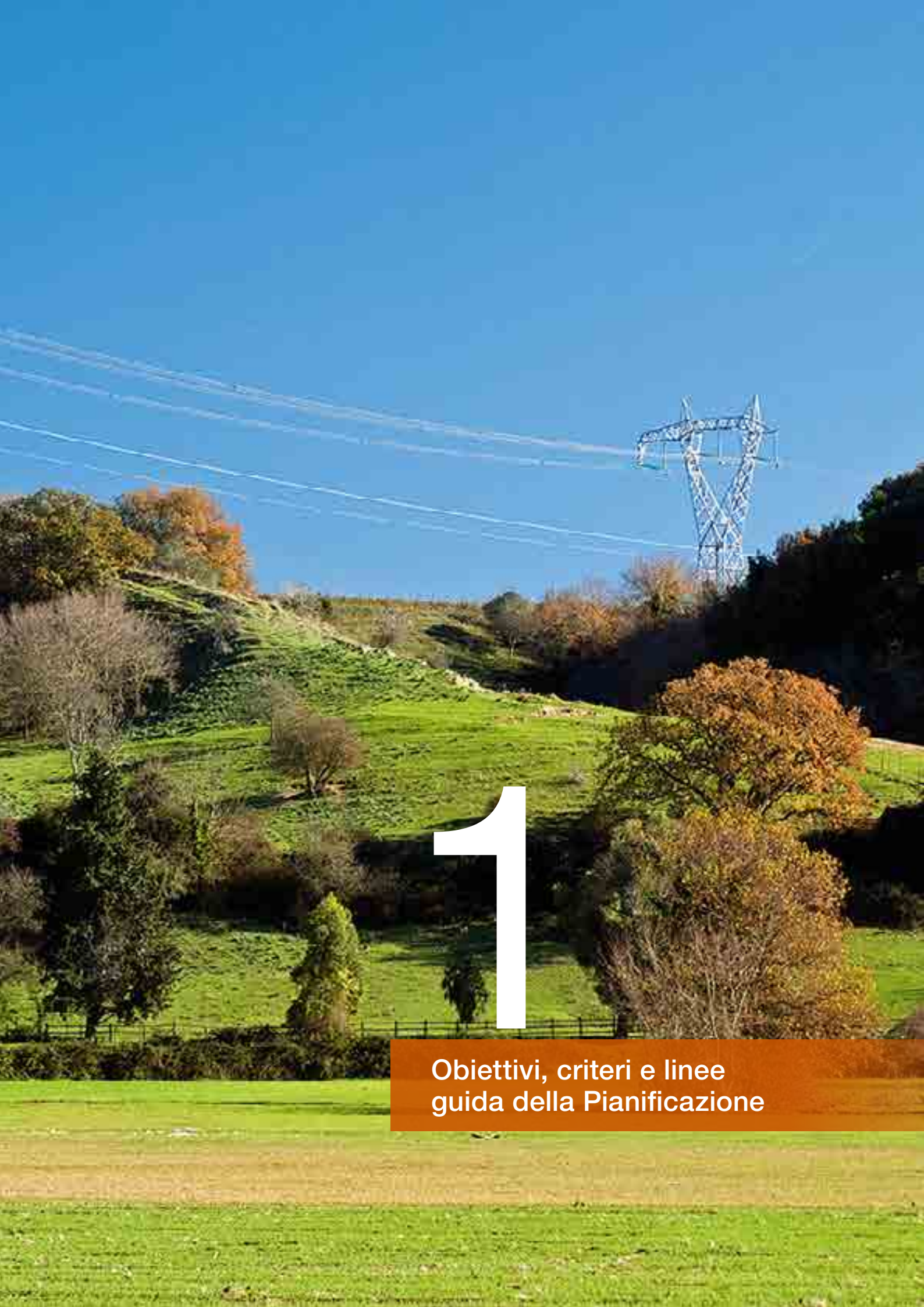


|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>4</b> | <b>Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali</b> | <b>45</b> |
|          | 4.1 Reti Energetiche  | 46        |
|          | 4.2 Cold Ironing  | 48        |
|          | 4.3 Strategy su E-Mobility  | 50        |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>5</b> | <b>L'impegno di Terna nella transizione verso le reti intelligenti del futuro</b> | <b>55</b> |
|----------|---|-----------|







# 1

Obiettivi, criteri e linee guida della Pianificazione

# Obiettivi, criteri e linee guida della Pianificazione



La pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale è finalizzata all'individuazione dell'insieme degli interventi elettrici infrastrutturali che Terna dovrà realizzare nell'orizzonte di Piano di Sviluppo perché il sistema di trasmissione possa svolgere nel modo ottimale, anche in prospettiva, la sua funzione che consiste nel garantire, in condizioni di sicurezza ed economicità, il trasporto dell'energia elettrica prodotta dalle aree di produzione esistenti e previste in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

Le esigenze di sviluppo infrastrutturale così individuate sono raccolte all'interno del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale che, in accordo a quanto previsto dall'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 120/2020, viene predisposto da Terna ogni due anni, sottoponendolo all'approvazione del Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica (MASE), una volta acquisiti i pareri delle regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA).

In particolare, in linea con quanto specificato nella Concessione dell'infrastruttura di trasmissione e nel Codice di Rete<sup>1</sup>, la pianificazione per lo sviluppo della RTN è orientata:

- al mantenimento e al miglioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, con particolare riferimento alla massimizzazione della produzione da fonte rinnovabile;
- al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio del sistema elettrico;
- all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione;
- al miglioramento della qualità e continuità del servizio e della resilienza del sistema elettrico;
- al rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici dei territori interessati da sviluppi infrastrutturali.

A fronte di tali obiettivi, il processo di pianificazione può essere suddiviso in quattro fasi principali (*Figura 1*):

- raccolta dei principali parametri distintivi della struttura e del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati energetici, sia nelle condizioni attuali sia in quelle attese, meglio descritte dai principali scenari previsionali definiti a livello nazionale ed europeo;
- analisi dello stato attuale di funzionamento della rete elettrica e analisi previsionali su scenari condivisi per individuare sia le criticità della rete attuali sia per valutare sfide e potenziali problematiche future, entrambi elementi alla base dell'individuazione delle esigenze e delle priorità di sviluppo della rete;
- studi di fattibilità e analisi costi/benefici<sup>2</sup> (ACB) effettuate al fine di valutare per ciascun progetto di investimento i benefici complessivi comparandoli con i costi associati;
- programmazione, mediante la definizione di priorità e tempi di esecuzione, degli interventi a maggior valore aggiunto per il sistema a cui dar seguito con le successive fasi di concertazione e autorizzazione, procurement e realizzazione.

<sup>1</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

<sup>2</sup> Secondo le modalità stabilite dall'allegato A.74 del Codice di Rete sulla metodologia di analisi costi benefici (ACB 2.0).

FIGURA 1 *Processo di pianificazione*



Tra i molteplici fattori tenuti in considerazione nelle analisi infrastrutturali, è possibile evidenziare:

- lo stato del sistema elettrico<sup>3</sup> e la sua evoluzione, anche in termini di entità e distribuzione geografica della capacità di generazione e dei centri di consumo;
- i dati sui rischi di sovraccarico (in rete integra e in N-1) e dei valori di tensione sul sistema di trasmissione, che consentono di individuare le porzioni di rete a maggiori criticità;
- le statistiche sulle disalimentazioni, su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione, interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinato dall'attuale struttura di rete;
- i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia, come i prezzi zonal e del Mercato dei Servizi, come l'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento;
- l'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- lo sviluppo ed evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti/dismissioni di impianti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da FER;
- la necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;
- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere, nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- la necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'evoluzione e sulla distribuzione della domanda;
- le richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale (RTN) formulate dagli aventi diritto;
- la razionalizzazione degli asset di rete, per la pianificazione territoriale e la limitazione dell'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione, in particolare termini di occupazione del suolo e dell'impatto visivo-paesaggistico.

<sup>3</sup> Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.



Tra i molteplici aspetti input al processo di pianificazione, negli ultimi anni l'evoluzione attesa del parco di generazione ha assunto sempre più un ruolo di primo piano nell'ambito delle valutazioni finalizzate all'identificazione delle esigenze di sviluppo infrastrutturale. Il processo di decarbonizzazione del sistema elettrico, necessario al raggiungimento dei target energetici e climatici nazionali ed internazionali, determinerà infatti un radicale cambio di paradigma del sistema elettrico. Da un lato implicherà la dismissione delle centrali termoelettriche convenzionali ad elevate emissioni inquinanti e climalteranti, determinando tuttavia la perdita di capacità programmabile in grado di fornire servizi di regolazione preziosi per il sistema elettrico. Dall'altro, come descritto dai nuovi scenari energetici prospettici definiti da Terna e Snam<sup>4</sup>, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione implicherà una significativa crescita della capacità di generazione da fonte rinnovabile, in particolare eolica e fotovoltaica, intermittente e non programmabile (+ 70 GW al 2030 rispetto all'installato al 2019 nello scenario di policy Fit-for-55). Sebbene significativamente sfidante nell'orizzonte temporale indicato, tale trend di crescita trova tuttavia riscontro nelle richieste di connessione pervenute al TSO, riscontrando nel mese di Dicembre 2022 un ammontare di impianti richiedenti ben superiore ai target di policy nazionali, con circa 300 GW di richieste di connessione di soli impianti fotovoltaici ed eolici.

Proprio a fronte delle sfide inedite che l'integrazione di questi contingenti comporterà per la gestione in sicurezza del sistema elettrico prospettico, il decreto 199/2021 (Art. 35 comma D) che recepisce la Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ha sancito che Terna elabori una specifica pianificazione di opere di rete urgenti, capaci di integrare la nuova capacità rinnovabile attesa, necessaria al raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza al 2025, nonché di quelli aggiuntivi derivanti dall'ambiziosa revisione degli obiettivi europei al 2030 (focus nel Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo").

Tale effort di pianificazione risulta fondamentale per intercettare il più possibile in anticipo l'evoluzione attesa del parco di generazione nazionale affinché la rete del futuro sia in grado di accogliere la nuova capacità rinnovabile addizionale, gestendo in sicurezza i flussi di potenza tra aree di produzione e centri di carico. Tuttavia, in ragione dei possibili repentini cambiamenti del contesto energetico e geopolitico, sarà necessario che tali sforzi infrastrutturali straordinari siano adattabili e flessibili, anche prevedendo un approccio modulare a realizzazione condizionata in funzione dello sviluppo delle FER, al fine di rispondere con rapidità, efficacia ed efficienza ai diversi fattori esogeni che possono influenzare il sistema energetico ed elettrico.

In tale ottica, il Piano di Sviluppo 2023 si caratterizza per l'ambizione di fornire una risposta strutturata e organica alle sfide poste dalla transizione energetica e dai mutamenti geopolitici a livello internazionale, mediante la definizione di un paniere di opere propedeutiche al raggiungimento dei target energetici e climatici prefissati, al rispetto degli obblighi del concessionario della rete di trasmissione ed in linea con gli obiettivi e la mission di Terna. L'approccio innovativo adottato per la pianificazione delle opere di rete si caratterizza per una visione olistica del sistema elettrico nel suo complesso, che tiene conto non solo delle infrastrutture di rete ma anche delle principali tecnologie connesse (es. FER, elettrolizzatori, storage, sistemi inverter-based), al fine di effettuare una pianificazione coordinata di rete, rinnovabili e accumuli.

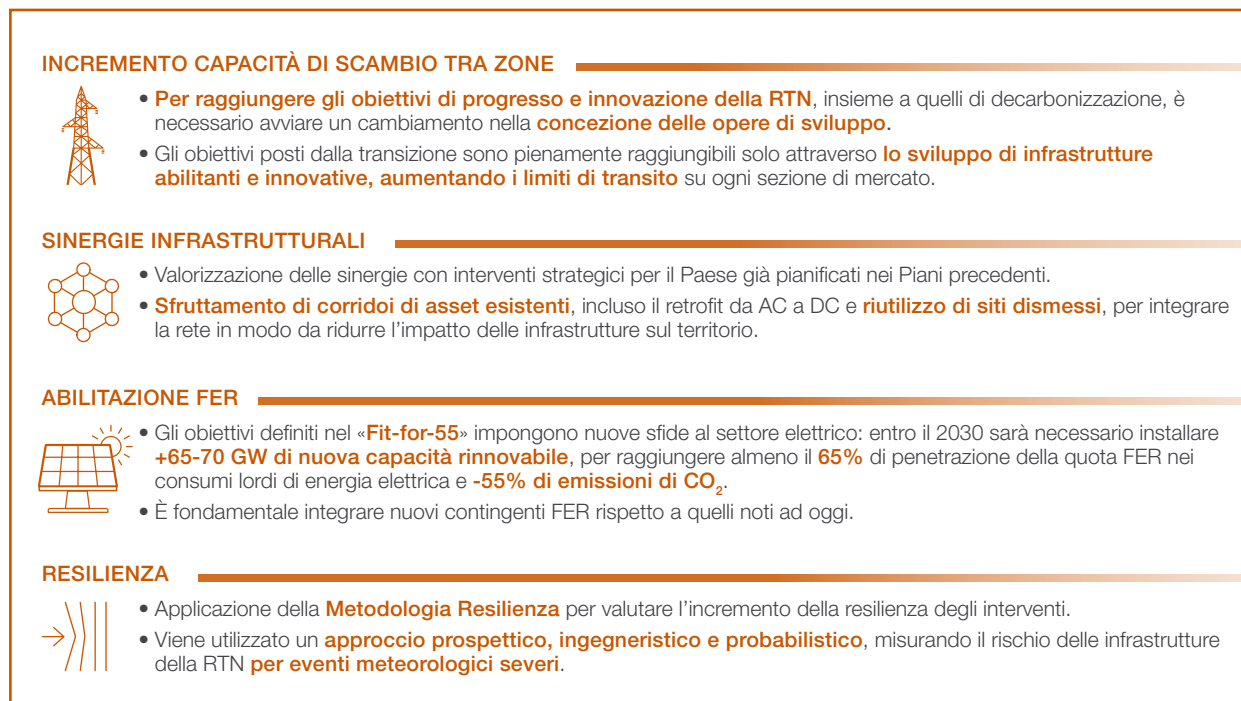
---

<sup>4</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>



Nelle pagine seguenti vengono introdotte e descritte le **linee di azione** su cui si è basato il processo di pianificazione e di predisposizione del Piano di Sviluppo 2023 (Figura 2).

FIGURA 2 **Linee di azione del Piano di Sviluppo 2023**



## Incremento della capacità di scambio tra zone

Il nuovo scenario energetico FF55 (Fit-for-55), pubblicato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 Terna-Snam e predisposto anche considerando i trend osservati delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla RTN, prevede uno sviluppo quantitativo e temporale significativamente sfidante dei nuovi impianti a fonte rinnovabile, per di più maggiormente concentrato nelle zone meridionali e insulari, ad alta disponibilità della fonte primaria, ma delocalizzato rispetto ai principali centri di consumo del paese.

Al fine di garantire la più ampia integrazione possibile dei contingenti FER attesi (+70 GW al 2030 nello scenario FF55) risulta pertanto opportuno che la pianificazione miri ad individuare nuove opere finalizzate ad incrementare la capacità di trasporto della rete al fine di mettere sempre più in collegamento le aree di produzione con quelle di carico.

Infatti, incrementare la capacità di scambio tra le zone implica una serie di benefici sia per i consumatori sia per i produttori sia per il sistema elettrico nel suo insieme, quali ad esempio:

- la riduzione dei differenziali di prezzo tra le zone di mercato interconnesse;
- la riduzione dell'overgeneration complessiva del sistema, abilitando pertanto l'integrazione dei nuovi contingenti FER;
- garantire ulteriormente la sicurezza della rete di trasmissione, limitando congestioni e potenziali sovraccarichi delle principali direttrici, riducendo altresì i fenomeni di pendolazione.

In tale contesto, proprio a fronte delle sfide inedite poste dalla significativa crescita della capacità di generazione rinnovabile, quali la gestione delle repentine variazioni di generazione dovute all'aleatorietà della fonte primaria, risulta necessario prevedere un radicale cambio di paradigma nella pianificazione delle nuove opere di rete, prevedendo sviluppi infrastrutturali addizionali (nuove direttrici in corrente continua, i.e. Hypergrid) rispetto a quelli già programmati nei precedenti Piani di Sviluppo, che, veicolando, indirizzando e controllando in maniera più efficace i flussi di energia prodotta per le loro caratteristiche tecnologiche intrinseche, consentiranno di aumentare in maniera rilevante la capacità di transito tra le aree del paese, integrando così significativamente le zone di mercato.

## Abilitazione FER

La Normativa Europea sul Clima (Regolamento UE 2021/1119), inserita nel quadro di riforme legislative per l'attuazione del "Green Deal Europeo", definisce l'obiettivo a lungo termine di neutralità climatica nell'Unione entro il 2050, con un target intermedio di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

In seguito allo sviluppo del conflitto in Ucraina, la Commissione Europea, con la comunicazione REPower EU, ha inoltre definito l'ulteriore traguardo di indipendenza delle forniture dei combustibili fossili dalla Russia entro il 2030, a partire dal gas.

In questo contesto, le risorse energetiche rinnovabili assumono un ruolo centrale non solo nell'ambito del processo di decarbonizzazione, ma anche al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia attraverso una diversificazione della produzione energetica.

In Italia, lo scenario energetico di policy Fit-for-55 (FF55) prevede l'installazione di circa +70 GW di nuova capacità rinnovabile rispetto all'installato del 2019, in particolare fotovoltaico ed eolico, risorse intermittenti e non programmabili, per raggiungere una penetrazione di fonti energetiche rinnovabili di almeno il 65% nei consumi lordi di energia elettrica. Tale significativo trend atteso trova riscontro nelle richieste di connessione pervenute a Terna. Infatti, a Dicembre 2022, sono attive complessivamente richieste di connessione pervenute direttamente su RTN<sup>5</sup> pari a oltre 4 volte il contingente necessario a raggiungere i target italiani del FF55. In particolare, sono attivi circa 300 GW di richieste di connessione di impianti fotovoltaici ed eolici (di cui circa 100 GW di impianti eolici off-shore) principalmente localizzati a Sud e sulle Isole, essendo aree caratterizzate da una maggiore disponibilità delle fonti solare ed eolica. Sebbene l'inoltro della richiesta di connessione non garantisca un'effettiva realizzazione dell'impianto, si evince quindi una risposta positiva da parte degli operatori ad abilitare la transizione verso un sistema energetico sostenibile e decarbonizzato.

Nell'ottica di raggiungere gli ambiziosi obiettivi di policy e garantire integrazione e gestione in sicurezza dei significativi contingenti previsti di impianti di generazione rinnovabili e non programmabili, lo sviluppo delle infrastrutture elettriche ed il ruolo di Terna come abilitatore della transizione energetica risultano di fondamentale importanza. Il Piano di Sviluppo 2023 consente di identificare infatti tutte le azioni necessarie per l'integrazione della capacità rinnovabile attesa attraverso la pianificazione e l'identificazione di opere di rete urgenti al fine di raggiungere i target europei al 2030, previsti nel FF55 grazie all'incremento della capacità di transito efficiente.

Terna, inoltre, ha il ruolo di garantire la possibilità di connettersi alla rete di alta e altissima tensione di impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW. Le modalità e le condizioni tecniche, procedurali ed economiche sono disciplinate dai provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) che trovano applicazione nel Codice di Rete in cui sono descritte regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica.

Nel contesto sfidante descritto in precedenza, lo sviluppo infrastrutturale dovrà necessariamente essere accompagnato da una semplificazione delle procedure autorizzative sia degli impianti FER sia delle opere di rete connesse, anche attraverso l'emanazione del Decreto aree idonee, in cui verranno definiti i criteri attraverso i quali le diverse Regioni potranno individuare le superfici idonee all'installazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi di policy in termini di nuove installazioni FER al 2030 e ripartire la potenza target tra le Regioni (Burden Sharing).

L'emanazione del Decreto e la successiva accelerazione degli iter autorizzativi per impianti FER tenderanno sicuramente a ridurre il livello di mortalità delle richieste di connessione.

## Sinergie Infrastrutturali

In una visione a tendere, una delle principali sfide connesse all'attuazione del Piano di Sviluppo di Terna è rappresentata dalla complessità, principalmente di carattere autorizzativo, nel costruire e mettere in esercizio nuove opere utili per il Paese. Risulta pertanto necessario un cambio di marcia nella pianificazione di nuove opere, sfruttando accorgimenti "environment-oriented" e approcci strategici completamente innovativi rispetto alla pianificazione tradizionale. Utilizzare infrastrutture e corridoi di trasmissione in corrente alternata (AC) esistenti per adattarle allo sviluppo di linee in corrente continua in sinergia con opere già pianificate, come anche il potenziale riutilizzo di infrastrutture elettriche dismesse o sottoutilizzate e di spazi ad esse connessi (funzionali a nuovi obiettivi, tra cui quello di installare Stazioni di Conversione necessarie allo sviluppo di nuovi corridoi infrastrutturali), rappresentano le soluzioni "game changer" che permetteranno di accelerare la realizzazione di opere di particolare rilevanza e strategicità.

<sup>5</sup> Sono escluse le richieste MT/BT pervenute indirettamente dai DSO.

In tale contesto, le nuove infrastrutture HVDC (High Voltage Direct Current), insieme alla riconversione di quelle esistenti ove possibile, renderanno disponibile un livello aggiuntivo di asset di rete minimizzando al tempo stesso l'occupazione del suolo e l'impatto delle nuove infrastrutture di rete sulle comunità locali. Ciò permetterà di ottimizzare al meglio il funzionamento e lo sfruttamento di tutti gli asset di rete di alta tensione in AC, grazie alla maggiore controllabilità dei flussi offerta dai sistemi HVDC. In tal modo, la rete AC beneficerà di una riduzione dei sovraccarichi, in particolare durante condizioni di rete caratterizzate da alta generazione rinnovabile, consentendo di ridurre i fenomeni di overgeneration.

## Resilienza

Il cambiamento climatico, dovuto al continuo aumento delle concentrazioni dei principali gas serra nell'atmosfera ed al conseguente incremento delle temperature, determina impatti e conseguenze sempre più gravi a livello globale. È ormai evidente come gli eventi climatici severi siano diventati la rappresentazione quotidiana degli effetti del riscaldamento globale.

Anche le infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono state e saranno ancor di più, negli scenari prospettici, soggette agli impatti degli eventi meteorologici severi ed al maggior rischio di danni e disalimentazioni, qualora non vengano messe in atto azioni mirate per prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico (Figura 3).

FIGURA 3 **Principali eventi climatici che colpiscono la RTN**



In tale contesto, incrementare la resilienza della RTN diventa un fattore abilitante per affrontare la crisi climatica e rispondere in modo efficace all'evoluzione degli eventi meteorologici che si caratterizzano sempre più per maggiore intensità e frequenza.

Terna, grazie alla Metodologia Resilienza, ha definito un nuovo approccio metodologico di tipo prospettico, in grado di identificare le aree del territorio maggiormente esposte al verificarsi di eventi meteorologici severi negli scenari climatici futuri, e di tipo probabilistico per analizzare probabilità di occorrenza ed impatti sul sistema in termini di energia non fornita attesa di guasti e contingenze multiple causate da diverse tipologie di eventi meteorologici, considerando anche i possibili effetti a cascata (fuori servizio multipli) sulla rete.

Grazie al nuovo approccio metodologico - verificato positivamente da ARERA con la deliberazione 9/2022 quale Allegato A76 del Codice di Rete - Terna è in grado di "misurare" il livello di resilienza delle infrastrutture di trasmissione, identificare le aree critiche, individuare gli interventi, sia nuovi sia tra quelli già pianificati, più efficienti ed efficaci per mitigare le criticità evidenziate, quantificandone il beneficio per l'incremento della resilienza per le minacce meteorologiche ad oggi considerate, ovvero ghiaccio-neve e vento. La Metodologia Resilienza è stata applicata anche per gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo e che riguardano prevalentemente rinforzi ed incrementi della magliatura della RTN, essendo questi tipologie di intervento efficaci per ridurre il rischio di disalimentazione degli utenti finali ed incrementare così la sicurezza e resilienza della rete di trasmissione.

## FOCUS: SOSTENIBILITÀ

La dimensione della sostenibilità ha una rilevanza strategica nell'ambito della pianificazione delle opere infrastrutturali di Terna ed è, a tutti gli effetti, uno degli strumenti di coesione attraverso il quale il gestore di rete promuove l'integrazione economica, ambientale e sociale dei territori direttamente interessati dalla pianificazione di interventi di sviluppo dell'infrastruttura elettrica. L'obiettivo generale è dotare il Paese di una rete elettrica sempre più resiliente e sostenibile: in un processo di transizione ecologica, già la fase di pianificazione rappresenta un elemento strategico nella creazione di valore nel tempo per il Paese poiché è la premessa per abilitare, in un prossimo futuro, una generazione elettrica decarbonizzata ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

Il costante impegno di Terna a migliorare le proprie performance di sostenibilità trova riscontro positivo nei rating ESG (Environmental, Social, Governance) espressi da società specializzate, nell'inclusione nei principali indici borsistici internazionali di sostenibilità e nell'apprezzamento degli investitori socialmente responsabili ("SRI" – Socially Responsible Investor). La Società è stata confermata in tutti i principali indici borsistici di sostenibilità in cui era già presente (Dow Jones Sustainability Index, STOXX® ESG, Euronext Vigeo, FTSE4Good, MSCI, ECPI, Solactive Europe Corporate Social Responsibility, Bloomberg Gender Equality Index, MIB ESG, GLIO/GRESG ESG, United Nations Global Compact - "GC100"), descritti con maggior dettaglio nel Rapporto Integrato – Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ("DNF") 2021. Inoltre, nel quadriennio 2018-2021 Terna ha emesso sul mercato cinque green bond i cui proventi sono destinati al finanziamento degli "Eligible Green Projects", al fine di integrare un approccio di sostenibilità anche nella strategia finanziaria<sup>6</sup>.

Coerente con i suoi indirizzi ESG, Terna ha adottato uno schema di riferimento per la sostenibilità basato su tre assi (Figura 4):

### FIGURA 4 *Assi di Sostenibilità per Terna*

#### INNOVAZIONE

Strategia focalizzata sull'utilizzo di tecnologie avanzate e di migliori strumenti e procedure per la pianificazione che favoriscano l'ulteriore sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili, continuando a garantire standard continuità, qualità sicurezza del sistema.

#### SISTEMICA

Ogni opera viene concepita, progettata e realizzata sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici ambientali, economici e sociali per il sistema.

#### REALIZZATIVA

Ogni opera prevede un iter approfondito di studio e condivisione del progetto con le comunità locali interessate dalle nuove infrastrutture, aumentando sempre più il livello di cooperazione e reciproca conoscenza, oltre che l'attenzione verso i territori.

<sup>6</sup> <https://www.terna.it/it/investitori/debito-rating/emissioni-obbligazionarie>

La Sostenibilità Sistemica è l'asse che trova la sua prima applicazione nell'ambito del processo di Pianificazione e quindi nel Piano di Sviluppo, essendo questa la fase in cui Terna si interroga sulle esigenze di sviluppo della rete, orientandosi verso soluzioni che massimizzino i benefici e minimizzino gli impatti Sociali, Ambientali ed Economici (Figura 5).

FIGURA 5 *Le esigenze alla base della pianificazione secondo gli assi della sostenibilità sistemica*



A tal proposito, nel processo di pianificazione della rete elettrica la sostenibilità sistemica è perseguibile attraverso le seguenti azioni:

- in fase di identificazione delle esigenze alla base degli interventi in piano di sviluppo, le necessità sociali, ambientali e territoriali sono considerate allo stesso livello di quelle elettriche ed economiche;
- le analisi delle criticità e delle soluzioni progettuali passano attraverso la condivisione delle esigenze territoriali con le comunità interessate, la massimizzazione dell'efficienza e della sicurezza per gli utenti della rete e lo sviluppo di soluzioni sostenibili nel tempo, anche grazie all'utilizzo di nuove tecnologie disponibili;
- durante la fase di valutazione della sostenibilità sociale e ambientale vengono minimizzati gli impatti sulla collettività attraverso il riutilizzo delle infrastrutture o dei corridoi esistenti, la demolizione degli asset già dismessi o interventi di razionalizzazione complessivi e il ricorso a tecnologie interrato per consentire una migliore performance derivante dalla diversificazione tecnologica.

A seguito di queste valutazioni è previsto l'inserimento in Piano di Sviluppo della soluzione realizzativa consolidata che risulta essere in grado di massimizzare i benefici ambientali, sociali ed economici per il sistema.

Continua >>

>> Segue

In una logica di trasparenza si rende necessario stabilire degli obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi e sfidarsi. A partire dal Piano di Sviluppo 2018, al fine di misurare l'efficacia dello sforzo di perseguire obiettivi di Sostenibilità Sistemica, sono state identificate alcune metriche di riferimento (*Figura 6, Figura 7, Figura 8*). Si propone in seguito una classificazione delle metriche in ambientali, sociali ed economiche, consapevoli del fatto che ognuna di queste si può declinare contemporaneamente in più di una categoria perché contribuisce, con più o meno impatto, a ciascuno dei tre assi.

### Ambientali

- **Penetrazione Fonti Energetiche Rinnovabili (FER):** misura l'incidenza percentuale di penetrazione della generazione da Fonti Rinnovabili sul totale dei consumi elettrici nell'orizzonte di Piano;
- **Integrazione delle FER:** misura la potenza degli impianti FER potenzialmente connettabili alla rete grazie ai nuovi sviluppi previsti nell'orizzonte di Piano;
- **FER over generation:** misura il valore della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e non dispacciata a causa di limiti tecnici della rete, come esito delle simulazioni di sistema;
- **Copertura domanda da FER:** misura le ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione rinnovabile potrebbe coprire interamente la domanda di energia elettrica (sulla base delle simulazioni di analisi di sistema e degli scenari adottati);
- **Riduzione emissioni:** misura la quantità di tonnellate di emissioni evitate in atmosfera di gas ad effetto serra o comunque inquinanti dell'aria (ovvero CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM), grazie agli interventi previsti a Piano;
- **Riutilizzo di infrastrutture di rete:** misura i km lineari di infrastrutture oggetto di interventi di rifunionalizzazione o riclassamento<sup>7</sup>, ovvero interventi che eviteranno la costruzione di infrastrutture ex-novo e i conseguenti impatti;
- **Demolizioni di infrastrutture dismesse:** misura il numero di km di linee obsolete demolite complessivamente nell'orizzonte di Piano.

### Sociali

- **Energia non fornita (ENS):** misura la riduzione dell'energia non fornita nell'orizzonte di Piano;
- **Interramenti:** con riferimento all'orizzonte di Piano, indica la percentuale di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare.

### Economici

- **Incremento SEW:** misura l'aumento del Socio-Economic Welfare che deriva dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione;
- **Riduzioni oneri complessivi di sistema:** misura la riduzione degli oneri per il sistema derivante dalla realizzazione delle infrastrutture di trasmissione (es. costi evitati/differiti relativi a capacità di generazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del dispacciamento, costi degli investimenti o costi operativi in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica evitati);
- **Efficienza Energetica della rete:** misura la riduzione delle perdite di rete grazie all'implementazione degli interventi previsti nell'orizzonte di Piano (TWh/anno);
- **Investimenti complessivi PdS:** misura il valore complessivo della spesa per investimenti per gli interventi previsti a Piano di Sviluppo nell'orizzonte decennale di piano.

<sup>7</sup> Un intervento di "riclassamento" consiste nella conversione di elettrodotti esistenti a una tensione superiore attraverso l'installazione di nuovi conduttori e sostegni al posto di quelli esistenti che possono avere maggiori dimensioni e quindi un maggiore ingombro. Rispetto alla realizzazione di una nuova linea, questo tipo di intervento ha il vantaggio di utilizzare in genere corridoi infrastrutturali già esistenti, evitando di occupare nuove porzioni di territorio.



FIGURA 6 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Ambientale individuate da Terna

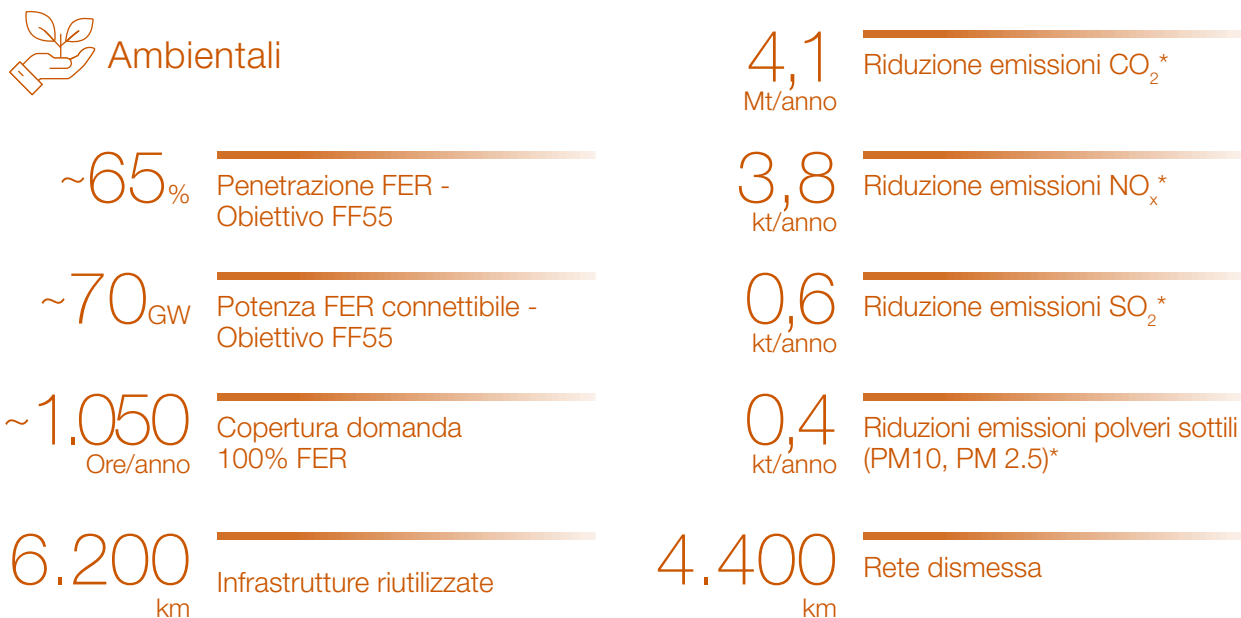
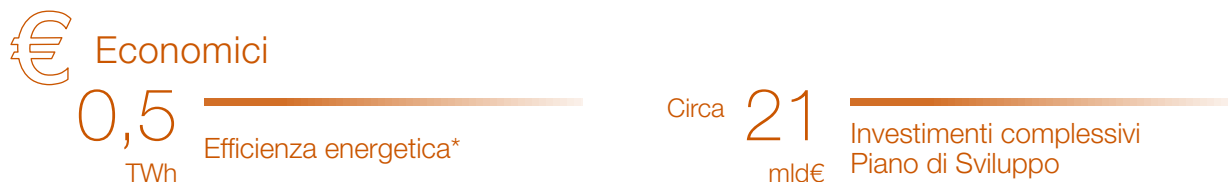


FIGURA 7 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Sociale individuate da Terna



FIGURA 8 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Economica individuate da Terna



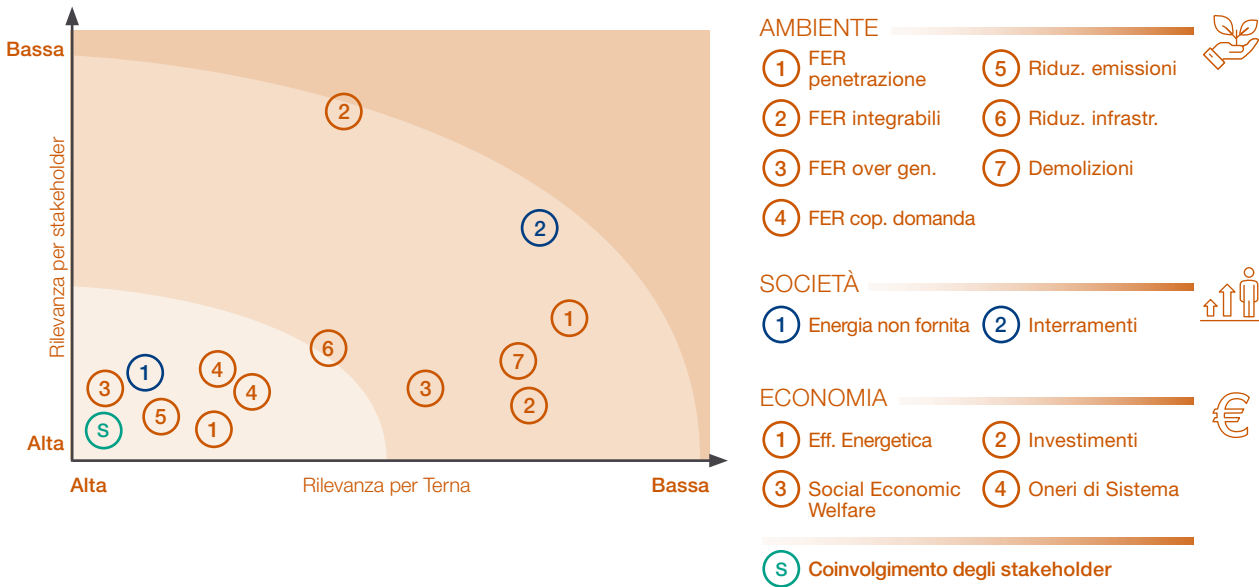
(\*) Valore potenziale, sulla base dello scenario FF55, al 2030.

Continua >>

>> Segue

Per ognuna di queste metriche è stato poi definito il livello di rilevanza<sup>8</sup> sia per gli stakeholder che per Terna, come rappresentato in *Figura 9*.

**FIGURA 9** *Matrice di prioritizzazione delle metriche*



Come sperimentato durante il processo di concertazione e autorizzazione delle opere elettriche, una sfida rilevante della transizione energetica consiste nell'accettabilità delle opere da parte delle comunità territoriali da esse interessate. A tale scopo, per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2019 sono stati presentati, e successivamente sperimentati su un campione pilota di interventi nel Piano di Sviluppo 2020, due nuovi indicatori volti a quantificare mediante i benefici economici l'individuazione e l'adozione di soluzioni migliorative in termini di sostenibilità territoriale, da una parte potenzialmente più dispendiose, ma dall'altra più vicine alle richieste territoriali: «*Anticipo Fruizione Benefici (B20)*» e «*Visual Amenity VAPR (B21)*».

Tali voci di beneficio sono state rimosse dall'edizione del Piano di sviluppo 2021 in linea con il parere ARERA 574/2020/I/EEL, al fine di predisporre un aggiornamento degli stessi, per poi eventualmente riproporli nelle future edizioni di Piano.

<sup>8</sup> In aggiunta, il Gruppo Terna elabora annualmente l'analisi di materialità costruita secondo le indicazioni del Global Reporting Initiative che valuta, in linea con le richieste dello standard, tutti i principali temi di sostenibilità considerando il punto di vista del management aziendale e degli stakeholder del Gruppo. Per maggiori dettagli sull'analisi di materialità, si rimanda al Rapporto integrato/DNF 2021.





|   |    |
|---|----|
| 2.1 La consultazione del Piano Decennale  | 25 |
| 2.2 La concertazione pubblica delle opere | 27 |

# 2

## Stakeholders Engagement

# Stakeholders Engagement

## 2

Realizzabilità e celerità dello sfidante processo di sviluppo, ammodernamento e digitalizzazione della rete di trasmissione dipenderanno dalla capacità di Terna di coinvolgere stakeholders e comunità locali, al fine di veicolare efficacemente strategicità e utilità per la collettività delle attività di sviluppo della rete, facilitando così integrabilità e accogliibilità locale delle nuove infrastrutture elettriche.

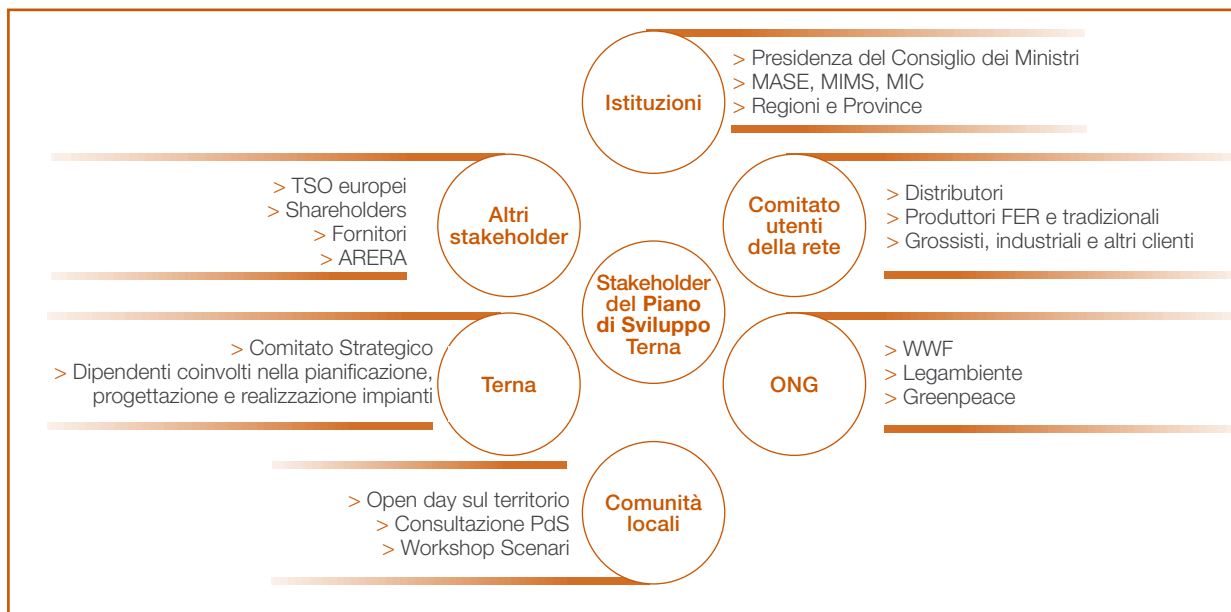
Pertanto, la vicinanza e l'interazione con stakeholders e comunità locali costituiscono una priorità del TSO, attraverso un modello di sviluppo orientato al dialogo e sempre più attento alle esigenze dei territori. Tale approccio rappresenta infatti un fattore abilitante sia per raccogliere validi spunti di miglioramento sia per portare alla definizione di soluzioni progettuali condivise per la realizzazione di nuove opere o la modernizzazione delle esistenti, nell'ottica complessiva di perseguire l'interesse generale insieme alla sicurezza, efficienza ed economicità del servizio elettrico.

Tra i principali stakeholder con cui si interfaccia Terna è possibile annoverare (Figura 10):

- **Istituzioni:** le istituzioni hanno il ruolo di Policy Maker, fissando gli obiettivi di medio e lungo termine, anche sulla base degli indirizzi della Comunità Europea; gli enti pubblici sono inoltre coinvolti nel processo di approvazione del Piano di Sviluppo e delle opere in esso contenute.
- **Comitato di Consultazione Utenti della rete:** introdotto dal DPCM 11 maggio 2004, è uno dei principali interlocutori di Terna nella fase di pianificazione della rete; vi partecipano i rappresentanti dei distributori, dei produttori di energia elettrica, dei grossisti e dei clienti finali.
- **Organizzazioni Non Governative:** queste organizzazioni hanno principalmente l'obiettivo di minimizzare ed eventualmente mediare i potenziali impatti ambientali negativi degli sviluppi infrastrutturali necessari. Un ruolo chiave delle Organizzazioni è, inoltre, quello di garantire la coerenza dello sviluppo della rete rispetto all'impegno nazionale e internazionale nel contrasto ai cambiamenti climatici, perseguendo una "Green Vision".
- **Comunità Locali:** si tratta di enti locali e cittadini che vivono in aree in cui si implementa un nuovo progetto di sviluppo, pertanto, sono i primi ad essere interessati dall'attività di Terna sul territorio in tutte le fasi del ciclo di vita del progetto, dallo sviluppo alla gestione e manutenzione della rete. Tra i soggetti individuati vi sono quelli direttamente o indirettamente impattati nonché attori in grado di influenzare l'opinione di altri decisori.
- **Altri stakeholder:** Commissione Europea (CE) fissa gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dagli Stati Membri e definisce le modalità di coordinamento tra i Paesi Membri; ENTSO-E, in tema di pianificazione, indica gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dai singoli TSO; Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) quale soggetto deputato ad impartire gli indirizzi regolatori finalizzati a tutelare gli interessi dei consumatori, promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità.



FIGURA 10 Stakeholders del Piano di Sviluppo



## 2.1 La consultazione del Piano Decennale

Il processo di pubblicazione e successiva consultazione del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale rappresenta la fase finale di un percorso che prevede il coinvolgimento in diversi momenti di molteplici stakeholders, quali ONG, Comitato Utenti, utenti della rete, comunità locali e associazioni di settore.

Entrambe le fasi sono previste dal decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93 ma nel corso del tempo si è reso necessario un cambio di prospettiva legato al ruolo sempre più pivotale di Terna come regista della transizione energetica che ha reso opportuno un coinvolgimento maggiore degli operatori al fine di aprire dei canali di comunicazione bidirezionali e rappresentare così da un lato per gli stakeholder l'opportunità di ottenere maggiori chiarimenti su criteri di pianificazione ed azioni del gestore della rete di trasmissione nazionale, dall'altro costituire l'occasione per Terna di individuare aree di miglioramento e cogliere eventuali spunti utili.

Già nei mesi precedenti la pubblicazione e la consultazione del piano, Terna coinvolge con webinar dedicati il Comitato Utenti e le ONG a cui presenta il contesto di riferimento, gli scenari di piano, le principali linee guida della pianificazione, contestualizzando le azioni da intraprendere e motivando allo stesso tempo le scelte che hanno portato a delineare le future necessità di sviluppo della rete.

In tale ambito, con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN, è stata condotta una consultazione con i titolari di iniziative "merchant line"<sup>9</sup> tra il 7 novembre e il 25 novembre 2022, al fine di raccogliere informazioni su tali interventi per garantire una visione olistica e d'insieme dello sviluppo della rete di trasmissione. L'elenco dei progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private è riportato all'interno del Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo".

Successivamente, dopo l'invio ufficiale a gennaio del Piano di Sviluppo al Ministero e ad ARERA, si procede alla sua pubblicazione, a cui segue la consultazione pubblica<sup>10</sup>, momento chiave dell'intero processo, in cui Terna, dopo avere

<sup>9</sup> Opere pianificate e sviluppate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 943/2019

<sup>10</sup> La consultazione prevede due sessioni: nella prima, Terna riceve e dà riscontro ai primi commenti degli operatori con i quali si è confrontata nel corso della sessione pubblica (webinar); nella seconda, l'ARERA riceve le ulteriori osservazioni a cui Terna provvede a fornire riscontro.

presentato lo schema di Piano decennale, raccoglie quesiti ed eventuali spunti di miglioramento dai vari operatori e fornisce riscontri alle osservazioni pervenute attraverso incontri dedicati o webinar (introdotti dal periodo pandemico Covid 2019).

Le nuove modalità di confronto a distanza o ibride hanno consentito di favorire e incrementare ulteriormente la partecipazione dei soggetti interessati, riscontrando difatti in occasione dei webinar relativi alle due precedenti edizioni di piano partecipazioni numericamente crescenti, con più di 100 operatori e rappresentanti di settore.

La consultazione è aperta a chiunque voglia partecipare e rappresenta di fatto una preziosa occasione di confronto tra tutti i principali stakeholders e operatori del sistema elettrico ed energetico, in particolare alla luce delle sfide attese. Tra i partecipanti è possibile menzionare il Ministero per la Transizione Ecologica (ora Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica - MASE), regioni, associazioni dei consumatori e del mondo elettrico, associazioni di imprese, distributori e produttori del settore elettrico.

Feedback e osservazioni raccolte da Terna nelle fasi di consultazione vengono poi tenuti in considerazione nelle fasi di predisposizione delle successive edizioni di piano, al fine di garantire la continua evoluzione e miglioramento sia del processo di pianificazione delle opere sia di predisposizione del documento di Piano di Sviluppo della rete di trasmissione.

A titolo esemplificativo, in quest'ultima edizione di Piano, è stato particolarmente attenzionato e recepito il suggerimento, più volte portato all'attenzione di Terna e del Ministero, di efficientare e razionalizzare i contenuti, con l'ottica di facilitare la consultazione del documento. Ciò ha portato ad un'evoluzione significativa del Piano di Sviluppo rispetto alle precedenti edizioni, sia nei contenuti sia nella struttura, con la nuova suddivisione in fascicoli ed allegati.

In precedenza, invece, sono state recepite da Terna, ad esempio, le indicazioni di inserire informazioni aggiuntive e di maggiore dettaglio su alcuni interventi ritenuti rilevanti ai fini del raggiungimento dei target della transizione energetica (c.d. schede "premium"), inserendo opportuni focus con lo scopo di aumentare il contenuto informativo a disposizione degli utenti.



Il 18 Maggio 2021 Terna ha inviato il Piano di Sviluppo 2021 al Ministero dello Sviluppo Economico (ora denominato MASE), la consultazione è stata avviata il 9 agosto 2021 e mercoledì 6 ottobre 2021, in modalità webinar, si è tenuto l'incontro di riscontro alle osservazioni degli operatori da parte di Terna. L'Autorità ha emesso il parere 335/2022 con la valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021.

## FOCUS: VERIFICHE EXPERT-BASED

Nell'ambito della valutazione dei progetti del Piano di sviluppo, dal 2018, l'Autorità ha previsto che le analisi costi benefici di alcuni specifici interventi di sviluppo potessero essere oggetto di verifiche esterne indipendenti, al fine di controllarne lo svolgimento in conformità ai requisiti minimi indicati dall'Autorità e fornire spunti di miglioramento, in ottica futura, sia per Terna che per il Regolatore.

Nel corso del 2019 sono quindi state effettuate le prime attività di verifica expert-based, le quali hanno portato all'individuazione di alcune migliorie ed affinamenti che Terna ha implementato nello svolgimento delle analisi costi benefici degli interventi a partire dal Piano di Sviluppo 2020. Alcuni degli esperti sono anche intervenuti nel corso della sessione pubblica di consultazione del Piano di Sviluppo 2019, commentando la loro esperienza di verifica e sottolineando il valore aggiunto che questa ha portato per Terna e l'Autorità.

Tenendo in considerazione quanto fatto nel 2019 e considerato che le verifiche sono state un punto di confronto e arricchimento sia per Terna che per il regolatore, ARERA – con la determina DIEU n. 3/2022 – ha avviato un nuovo percorso di verifica delle analisi costi benefici di alcuni interventi di sviluppo; tra gli interventi soggetti alle nuove verifiche ci sono il Tyrrhenian Link, l'Adriatic Link, il nuovo collegamento HVDC tra Italia e Grecia e la Razionalizzazione della Valchiavenna, che risultano fondamentali per mettere in atto la transizione ecologica e raggiungere gli obiettivi di policy europee e nazionali in termini di decarbonizzazione e indipendenza energetica.

Attualmente queste attività di verifica sono ancora in corso e si prevede che vengano concluse nel corso del 2023.

## 2.2 La concertazione pubblica delle opere

La chiave vincente per assicurare la realizzazione di opere necessarie per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e allo stesso tempo rispondere alle esigenze di tutti i soggetti interessati è rappresentata dalla capacità di coinvolgere gli stakeholder in ogni fase di elaborazione e implementazione del Piano di Sviluppo della Rete.

L'attenzione di Terna verso le comunità locali si esplica in particolare nella fase di progettazione e realizzazione delle nuove linee. Consiste in un processo volontario di coinvolgimento preventivo delle istituzioni locali (amministrazioni regionali e locali, enti parco, ecc.) e, a partire dagli ultimi anni, dei cittadini delle comunità direttamente interessate dall'intervento. Tale processo prevede la condivisione delle esigenze di sviluppo della RTN con le istituzioni locali, l'apertura all'ascolto delle opinioni degli stakeholder e la ricerca di una soluzione condivisa per la collocazione delle nuove infrastrutture o il riassetto di quelle già esistenti. In tal modo, si creano le condizioni per "costruire" insieme lo sviluppo della rete, rendendola quindi più sostenibile e accettabile.

Dal 2014 Terna realizza gli incontri pubblici, denominati "**Terna Incontra**", per rivolgersi direttamente ai cittadini che vivono nelle aree individuate ad ospitare i principali interventi di sviluppo della rete. Nel corso degli incontri sono illustrati:

- esigenze di sviluppo che hanno originato la necessità dell'intervento;
- benefici e aspetti tecnici di opere infrastrutturali di rilevanza nazionale ed europea, indispensabili per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio elettrico;
- modalità di attuazione;
- alternative individuate.

Tali momenti sono inoltre indispensabili per raccogliere pareri, osservazioni e richieste di chiarimento da parte del territorio.

Per il confronto ed il dialogo con le comunità locali durante il biennio 2021/2022, congiuntamente alle modalità a distanza sperimentate durante il periodo emergenziale, sono ripresi gli incontri in presenza con i territori interessati ad accogliere gli interventi di sviluppo della rete. Dunque, oltre i canali di comunicazione utilizzati durante il periodo pandemico, quali programmi di incontri on-line (Figura 11), sono state riattivate le attività di coinvolgimento degli stakeholders tradizionali, ad esempio spazi informativi allestiti nei Comuni (Figura 12).

FIGURA 11 *Incontri svolti in modalità digitale nel corso del biennio 2021/2022*

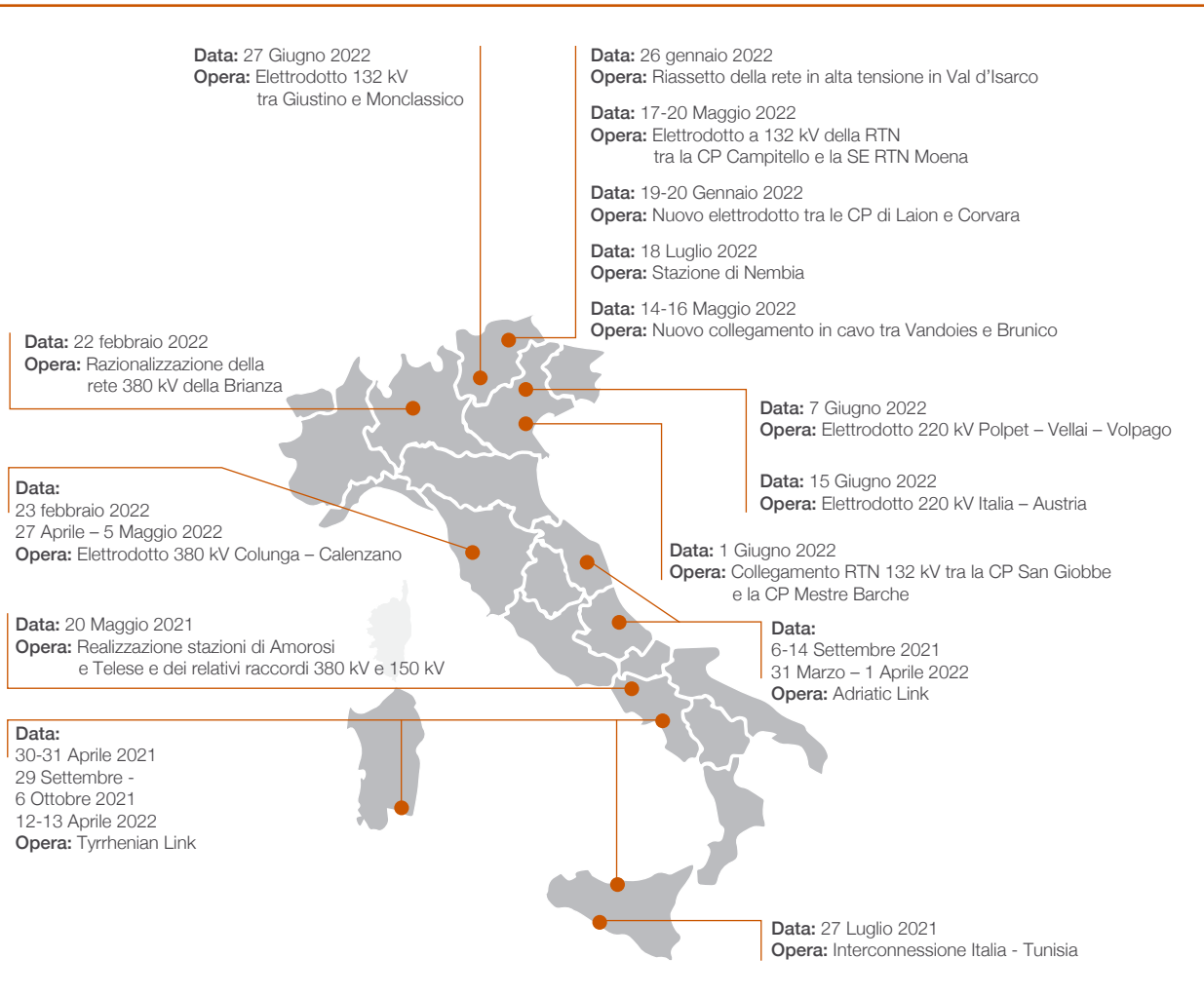


FIGURA 12 *Terna incontra in presenza 2022*



L'impegno di Terna nei confronti del territorio in cui opera, si è concretizzato nel corso del biennio anche attraverso la sottoscrizione dei seguenti accordi di programma e protocolli d'intesa:

- Protocollo di intesa tra Terna e Media Valle Camonica (per l'intervento "Razionalizzazione rete 132 kV Media Valle Camonica nel tratto compreso tra i comuni di Piancamuno e di Cedegolo");
- Protocollo di intesa tra Terna, il Comune di Roma Capitale e la Regione Lazio (per l'intervento "Dorsale in cavo interrato 150 kV CP Flaminia-CP Nomentano-CP Villa Borghese-CP Ostiense-CP Laurentina");
- Protocollo di intesa tra Terna, il Comune di Termini Imerese e la Regione Sicilia (per l'intervento Tyrrhenian Link).

In tale contesto assume un ruolo rilevante anche il continuo e proficuo confronto, sulla base anche dell'accordo sottoscritto il 31 maggio 2016, con Greenpeace, Legambiente e WWF per un loro contributo al processo di redazione del Piano di Sviluppo, dalla fase strategica fino alle attività di consultazione con i territori direttamente interessati. In questo ambito si colloca il percorso intrapreso da Terna nel corso del 2018, in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente, con l'obiettivo di individuare metodi ed approcci per accrescere la trasparenza e il dialogo tra le parti interessate, ma anche di incrementare le opportunità di mutuo apprendimento con i principali stakeholder.

Nel 2022 Terna, in chiusura del progetto "Lavorare insieme per Lavorare Meglio", insieme a Renewables Grid Initiative (RGI) e a Legambiente, ha organizzato il workshop intitolato "Delivering the 2030 Climate Target Plan: market, regulatory and legislative transformations needed to enable the integration and deployment of renewables".

Il seminario mirava ad apportare prospettive ed esperienze su come coordinare lo sviluppo delle rinnovabili, le infrastrutture di trasmissione, i sistemi di accumulo e i servizi di flessibilità per abilitare la transizione ecologica e ridurre la dipendenza energetica del Paese dall'estero e, mitigando pertanto l'esposizione del sistema paese ad eventuali fattori esogeni di natura geopolitica.

## FOCUS: L'ESEMPIO DEL TYRRHENIAN LINK

L'opera "Tyrrhenian Link" consiste in un collegamento bi-terminale sottomarino tra la penisola italiana, la Sicilia e la Sardegna. Nello specifico la tratta EST è lunga circa 490 chilometri, unisce l'approdo di Fiumetorto, nel comune di Termini Imerese in Sicilia, all'approdo di Torre Tuscia Magazzeno a Battipaglia, in Campania. Il nuovo collegamento, in corrente continua, prevede due stazioni di conversione agli estremi del collegamento, localizzate nei comuni di Eboli (SA) e di Termini Imerese (PA), che verranno a loro volta collegate ad esistenti stazioni elettriche o linee di trasmissione facenti parte della Rete di Trasmissione Nazionale con opportuni raccordi in cavo terrestre ed in aereo. Nel Comune di Eboli è prevista anche la realizzazione di una nuova stazione elettrica di smistamento a 380 kV che collegherà la nuova stazione di Conversione alla rete di trasmissione esistente.

Vista la significativa rilevanza e il carattere strategico dell'intervento, fondamentale per consentire l'integrazione dei contingenti rinnovabili attesi nelle due isole, rafforzandone la stabilità e la sicurezza dei relativi sistemi elettrici, è indispensabile garantire che il suo deployment sia sincrono con l'evoluzione attesa dei sistemi energetici insulari.

Pertanto, sono state indagate e messe in atto strategie e modalità autorizzative innovative per accelerare il più possibile l'iter di permitting del progetto, cogliendo al tempo stesso le opportunità offerte dalle evoluzioni normative degli ultimi anni, come ad esempio il ricorso alla consultazione pubblica piuttosto che a dibattito pubblico, in accordo a quanto previsto dall'articolo 9 comma 4 del Regolamento Europeo 347/2013 e in attuazione del D.L 76/20 per le opere della rete elettrica di trasmissione nazionale quali il "Tyrrhenian Link", ovvero indicate nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima o individuate con decreto del Presidente del Consiglio quali interventi necessari all'attuazione del Piano.

### Success factors per l'accelerazione dell'iter autorizzativo:



#### Pre-screening territoriale:

grazie ad una attenta analisi territoriale preliminare, con focus specifico sulle aree in cui era stata prevista la localizzazione delle stazioni, sono state messe in luce fin dall'inizio i possibili elementi di attrito con il territorio coinvolto;



#### Mappatura preliminare degli stakeholder:

prima che iniziasse una vera e propria interazione con il territorio, è stata effettuata una mappatura degli stakeholder territoriali, seguendo due criteri:

- Influenza (soggetti in grado di influenzare negativamente o positivamente il processo)
- Rappresentanza (soggetti a cui a vario titolo è affidato il compito di rappresentare altri individui)

Questo lavoro ha permesso di trasferire in maniera completa i contenuti del progetto del nuovo impianto e di anticipare e gestire le possibili istanze dei soggetti coinvolti, limitando così notevolmente l'insorgere di interventi imprevisti e ostativi durante il processo di coinvolgimento del territorio.



#### Definizione degli obiettivi strategici del coinvolgimento:

sono stati definiti per ogni stakeholder gli obiettivi strategici di coinvolgimento, che hanno aiutato a definire le diverse modalità più opportune di engagement. Questo ha permesso di identificare chiaramente e fin da subito istanze ed esigenze dei singoli soggetti interessati.



#### Approccio di coinvolgimento multilivello e diversificato:

sono stati scelti diversi livelli di interlocuzione:

- Sovra comunale con il coinvolgimento delle Regioni, e comunale;
- Associativo di vario genere (associazioni ambientaliste, di categoria; associazioni del territorio);
- Consultazione dei cittadini;
- Rapporti con la stampa locale;

Continua >>



e sono state utilizzate differenti modalità di coinvolgimento. In particolare, le attività di consultazione e informazione al pubblico sono state avviate nel mese di febbraio 2021 e si sono concluse nel mese di marzo, con una durata di sei settimane, durante le quali sono stati organizzati:

- Tavoli tecnici regionali;
- Meeting individuali rispettivamente con le amministrazioni coinvolte, associazioni di categoria e associazioni ambientaliste;
- Commissioni Consiliari monotematiche;
- 5 webmeeting pubblici (Terna Incontra Digitali), preceduti da una campagna di comunicazione il più possibile capillare e diversificata (affissione di locandine, cassettaggio, invio di comunicati stampa, campagne social dedicate, roll up informativi presso le sedi comunali);
- Casella mail dedicata al fine di stimolare il coinvolgimento stimolando raccogliendo osservazioni scritte da parte degli stakeholder;
- Momenti di approfondimento e interviste dedicate atte al coinvolgimento della stampa regionale e locale.

Questo approccio ha permesso di avere una progettazione partecipata su più livelli, attraverso la quale sono emerse le osservazioni necessarie all'individuazione ed adozione di migliori soluzioni localizzative delle opere infrastrutturali proposte.

A titolo di esempio si riporta di seguito l'esperienza del lato campano. Il continuo confronto sia con le amministrazioni che con le associazioni ed i cittadini ha consentito di far emergere diverse osservazioni alle soluzioni proposte, principalmente focalizzate da un lato sull'idoneità delle aree preliminarmente individuate per accogliere le infrastrutture elettriche (ad esempio suoli agricoli destinati a produzioni di alta qualità della Piana del Sele), e dall'altro consistenti in vere e proprie proposte localizzative alternative.

Valutando costruttivamente le alternative localizzative emerse dal confronto con amministrazioni, stakeholders e cittadini nel corso delle sei settimane di consultazione pubblica, Terna ha verificato positivamente la fattibilità tecnica allo sviluppo di due nuove ipotesi di localizzazione per la stazione di conversione, presentate nel corso del secondo Terna Incontra digitale del 31 marzo 2021: una ricadente nel sito dell'ex Mercato Ortofrutticolo di San Nicola Varco, impianto di proprietà regionale dismesso da tempo, l'altro nell'area PIP di Eboli. Tali soluzioni progettuali hanno trovato largo consenso tra i cittadini, le amministrazioni locali, gli stakeholder territoriali e la Regione Campania, in quanto in grado di rispondere a tutte le sollecitazioni pervenute durante la concertazione e consultazione pubblica. La scelta finale, ricaduta sul sito dell'ex Mercato Ortofrutticolo a seguito degli ulteriori approfondimenti condotti da Terna, è stata ritenuta da tutti quella ottimale, poiché permette la bonifica ed il recupero di un'area degradata, dismessa da tempo.

I fattori sopra evidenziati hanno consentito di rendere molto più rapido il processo di comprensione ed accettazione dell'opera da parte del territorio, e velocizzato gli aspetti burocratici relativi all'acquisizione dei terreni.

Per tale ragione il percorso descritto rappresenta una best practices nel processo di progettazione partecipata delle opere di sviluppo della rete, che dimostra come la partecipazione attiva del territorio alle scelte progettuali possa effettivamente portare alla definizione di progetti più sostenibili, integrabili e accoglibili dalle comunità locali, e soprattutto come ne faciliti e acceleri l'implementazione.

Infatti, l'iter autorizzativo dell'opera ha beneficiato di tale processo virtuoso, essendosi svolto agevolmente e senza particolari criticità.

Infine, anche la concessione da parte del Ministero della Transizione ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) di un fast track autorizzativo, in virtù della strategicità dell'opera, ha svolto un nuovo importante, consentendo di concentrare nel tempo l'attività amministrativa, comportando la chiusura del procedimento nel settembre 2022, a meno di un anno dall'avvio della Conferenza dei Servizi decisoria, con tempistiche ben inferiori a quelle generalmente necessarie per le opere di trasmissione di analogo complessità.





|  |    |
|--|----|
| 3.1 Driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea  | 34 |
| 3.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) e il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) | 37 |
| 3.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 e s.m.i. ed i Progetti di Interesse Comune   | 38 |
| 3.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)   | 40 |

# 3

**Pianificazione coordinata  
tra TSO in ambito europeo**

# Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo

# 3

Il coordinamento e la collaborazione tra i Gestori della Rete (Transmission System Operators – TSO) europei nell’ambito delle attività di pianificazione dello sviluppo, esercizio ed interoperabilità dei sistemi elettrici interconnessi ricadenti nel perimetro Europeo è maturato nel tempo.

A tal riguardo, sul fronte della pianificazione è emersa, infatti, la necessità di rispondere sinergicamente e soddisfare esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSO e orientate al raggiungimento dei sempre più sfidanti obiettivi prefissati in ambito Comunitario, in linea con una visione unitaria e paneuropea del futuro del sistema infrastrutturale di trasmissione Europeo, più sicuro, sostenibile e decarbonizzato.

L’opportunità di stabilire i criteri ed i requisiti dello sviluppo coordinato ed integrato tra TSO europei ha consentito di ridefinire i paradigmi della pianificazione secondo visioni comuni che includono:

- la definizione di scenari energetici di sviluppo comuni;
- lo studio congiunto sul perimetro paneuropeo delle future esigenze di sviluppo;
- la definizione di criteri di investimento sostenibili attraverso una valutazione comune dei progetti di sviluppo di rilevanza paneuropea.

La presenza costante ed il proficuo impegno di Terna all’interno di questo processo di cooperazione e di integrazione tra TSO hanno posto le basi per consolidare il suo ruolo chiave nelle attività di coordinamento sia in ambito europeo sia nell’area del Mediterraneo.

## 3.1 Driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

A partire dal 2009 con il cosiddetto “Terzo Pacchetto Energia” sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie con lo scopo di modificare l’assetto regolatorio del mercato energetico europeo introducendo in particolare misure indirizzate all’orientamento, al rafforzamento e all’integrazione dei mercati elettrici a livello regionale con un conseguente miglioramento delle attività di cooperazione tra i TSO.

Al “Terzo Pacchetto” ha fatto seguito il “Clean energy package” (2018-2019) insieme di otto atti legislativi volti a definire il nuovo mercato elettrico europeo, promuovere ed integrare l’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, promuovere l’efficienza energetica e rafforzare il quadro normativo nel quale operano le istituzioni europee e nazionali.

Successivamente, al fine di favorire la transizione energetica e mitigare gli impatti derivanti dal mutato scenario geopolitico dell'ultimo triennio, causati sia dall'emergenza sanitaria COVID-19 del 2020 che dalla guerra russo-ucraina, sono state adottate ulteriori norme in materia di energia e clima riguardanti anche il settore elettrico, i cui dettagli sono riportati nell'Allegato "Riferimenti Normativi 2021-2022", tra cui si segnalano:

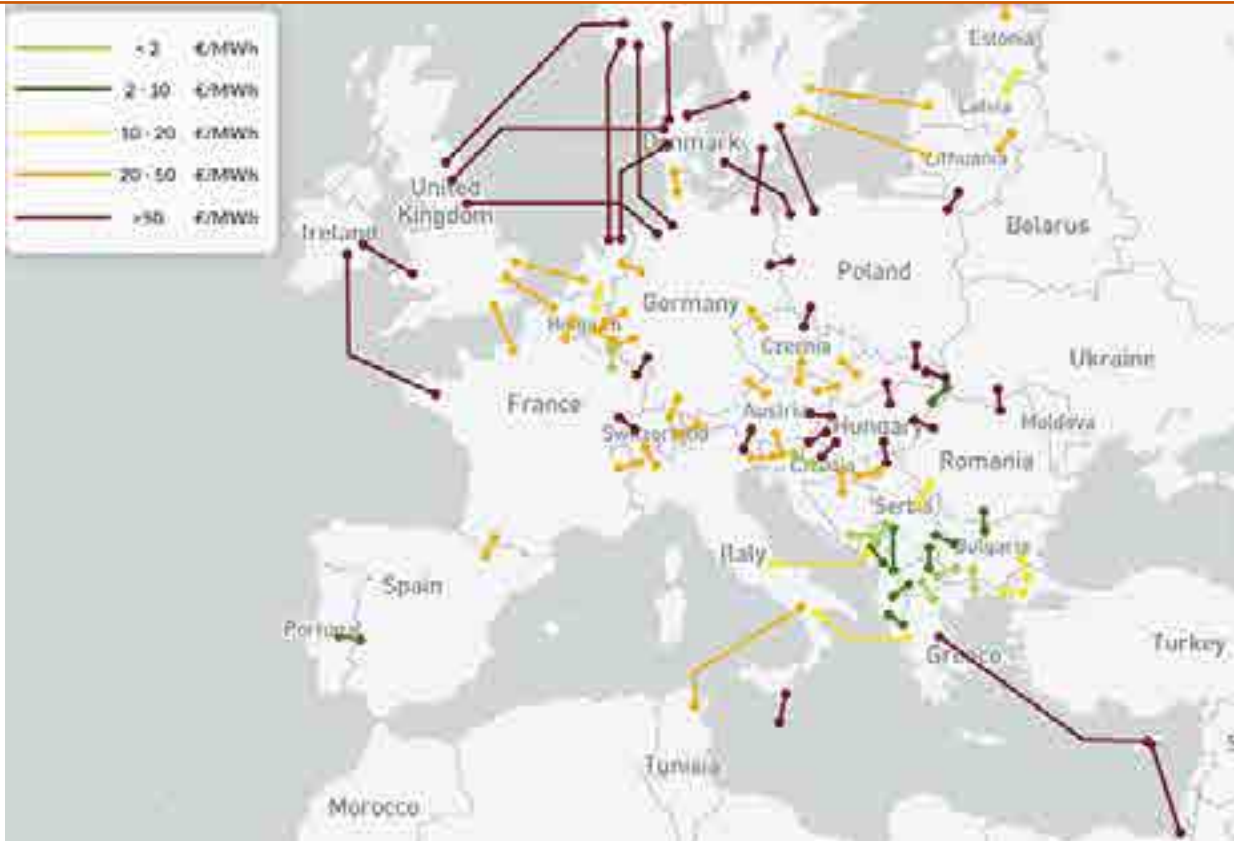
- il "Green Deal europeo" rappresentativo della strategia della Commissione europea per il raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030 e al 2050;
- in attuazione del Green Deal, il pacchetto legislativo «Fit-for-55» che pone come obiettivo a livello comunitario una riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> pari a -55% entro il 2030 attraverso la revisione delle normative UE vigenti (tra cui EED, RED), parte del "Clean Energy Package", e l'attuazione di nuove iniziative al fine di garantire che le politiche dell'UE siano in linea con gli obiettivi climatici concordati dal Consiglio e dal Parlamento europeo;
- il nuovo Regolamento infrastrutture n. 869/2022 (Reg. TEN-E), in aggiornamento del precedente Regolamento (UE) n. 347/2013, approfondito nelle sezioni a seguire;
- il piano REpowerEU predisposto dalla Commissione europea in risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale determinate a seguito dell'attuale situazione socio-politica russo-ucraina. L'obiettivo è rafforzare l'autonomia strategica dell'Unione e accelerare la transizione ecologica, diversificando l'approvvigionamento energetico e potenziando l'indipendenza e la sicurezza energetica dell'Unione attraverso l'adozione di specifici interventi normativi e lo stanziamento di investimenti.

La necessità di dare impulso agli obiettivi dell'Energy Union non può prescindere dallo sviluppo delle infrastrutture tra i Paesi Europei: un obiettivo di interconnessione minima per il settore dell'energia elettrica, da raggiungere entro il 2030, è stato fissato al 15% della capacità di produzione elettrica installata negli Stati membri. A tal riguardo, molti Paesi Membri, fra cui l'Italia, hanno evidenziato elevate necessità di sviluppo di infrastrutture di trasmissione transfrontaliere, per cui si è reso necessario definire dei gradi di priorità e urgenza con cui individuare i Paesi con maggiore necessità di nuove interconnessioni. La Commissione Europea ha pertanto istituito un Expert Group con il compito di identificare criteri e priorità d'azione in funzione delle caratteristiche peculiari e delle esigenze degli Stati Membri interessati. I criteri sono stati determinati con l'obiettivo di favorire:

- A. la copertura della domanda di energia elettrica;
- B. l'integrazione della produzione rinnovabile da un Paese all'altro;
- C. la minimizzazione dei differenziali di prezzo tra le zone di mercato;

e quindi, in ultima istanza, una migliore integrazione dei mercati elettrici. Nell'ambito del TYNDP 2022 (descritto con maggior dettaglio a seguire) ENTSO-E, applicando la metodologia definita dal gruppo esperti della CE, ha individuato gli Stati Membri con maggiori esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni, fra i quali rientra anche l'Italia. A titolo illustrativo, in *Figura 13* sono rappresentate le evidenze, con dettaglio per singolo paese e sezione, di uno dei tre criteri valutati, ovvero i differenziali di prezzo tra le zone di mercato.

FIGURA 13 *Differenza dei costi marginali tra le zone di mercato al 2040 nello scenario di rete in assenza di investimenti dopo il 2025*



In quest'ottica, lo sviluppo infrastrutturale, supportato dalla politica energetica comunitaria, è stato oggetto di un apposito atto normativo: il Regolamento (UE) n. 347/2013, aggiornato a giugno 2022, che definisce i criteri e gli strumenti per l'implementazione di corridoi e di aree prioritari a livello europeo, relativi alle infrastrutture dei settori dell'energia attraverso i quali conseguire i principali obiettivi di politica energetica.

## 3.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) e il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

In accordo con il quadro normativo comunitario previsto dal Regolamento (UE) n. 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 39 Gestori di Rete Europei appartenenti a 35 Paesi (*Figura 14*).

In linea con quanto rappresentato nel recente Piano di Sviluppo Decennale della rete di trasmissione europea (Ten Year Development Plan – TYNDP), ENTSO-E svolge un ruolo centrale nel consentire all'Europa di diventare il primo continente climate-neutral entro il 2050 perseguendo il raggiungimento di un sistema elettrico sicuro, sostenibile, affidabile e capace di integrare la quantità di energia rinnovabile prevista, offrendo così un contributo essenziale agli obiettivi stabiliti dal Green Deal.

La regolamentazione europea sul clima stabilisce un percorso ambizioso verso la decarbonizzazione con un obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il pacchetto Fit for 55 consentirà dunque di accelerare la transizione energetica su scala molto più ampia con un'ambiziosa revisione a rialzo dei target di penetrazione di energia rinnovabile e di efficienza energetica per il 2030.

Nell'ottica quindi di raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici dell'UE in materia di clima ed energia, ENTSO-E sostiene la cooperazione tra i suoi membri a livello europeo e regionale. Negli ultimi decenni, i TSO, fra i quali anche Terna, hanno intrapreso iniziative per aumentare la loro cooperazione nella pianificazione della rete, il funzionamento e l'integrazione dei mercati.

Come da Regolamento (UE) n. 714/2009, ora sostituito dal Regolamento (UE) 2019/943, tali obiettivi sono conseguiti anche attraverso la definizione da parte di ENTSO-E di un Piano decennale di Sviluppo della rete europea non vincolante. Il piano, elaborato con cadenza biennale, è finalizzato ad una programmazione degli investimenti ed al monitoraggio degli sviluppi delle capacità di transito dei flussi di potenza delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

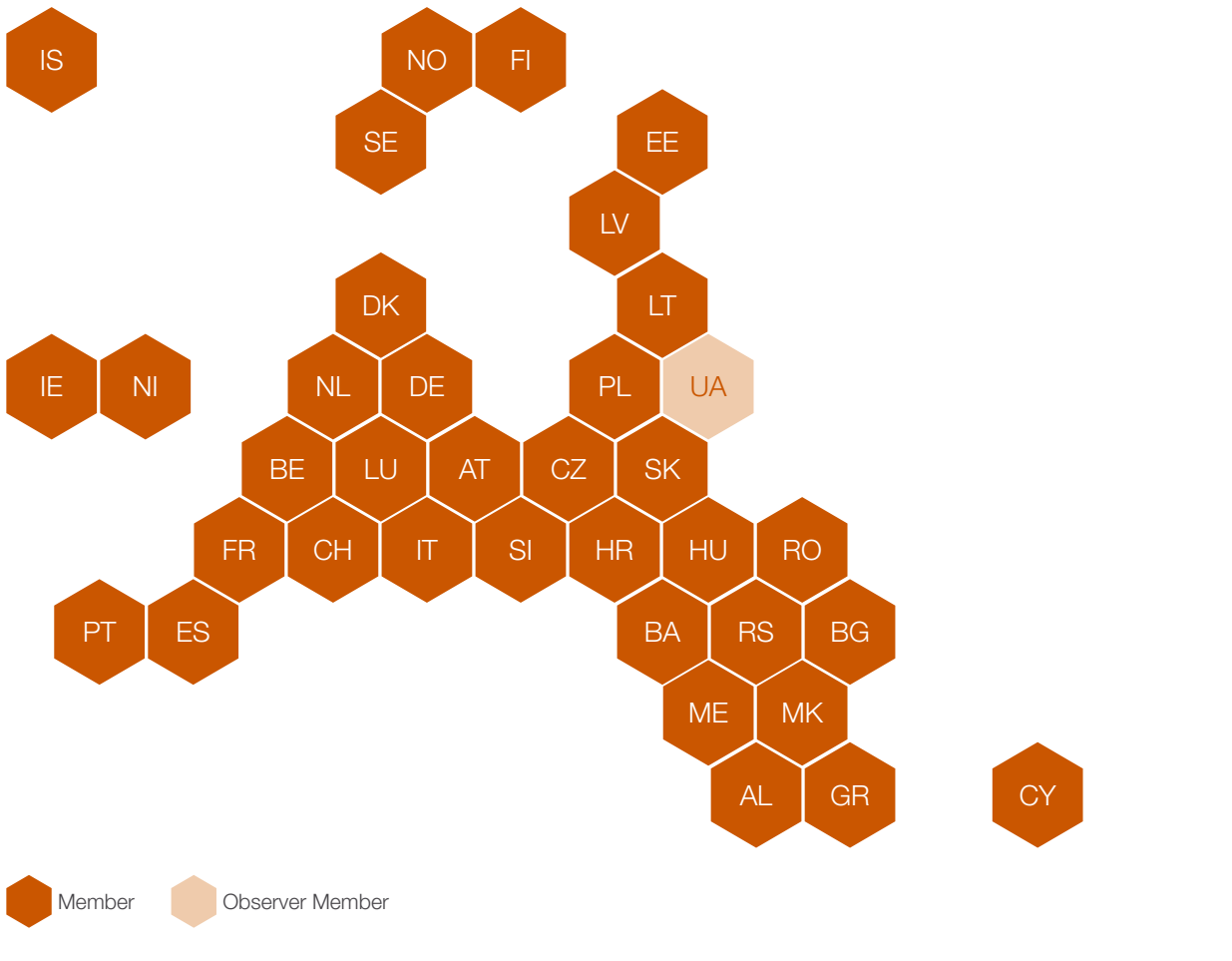
Il TYNDP di ENTSO-E rappresenta, pertanto, il riferimento metodologico più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea.

L'elenco dei progetti del TYNDP viene definito ogni due anni dal ENTSO-E secondo le modalità e i criteri previsti dal Regolamento TEN-E. Attualmente, il TYNDP 2022 ha individuato mediante un approccio di *Cost Benefit Analysis*<sup>11</sup> ben 141 progetti di trasmissione (85 progetti di interconnessione), di cui 14 presentati da Terna.

<sup>11</sup> [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/210322\\_3rd\\_ENTSO-E\\_CBA\\_Guidelines.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/210322_3rd_ENTSO-E_CBA_Guidelines.pdf)



FIGURA 14 Paesi ENTSO-E



### 3.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 e s.m.i. ed i Progetti di Interesse Comune

Nell'ambito del programma per l'attuazione del Green Deal, è stato emanato il nuovo Regolamento (UE) n. 2022/869 in materia di orientamenti per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche transeuropee, andando così a sostituire il precedente Regolamento (UE) n. 347/2013. La revisione si è resa necessaria per allineare la regolamentazione alla nuova strategia climatica dell'UE senza tralasciare gli obiettivi legati all'integrazione dei mercati, la competitività e la sicurezza degli approvvigionamenti.

In continuità con le previsioni del vecchio regolamento, la normativa in vigore prevede l'identificazione di progetti infrastrutturali particolarmente rilevanti per il raggiungimento degli obiettivi comunitari sopra menzionati, selezionandoli nell'ambito dell'elenco complessivo dei progetti di trasmissione e stoccaggio indicati nel TYNDP. L'elenco dei progetti così individuati, distinguibili tra progetti europei di interesse comune (Project of Common Interest, PCI) e di mutuo interesse (Project of Mutual interest – PMI - ovvero progetti che interessano anche paesi ricadenti al di fuori del perimetro europeo), viene predisposto ogni due anni dalla Commissione europea sulla base delle informazioni contenute nell'ultima edizione disponibile del TYNDP, secondo le modalità e i criteri previsti dall'Art. 4 del Regolamento.

Attualmente (da inizio 2022) è in vigore la quinta lista PCI<sup>12</sup> elaborata dalla Commissione Europea in accordo a quanto previsto dal precedente Regolamento 347/2013. Degli 87 progetti in totale individuati, sono stati previsti 67 investimenti di sviluppo relativi al settore elettrico, tra cui 3 progetti<sup>13</sup> infrastrutturali che interessano il sistema di trasmissione italiano, di cui 2 presentati direttamente da Terna, di intesa con il Ministero della Transizione Ecologica (ora MASE) e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

**TABELLA 1** *Progetti Terna inclusi nella quinta Lista PCI ex Reg. EU 347/2013*

| CORRIDOIO INFRASTRUTTURALE | CONFINE                  | PRESENTATO DA | INTERVENTO   |
|----------------------------|--------------------------|---------------|--|
| NSI West Electricity       | Italia-Francia (Corsica) | Terna         | 2.4 - Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACOI 3"] |
| NSI West Electricity       | Italia – Tunisia         | Terna         | 2.33 <sup>14</sup> - Interconnection between Sicily (IT and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]               |
| NSI West Electricity       | Italia – Svizzera        | Worldenergy   | 2.14 - Interconnection between Thusis/Sils (CH) and Verderio (IT) - [currently known as "Greenconnector"]                |

I dettagli di tali progetti di sviluppo di Terna inclusi nella lista PCI della Commissione Europea possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna e sul sito istituzionale della Commissione europea<sup>15</sup>.

Inoltre, in linea con il nuovo Regolamento 869/2022, è in corso il procedimento di selezione dei nuovi progetti di interesse comunitario, con la redazione della "sesta lista" che conterrà sia i PCI che la nuova categoria di progetti PMI.

Complessivamente, le principali modifiche apportate dal nuovo regolamento hanno interessato:

- l'adeguamento dei corridoi, delle aree prioritarie e delle categorie di infrastrutture di riferimento per ricomprendere quelle infrastrutture driver per la transizione energetica in coerenza anche con le strategie della UE (es. introduzione reti off-shore);
- l'introduzione di un nuovo cluster, aggiuntivo alla lista PCI, che raccoglie i progetti di interconnessione con paesi terzi (PMI) nell'ottica di promuovere ulteriormente l'incremento della sicurezza, della diversificazione delle fonti di approvvigionamento e della sostenibilità dei sistemi energetici interconnessi;
- la previsione di ulteriori misure finalizzate a efficientare i processi di permitting dei progetti di interesse comune nell'ottica di un più veloce raggiungimento dei target energetici prestabiliti.

La nuova norma, fra l'altro, pone fine al sostegno dello sviluppo dei progetti relativi al trasporto di petrolio e gas naturale, introducendo inoltre criteri di eleggibilità vincolanti in termini di sostenibilità per tutti i progetti e mettendo l'accento sul ruolo dell'energia proveniente da fonti rinnovabili, comprese le reti del gas intelligenti.

<sup>12</sup> [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-11/fifth\\_pci\\_list\\_19\\_november\\_2021\\_annex.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-11/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf)

<sup>13</sup> al fine di essere conformi al Regolamento Europeo n.347/2013, ora Reg. EU n. 869/2022, tali progetti devono essere inclusi all'interno del TYNDP, elaborato da ENTSO-E.

<sup>14</sup> 3.27 nella quarta lista PCI

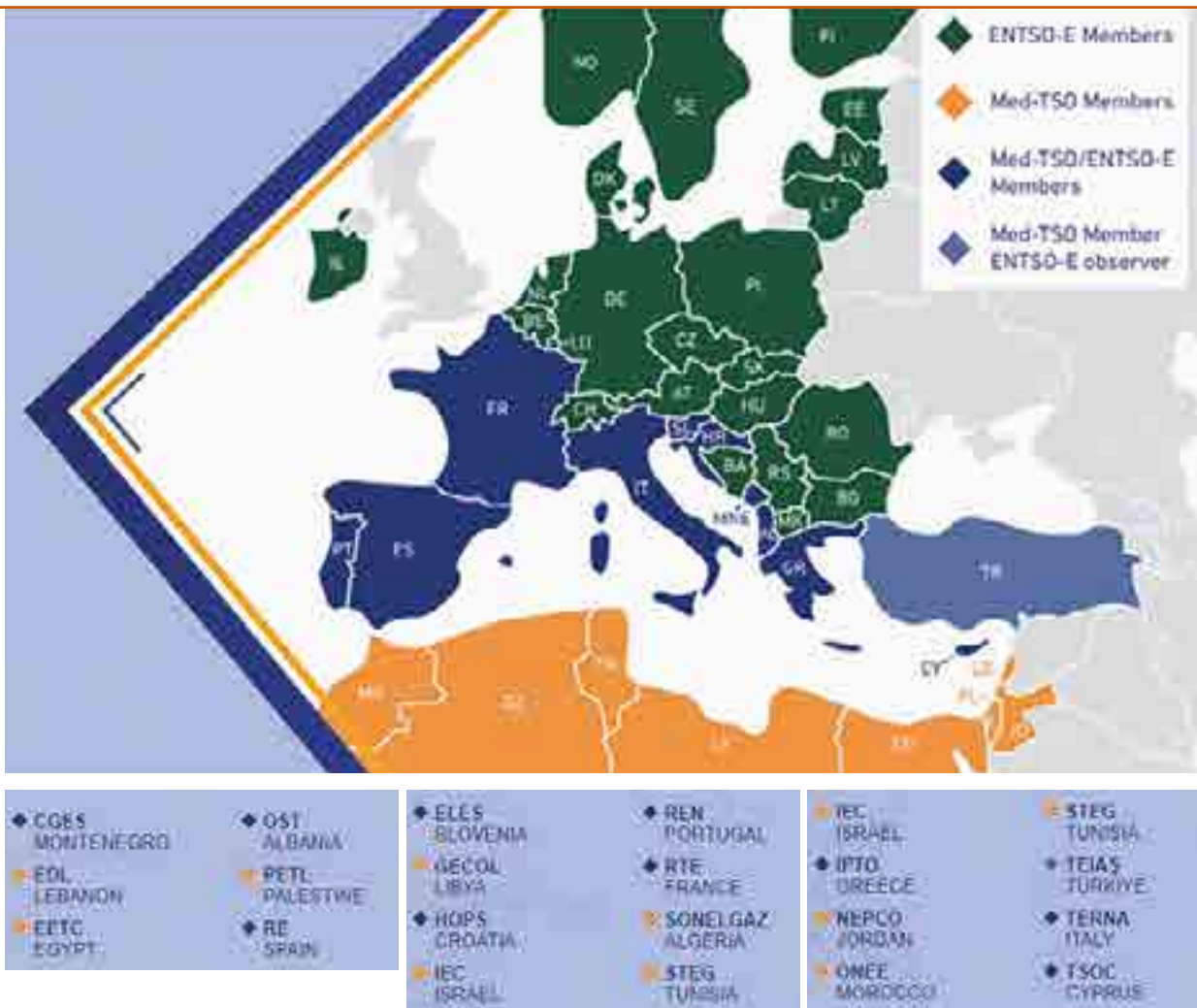
<sup>15</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32022R0564&from=EN>

### 3.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)

L'attività di cooperazione tra i TSO dei paesi che insistono sul Mediterraneo è portata avanti attraverso l'associazione Med-TSO, costituita nell'aprile 2012, con lo scopo di realizzare una piattaforma di cooperazione multilaterale tra i TSO per promuovere l'interazione e l'integrazione dei sistemi elettrici dei paesi del bacino del Mediterraneo. Tale attività è di grande rilevanza in un mondo che deve affrontare sfide economico-energetiche e climatiche sempre più cogenti. In questo contesto sono di particolare interesse le potenzialità di complementarità che tali regioni presentano nella gestione dei rispettivi sistemi elettrici. Le varie sponde mediterranee si estendono infatti attraverso diverse zone climatiche e si caratterizzano per ampia variabilità di attività economiche e produttive sia su scala settimanale che stagionale. Questo genera un potenziale di mercato e di cooperazione molto ampio nella gestione dei flussi di energia e dei picchi di domanda, ma anche nella gestione dell'integrazione delle FER.

Med-TSO è composta da 20 associati, in rappresentanza di altrettanti Paesi del Mediterraneo la cui struttura organizzativa è in capo ad un'Assemblea Generale, coadiuvata da un comitato direttivo, mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono svolte da un Segretariato, con sede a Roma, di cui Terna esprime il Segretario Generale (Figura 15).

FIGURA 15 Paesi membri Med-TSO ed ENTSO-E



Al momento l'Associazione sta portando a compimento il terzo progetto biennale finanziato dalla Commissione Europea, TEASIMED (Towards an Efficient, Adequate, Sustainable and Interconnected MEDiterranean power system). Il progetto, iniziato nel settembre 2020, vede come principale deliverable il nuovo piano di sviluppo infrastrutturale dell'area Mediterranea (Masterplan 2022), previsto in pubblicazione nei primi mesi del 2023. Le analisi condotte si basano su scenari previsionali con orizzonte 2030 e approcci metodologici definiti dai membri dell'associazione, così come dettagliato nella documentazione pubblicata. Per quanto possibile, in funzione di vincoli tecnici e temporali, gli studi sono stati realizzati cercando di assicurare coerenza con gli analoghi scenari e metodologie utilizzate da ENTSO-E e alla base del TYNDP22. Oltre al Masterplan, il progetto TEASIMED si è inoltre occupato per la prima volta di realizzare studi di adeguatezza per l'area mediterranea, oltre a proseguire con le attività di training e Knowledge Sharing su numerose tematiche come l'integrazione dei mercati elettrici.

In continuità con il presente progetto, Med-TSO ha inviato alla Commissione Europea la proposta di un quarto progetto triennale, TEASIMED 2, a testimonianza del riconoscimento che l'associazione ha ricevuto nel rappresentare un punto di riferimento nel dialogo con la sponda sud del Mediterraneo. TEASIMED 2, come naturale prosecuzione dei precedenti Piani, permetterà l'approfondimento di tematiche consolidate nonché l'ampliamento delle attività ad altre iniziative soprattutto in ambito operation e di identificazione di zone di mercato in Maghreb per progetti pilota al fine di ottimizzare gli scambi di flussi di energia nell'area.



## FOCUS: STRUMENTI DI FINANZIAMENTO PUBBLICO

Gli evidenziati scenari macroeconomici congiunturali, gli eventi socio-politici e le conseguenti fluttuazioni sul mercato dell'energia hanno accentuato l'impegno delle istituzioni comunitarie, ed in particolare della Commissione Europea, a stanziare nuove risorse economiche a favore degli Stati membri. Attraverso tali risorse ciascuno Stato avrà l'opportunità di continuare a perseguire gli obiettivi già ampiamente delineati di transizione energetica e di incremento della resilienza delle infrastrutture strategiche, anche attraverso la realizzazione delle opere necessarie a colmare i propri gap infrastrutturali e ad incrementare il mutuo soccorso tra gli Stati. In quest'ottica, tali stanziamenti rappresentano un fattore abilitatore dell'evoluzione del sistema energetico europeo verso un sistema più sostenibile, resiliente e interconnesso, contribuendo ad una progressiva autonomia energetica dell'Unione Europea.

Tale scenario ha richiesto anche a Terna, in qualità di gestore di un servizio primario, di svolgere il ruolo di acceleratore dell'impiego di risorse europee, supportando insieme ad altre "big company" lo Stato italiano nella realizzazione di investimenti strategici per il Paese finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di policy nazionali.

La centralità di tali investimenti deve affiancarsi alla capacità di delineare soluzioni innovative per il futuro. A questo proposito, Terna in questi ultimi anni sta assumendo un ruolo da protagonista sui tavoli della Comunità scientifica europea di riferimento per il mondo energetico. La scelta dell'innovazione come uno tra i punti cardine del presente Piano ha l'obiettivo di fornire al paese soluzioni tecnologiche e metodologiche all'avanguardia in Europa, sviluppate anche in collaborazione con le altre realtà europee dell'innovazione afferenti al settore dell'energia.

In tale contesto, il Next Generation EU (NGEU) rappresenta indubbiamente uno dei programmi di investimenti e riforme a maggior livello di ambizione a livello europeo, definito dall'Unione Europea.

Per beneficiare delle risorse messe a disposizione dal NGEU, l'Italia ha presentato il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che si articola in 6 Missioni, ovvero aree tematiche principali su cui intervenire, individuate in piena coerenza con i 6 pilastri del NGEU:

- digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo;
- rivoluzione verde e transizione ecologica;
- infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- istruzione e ricerca;
- inclusione e coesione;
- salute

Nell'ambito della transizione ecologica, la sostenibilità e la resilienza delle infrastrutture elettriche sono ritenuti investimenti centrali nella strategia del PNRR.

In particolare, attraverso il Decreto per la Resilienza Climatica delle Reti, emanato ad Aprile 2022, il Ministero per la Transizione Ecologica (ora denominato Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica) ha previsto la concessione di finanziamenti pari a 500 Mln€ nella forma di contributo a fondo perduto, per la realizzazione di interventi volti ad incrementare la resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione per complessivi 4.000 km di rete così suddivisi:

- 150 Mln€ per la realizzazione di interventi che impattano su 1.500 km della rete di trasmissione;
- 350 Mln€ per la realizzazione di interventi sulla rete di distribuzione per 2.500 km.

Il Decreto, inoltre, indica che i progetti ammessi al finanziamento dovranno essere completati entro il 30 giugno 2026. A Giugno 2022 il Ministero ha pubblicato il bando per l'attuazione del Decreto per la Resilienza Climatica delle Reti attraverso il finanziamento di progetti volti all' incremento della resilienza della Rete di Trasmissione nazionale (RTN).

In particolare, il bando PNRR per la Resilienza:

- destina il finanziamento a fondo perduto di 150 Mln € per interventi volti all'incremento della Resilienza di 1.500 km della RTN;
- indica che il 40% delle risorse finanziate deve possibilmente interessare le regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia);
- definisce i criteri di ammissibilità e valutazione dei progetti, in termini di km di rete interessati dall'intervento, di probabilità di disservizio delle linee e/o di disalimentazione degli impianti (tempi di ritorno linee e/o impianti) con relativa variazione a seguito dell'implementazione dell'intervento, e di beneficio medio del tempo di ritorno degli impianti per i quali si ha un miglioramento del livello di resilienza;
- definisce i criteri e modalità di concessione e rendicontazione del contributo;
- indica i termini e modalità di presentazione delle domande di finanziamento e relativa documentazione da trasmettere.

**FIGURA 16** *Bando per l'incremento della resilienza della RTN*



Grazie all'applicazione della Metodologia Resilienza, Terna ha definito il paniere di interventi che rispondono ai criteri tecnici di ammissibilità del bando, verificando puntualmente il rispetto dei vincoli per i parametri individuati sia nelle condizioni pre-intervento che nelle condizioni post-intervento.

In data 29 Settembre 2022, Terna ha presentato ufficialmente al Ministero le domande di ammissione al finanziamento per i progetti sopra definiti e finalizzati all'incremento della resilienza della RTN per le minacce meteorologiche ad oggi valutabili mediante la metodologia, ovvero vento forte e ghiaccio-neve.

Con Decreto Direttoriale della Direzione Generale Incentivi Energia (DG IE) n. 413 del 16 Dicembre 2022, il MASE ha approvato la graduatoria dei progetti Terna ammessi alle agevolazioni e da finanziare nell'ambito del PNRR.





|                            |    |
|----------------------------|----|
| 4.1 Reti Energetiche       | 46 |
| 4.2 Cold Ironing           | 48 |
| 4.3 Strategy su E-Mobility | 50 |

# 4

**Interoperabilità e sviluppo  
coordinato delle reti  
infrastrutturali**

# Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali

# 4

Lo sviluppo e la continua evoluzione delle reti infrastrutturali rappresentano gli elementi chiave alla base della transizione verso un sistema nazionale ed europeo più sicuro e sostenibile. In tale contesto, in particolare, interoperabilità e sviluppo coordinato delle infrastrutture svolgeranno un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli sfidanti target energetici e climatici, richiedendo pertanto un coordinamento sempre crescente tra gli operatori del panorama energetico e infrastrutturale nazionale e internazionale.

In questa direzione, Terna deve perseguire le strategie finalizzate sia a valorizzare tutte le possibili sinergie con le altre infrastrutture - ad esempio elettriche, di trasporto del gas, portuali e legate alla mobilità elettrica- sia ad abilitare i processi attesi di elettrificazione dei consumi finali.

La possibilità di programmare in maniera coordinata ed olistica lo sviluppo di reti intersettoriali rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide, ma allo stesso tempo un'opportunità. Quest'opportunità condivisa tra i diversi attori nazionali e internazionali è presentata in questo paragrafo, declinata per classe infrastrutturale, tenendo conto delle sinergie e degli indirizzi regolatori introdotti negli ultimi anni.

## 4.1 Reti Energetiche

Le sfide connesse alla transizione energetica, dall'incremento delle risorse distribuite al cambio di paradigma del ruolo del consumatore, con la transizione alla figura sempre più attiva di prosumer, e le significative evoluzioni normative in atto in ambito nazionale ed europeo rendono sempre più essenziali interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti energetiche nazionali interconnesse.

Per quanto concerne il settore elettrico, l'adozione di un approccio sinergico e coordinato risulta ancora più cruciale vista numerosità ed eterogeneità degli interlocutori presenti, considerando che la rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa e attualmente gestita da 148 imprese distributrici (DSO), operanti sulla base di concessioni del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e delle Province di Trento e Bolzano. Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (Comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società).

Al fine di garantire che i Piani di sviluppo dei gestori delle reti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale siano coordinati con il Piano della RTN, come previsto dal Codice di rete, i gestori delle reti interoperanti con la RTN, tra i quali in particolare i distributori, sono tenuti a comunicare, nelle modalità di cui al Codice di Rete, a Terna:

- le previsioni di medio periodo sull'andamento e sulla distribuzione della domanda sulle proprie reti, con indicazione della potenza attiva/reattiva assorbita dalle utenze e della richiesta sulle Cabine Primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);

- la stima della produzione sulle proprie reti con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola Cabina Primaria (CP) lato MT, nelle citate situazioni tipiche;
- tutte le modifiche pianificate inerenti ai propri impianti affinché Terna possa tenerne conto nelle analisi di rete propedeutiche all'individuazione delle attività di sviluppo della RTN.

In proposito, l'Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, prevede che le imprese distributrici di energia elettrica debbano rendere pubblico, con periodicità annuale, il piano di sviluppo della propria rete, predisposto in coordinamento con Terna ed in coerenza con il Piano di Sviluppo della RTN. Il suddetto articolo stabilisce inoltre che il piano di sviluppo della rete di distribuzione indichi i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.

Con deliberazione 280/12, l'ARERA ha previsto un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del citato articolo del Decreto Legislativo n. 28 prevedendo, tra le altre cose, l'analisi delle modalità di coordinamento con Terna per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

D'altra parte, Terna attraverso la pubblicazione del proprio Piano di Sviluppo della RTN, fornisce le informazioni relative allo sviluppo della RTN, tenendo conto delle esigenze che possono manifestarsi anche a seguito di specifiche richieste dei distributori finalizzate alla connessione (o modifica del collegamento) di impianti di distribuzione alla RTN, ovvero alla realizzazione di interventi per il miglioramento della sicurezza, qualità del servizio e adeguatezza sulle reti di distribuzione. Tali disposizioni normative rispondono all'esigenza di assicurare la massima efficacia agli investimenti del settore e al contempo garantire anche in futuro l'interoperabilità tra le reti stesse.

Ciò risulta ancora più rilevante nell'ottica di garantire la sicurezza, l'affidabilità e la qualità dell'approvvigionamento elettrico degli utenti connessi. A tal fine sono stati avviati molteplici tavoli di lavoro congiunti tra Terna e le imprese distributrici, principalmente focalizzati sulle tematiche di identificazione di azioni risolutive degli impianti connessi alla rete di trasmissione in antenna strutturale e di pianificazione per l'incremento della resilienza della rete. Relativamente a quest'ultimo ambito, quanto occorso negli ultimi anni insieme ai trend di progressiva intensificazione degli eventi meteorologici estremi evidenziano come sia fondamentale uno specifico coordinamento tra Terna e i DSOs sia nelle fasi di pianificazione degli sviluppi del Sistema Elettrico sia durante la fase operativa di emergenza. Pertanto, la condivisione preliminare di approcci metodologici e di informazioni risulta indispensabile per evitare interventi subottimali sulle reti o interventi poco efficaci se non accompagnati da interventi sulla rete dell'altro operatore. In tale contesto, in linea con quanto previsto dalla deliberazione 9/2022/R/EEL del 18 gennaio 2022 nella quale l'ARERA ha verificato positivamente la nuova Metodologia Resilienza sviluppata da Terna, è stato ripreso il tavolo di confronto sulla resilienza delle reti al fine di condividere con le imprese distributrici interessate gli output della Metodologia a supporto delle analisi della resilienza e della definizione dei rispettivi piani da parte dei DSOs.

Particolarmente rilevante è altresì la stretta collaborazione pluriennale con SNAM, gestore della rete italiana di trasporto e stoccaggio del gas naturale, per definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico mediante la definizione di scenari previsionali congiunti, descritti all'interno del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS), pubblicato il 29 Luglio nella nuova edizione del 2022. Le storylines tracciate, frutto della sinergia tra le competenze specifiche dei due operatori, sono propedeutiche alla predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas in quanto indispensabili per identificare i nuovi interventi infrastrutturali sia nel settore elettrico che nel settore gas che sono abilitanti al conseguimento degli obiettivi energetici e climatici comunitari e nazionali.

## 4.2 Cold Ironing

Tra i settori che saranno chiamati a fornire un loro contributo al processo di decarbonizzazione il settore del trasporto marittimo assume sicuramente un ruolo rilevante. In particolare, le emissioni prodotte dal trasporto marittimo, dovute all'utilizzo di combustibili ad alto tenore di zolfo, contribuiscono all'inquinamento atmosferico sotto forma sia di anidride carbonica sia di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) sia di particolato (PM 10, PM 2.5). Studi scientifici hanno dimostrato come l'anidride solforosa immessa in atmosfera comporti danni rilevanti agli ecosistemi sensibili, riduca la biodiversità e il valore paesaggistico ed abbia un impatto negativo sulle coltivazioni e sulla crescita forestale. Al tempo stesso, le piogge acide, diretta conseguenza dell'immissione di SO<sub>2</sub>, comporti risvolti negativi anche sul patrimonio culturale e architettonico delle città, arrecando potenzialmente danni ad edifici e monumenti. Infine, non sono trascurabili gli effetti nocivi che l'inquinamento dovuto all'anidride solforosa può anche sulla salute umana, soprattutto per le fasce della popolazione che soffrono di malattie respiratorie.

Tuttavia, secondo il rapporto "Transport and Environment Reporting Mechanism – TERM" dell'Agenzia Europea per l'Ambiente, una quota non trascurabile della totalità delle emissioni del trasporto marittimo viene rilasciata durante la fase di stazionamento delle navi in porto, contribuendo fino al 20% dell'inquinamento delle città portuali.

La conversione dei consumi verso il vettore elettrico attraverso la realizzazione di sistemi per la fornitura di energia elettrica da terra alle navi nella fase di stazionamento (cold ironing) è uno degli interventi possibili per la riduzione delle emissioni nei porti.

Il sistema cold ironing permette di fornire la potenza necessaria a garantire il funzionamento dei principali carichi della nave (es. luci, sistemi di refrigerazione, raffrescamento e ventilazione) durante i periodi di sosta nei porti, permettendo lo spegnimento dei motori ausiliari della nave durante la sosta. La potenza richiesta dai carichi può variare a seconda della tipologia di nave.

Altro beneficio associato al cold ironing riguarda la riduzione delle emissioni acustiche, anche in questo caso con il conseguente miglioramento della qualità di vita della popolazione residente nei pressi delle aree portuali.

Attualmente in Italia, l'elettificazione delle banchine portuali è limitata all'alimentazione di alcuni terminali di riparazione navale e gru destinate alla movimentazione delle merci. L'obiettivo del progetto di cold ironing è quello di poter alimentare, tramite il vettore elettrico, navi da crociera, traghetti e portacontainer nel periodo di stazionamento in porto. I vantaggi in termini di riduzioni delle emissioni sono evidenti, considerando che una nave da crociera attraccata in banchina per 10 ore produce la stessa quantità di CO<sub>2</sub> di 25 automobili di media cilindrata in un anno.

Una nave da crociera ormeggiata in porto assorbe una potenza elettrica di picco di circa 10 MW; considerando che nei principali porti italiani sono ormeggiate contemporaneamente più navi da crociera, il fabbisogno di energia elettrica di picco derivante dall'elettificazione dei loro consumi può raggiungere valori anche superiori a 50 MW. Per tale motivo sarà necessario realizzare un'infrastruttura elettrica in alta tensione o potenziare l'esistente al fine di poter garantire il soddisfacimento di tali fabbisogni ad elevati standard di qualità, affidabilità e sicurezza. In tale contesto sarà di fondamentale importanza il coordinamento tra Terna, i Distributori locali e le Autorità di Sistema Portuale (AdSP) per una pianificazione sinergica e coordinata delle opere di rete necessarie finalizzata a garantire un deployment delle stesse nel minor tempo possibile, in linea con i target energetici e climatici prefissati di decarbonizzazione.

A tal fine, Terna ha effettuato delle analisi preliminari per almeno 40 porti italiani, individuando i nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale più idonei e gli eventuali adeguamenti infrastrutturali necessari a garantire questi assorbimenti in sicurezza. Le potenze massime analizzate sono state dell'ordine dei 50 MW, analizzando in taluni casi anche valori in prelievo ben superiori. Dal punto di vista delle possibili soluzioni infrastrutturali, a seconda dei casi, potrebbe essere necessario ad esempio adeguare o realizzare una nuova Stazione RTN (ed eventualmente prevedere anche dei rinforzi di rete), realizzare una nuova linea in alta tensione della portata sufficiente per gestire l'incremento di potenza richiesto dal porto o adeguare una cabina di consegna AT/MT in sinergia con il Distributore locale. Queste analisi preliminari sono state effettuate all'interno di un gruppo di lavoro guidato dal "Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili" ed ha come obiettivo la valutazione degli aspetti tecnologici e giuridici del cold ironing.



Per permettere la realizzazione del progetto cold ironing sono stati previsti finanziamenti per 755 milioni di euro di cui 700 milioni sono forniti dal Piano Nazionale Complementare, inoltre 500 milioni di euro saranno messi a disposizione per il rinnovo della flotta esistente.

Ad Aprile 2022 è stata approvata dal Consiglio dei Ministri, una norma all'interno del decreto-legge che prevede ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). La norma approvata riguarda la semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti di cold ironing e consentirà al Ministero di Infrastrutture e Mobilità Sostenibili (MIMS) di raggiungere gli obiettivi prefissati in ambito di elettrificazione delle banchine.

In particolare, la norma prevede che l'autorizzazione unica venga rilasciata dalla Regione nel rispetto delle normative di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, in esito alla Conferenza dei servizi. Inoltre, con tale norma i procedimenti di VIA e di autorizzazione alla costruzione sono riuniti in un unico iter.



## 4.3 Strategy su E-Mobility

Il settore dei trasporti è uno dei maggiori responsabili dell'emissione di gas climalteranti – basti pensare che in Italia nel 2019, i trasporti hanno emesso circa un quarto della CO<sub>2</sub> emessa complessivamente. La sua decarbonizzazione è necessaria e rappresenta uno dei pilastri per il raggiungimento dei target di policy nazionali ed europei. Le tecnologie propedeutiche a tale processo di transizione sono disponibili e mature, così come gli strumenti di policy necessari per promuoverne l'adozione. L'elemento fondamentale è l'elettrificazione dei consumi finali. Con la progressiva crescita delle rinnovabili, il vettore elettrico è infatti pulito, oltre a essere intrinsecamente efficiente. Un veicolo elettrico è da 3 a 5 volte più efficiente di un veicolo a idrogeno o metano verde.

La centralità della mobilità elettrica nella transizione verso un sistema decarbonizzato emerge anche nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 pubblicato da Terna e Snam, in cui i due gestori di rete hanno delineato le potenziali traiettorie di sviluppo atteso del sistema energetico. In particolare, nello scenario Fit-For-55 (FF55), che consente di trarre al 2030 i principali obiettivi climatici ed energetici previsti nelle policy nazionali e internazionali, si prevede che il settore dei trasporti contribuirà alla decarbonizzazione complessiva attesa e necessaria del sistema energetico nel suo complesso mediante una riduzione al 2030 del 40% delle emissioni registrate nel 2019.

Per raggiungere tale obiettivo sono state considerate una serie di misure: incremento della mobilità elettrica privata, diffusione di biocarburanti (in particolar modo biometano), incremento dell'utilizzo del trasporto pubblico e del vehicle sharing, transizione verso il trasporto merci su rotaia rispetto al trasporto su gomma.

In termini numerici lo scenario di policy considera circa 10 milioni di veicoli elettrici (elettrici puri e ibridi) entro il 2030 che consentirebbero di sostituire una grossa fetta del parco macchine a benzina e diesel anche grazie ad una contrazione di circa il 20% della domanda di mobilità rispetto ai valori registrati nel 2019. La sostituzione di un veicolo con motore a combustione interna comporta due grossi vantaggi: un utilizzo più efficiente dell'energia e una forte riduzione delle emissioni. A confronto con l'obiettivo 2030, a settembre 2022 in Italia la e-Mobility (Veicoli Elettrici a Batteria, BEV, e Auto Ibride Elettriche Plug-in, PHEV) è costituita da circa 321.000 auto elettriche (+122.000, ovvero +61% rispetto al parco esistente a settembre 2021).

In questo senso, un presupposto fondamentale per l'adozione delle auto elettriche su larga scala è lo sviluppo dell'infrastruttura di rete per la ricarica dei veicoli elettrici, ed in particolare di quella fast e ultra-fast (>150 kW), garantendo così una capillarità adeguata a soddisfare le necessità del cliente e ridurre la range anxiety, ad oggi una delle principali barriere all'adozione dell'e-mobility da parte degli utenti. È dunque necessario considerare le seguenti direttrici strategiche prioritarie:

- ulteriore crescita dell'offerta di infrastruttura pubblica in tutti i territori, sia urbano che extraurbano;
- penetrazione della tecnologia fast e ultra-fast charge (>150 kW);
- adeguata copertura del territorio, specialmente in città minori e zone suburbane;

È quindi necessario identificare un piano ambizioso per lo sviluppo di infrastrutture che tenga conto delle esigenze e degli sviluppi delle reti di ricarica veloce, in grado di permettere un concreto superamento della mobilità tradizionale e di quella ibrida, orientando così le scelte dei consumatori verso una mobilità full electric. Si muovono, ad esempio, in questo senso gli investimenti che verranno promossi nell'ambito della Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che mira ad incentivare con contributi a fondo perduto la realizzazione di infrastrutture di ricarica (entro il 2026 si punta a rendere operative più di 21.000 stazioni di ricarica super-veloci sulle strade extraurbane e veloci nei centri urbani). In questo contesto, è indispensabile provvedere ad una strategia organica di sviluppo che sia accompagnata da adeguati interventi a livello di rete di trasmissione e distribuzione. Lo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale sempre più magliata può infatti fungere da volano oltre che da fattore abilitante alla diffusione delle infrastrutture di ricarica.

Un fattore da tenere in considerazione è che l'integrazione dei volumi di Electric vehicle (EV) sopra descritti può presentare delle criticità, non tanto legate all'incremento dei consumi (in termini energetici al 2030 circa un 5-6% sul totale) quanto più all'impatto sul picco di potenza: esistono varie tipologie di ricarica che vanno dalle ricariche lente domestiche (fino a 7 kW) a quelle pubbliche ultra-fast (maggiori di 350 kW) che, se non coordinate, potrebbero comportare sfide rilevanti in termini di gestione del sistema elettrico. In termini pratici, basti pensare che al 2030 prime stime contenute nel documento 449/2022/R/eel, posto in consultazione dall'ARERA descrizione di un quadro di riferimento funzionale a successive proposte di aggiornamento della regolazione volta a intervenire sulle misure tariffarie e a favorire integrazione e interoperabilità di infrastrutture di ricarica, evidenziano come gli scenari di elettrificazione nel settore trasporti possano comportare un incremento di più di 13 GW di potenza impegnata sulle reti di distribuzione, legati proprio alle infrastrutture di ricarica delle auto elettriche.

D'altronde, questo scenario di forte penetrazione della mobilità elettrica rappresenta una opportunità unica per il sistema elettrico qualora il processo di ricarica del veicolo elettrico non sia più passivo ma intelligente, abilitando cioè la possibilità di modulare, a seconda delle esigenze di gestione delle reti, la potenza assorbita dall'EV (parliamo quindi di smart charging) o anche sfruttando l'EV come una batteria su ruote che inietta potenza in rete (parliamo dunque di Vehicle to Grid o V2G).

Abilitare la ricarica dei veicoli elettrici in modalità smart charging e V2G apre alla possibilità di valorizzare la capacità di accumulo di energia delle auto, tramite partecipazione delle stesse al mercato dei servizi. Ciò potrebbe generare dei vantaggi sia per il sistema elettrico, nella misura in cui i veicoli elettrici possano contribuire alla gestione della rete, che per il consumatore finale, il quale potrebbe estrarre un valore economico dalla fornitura dei servizi stessi.

Ad ogni modo, però, come rilevato dalla Commissione Europea nel documento *"Best practices and assessment of regulatory measures for cost-efficient integration of electric vehicles into the electricity grid (2022)"* ci sono ancora diverse barriere all'adozione di tecnologie smart charging e V2G da parte degli stakeholder dell'e-mobility, tra cui la mancanza di standard di comunicazione e interoperabilità, la difficoltà ad accedere ai dati di ricarica, le limitazioni tecniche dei modelli EV oggi disponibili. La Commissione suggerisce altresì come il roll-out mandatorio di tecnologie smart charging sarebbe efficace nel favorire l'adozione dello smart charging sia in aree pubbliche che private, riducendo al contempo i costi per DSO e TSO e contribuendo al necessario processo di standardizzazione.

In questo contesto, il programma Energy System Innovation e l'E-mobility Lab, successivamente descritti, mirano a supportare lo sviluppo del contesto tecnologico necessario a creare ulteriore valore per il sistema e gli stakeholder dell'e-mobility, contribuendo alla decarbonizzazione del settore e a fornire a Terna, nel contempo, gli elementi conoscitivi necessari a un indirizzamento efficace e inclusivo dell'evoluzione dei mercati energetici.



## FOCUS: SVILUPPO DEI SISTEMI DI ACCUMULO

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ed il progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili funzionali a garantire la copertura del fabbisogno e a fornire servizi di rete necessari all'esercizio in sicurezza del sistema, quali la regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

In questo contesto di trasformazione, occorre quindi individuare nuove, innovative ed alternative risorse che potranno compensare la mancanza delle sopramenzionate risorse programmabili a seguito di una sempre maggiore installazione di risorse rinnovabili non programmabili. I sistemi di accumulo rivestono ad oggi e in prospettiva un ruolo chiave per il soddisfacimento di tale necessità. Il fabbisogno di accumulo complessivo individuato al 2030 nello scenario FF55, addizionale rispetto agli impianti di pompaggio oggi esistenti, è pari a 95 GWh. Il dimensionamento ottimale del fabbisogno di accumulo e la sua localizzazione geografica risultano fortemente dipendenti sia da quantità e localizzazione della capacità FER sia dall'effettivo sviluppo atteso delle infrastrutture di rete. Sarà quindi opportuno per il sistema paese promuovere ed indirizzare lo sviluppo effettivo degli accumuli negli anni con l'obiettivo di "inseguire" in modo efficiente l'effettiva evoluzione delle risorse di sistema.

A tale fine, il Legislatore nazionale tramite l'articolo 18 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210/2021, prevede che venga definito un meccanismo per l'approvvigionamento di nuova capacità di stoccaggio elettrico. Tale meccanismo sarà basato sui seguenti criteri:

- aste organizzate da Terna per la conclusione di contratti a lungo termine per lo sviluppo di nuovi impianti di accumulo;
- riconoscimento ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata di una remunerazione annua che tenga conto dei costi di investimento, dei costi operativi, nonché di una equa remunerazione del capitale investito;
- obbligo per i titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata di rendere disponibile al mercato tale capacità, per il suo utilizzo da parte degli operatori di mercato.

I sistemi di accumulo possono essere installati singolarmente o in alternativa presso un centro di consumo, o altrimenti anche presso un impianto di produzione di energia elettrica e possono essere utilizzati per erogare i cosiddetti servizi di flessibilità (ossia, tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza), per la riduzione delle perdite di energia, per il miglioramento della continuità e della qualità dell'alimentazione, per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili) e i picchi di prelievi di energia elettrica, nonché per massimizzare l'autoconsumo in sito. Terna ritiene infatti che i sistemi di accumulo possano fornire un contributo di rilievo nell'ambito del dispacciamento (ossia, dell'insieme delle attività finalizzate a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta elettrica), soprattutto in un contesto in rapida e continua evoluzione, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili. Va tenuto presente che un sistema di accumulo elettrochimico non può fornire tutti i servizi contemporaneamente in qualsiasi momento e non può essere sempre disponibile per attivare un determinato servizio. La sua disponibilità a fornire un certo servizio dipende dalla sua taglia, dall'ubicazione e dallo stato di carica quando lo specifico servizio è richiesto.

A tal fine si segnala il progetto pilota di Terna sulla Fast Reserve per la contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza con l'obiettivo di testare la fornitura di un servizio di riserva di potenza, ad oggi non ancora definito nell'ambito della regolazione nazionale, e di potenziale rilevanza strategica per la stabilità del sistema elettrico nell'ambito del processo di progressiva decarbonizzazione del parco di generazione italiano. Il progetto pilota relativo alla Fast Reserve, approvato con Delibera 200/2020/R/eel, si inquadra nell'ambito dei progetti pilota di cui alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel.

Il servizio di Fast Reserve contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale. La progressiva riduzione dell'inerzia del sistema determina infatti un inasprimento delle variazioni della frequenza a seguito di eventi che possono indurre perturbazioni nel sistema, oscillazioni che devono essere contenute con tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l'attuale contributo della regolazione primaria del parco di generazione tradizionale. Diventa pertanto essenziale introdurre un servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria. Il servizio non è in sostituzione alla regolazione primaria ma coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema.

In particolare, il servizio di Fast Reserve è un servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica ed è caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza ("full activation time") non superiori a 1 secondo e da modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete.

Al progetto partecipano tanto gli accumuli (sia "stand alone" che "behind-the-meter") quanto le unità di produzione "stand alone" e le unità di consumo che non prestano il servizio di interrompibilità, il tutto nel rispetto del principio di neutralità tecnologica.

Tale servizio, con contingenti minimi da approvvisionare quantificati mediante analisi su scenari previsionali ad alta penetrazione FER e meccanismo ad aste di tipo "pay as bid", ha suscitato sin da subito un grande interesse da parte degli operatori, con circa 250 MW di accumuli elettrochimici approvvisionati nella prima asta effettuata il 10 Dicembre 2020, a fronte di offerte superiori a 6 volte la capacità richiesta.

Al tempo stesso, le gare condotte hanno dimostrato il ruolo centrale che possono rivestire i sistemi di accumulo nel contribuire alla stabilità del sistema, evidenziandone al tempo stesso la sempre maggiore maturità tecnologica.

Ruolo confermato anche nell'ambito delle aste per il mercato della capacità, con circa 200 MW di accumuli elettrochimici, in assetto stand alone o in combinazione con fonti rinnovabili, approvvisionati da Terna nelle aste con consegna 2022 e 2023; ulteriori circa 1,9 GW di accumuli elettrochimici sono stati invece contrattualizzati tramite l'asta per il mercato della capacità con consegna 2024.

Per ulteriori informazioni sul meccanismo della Fast Reserve è possibile consultare il sito Terna al seguente link "<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>".





# 5

L'impegno di Terna nella  
transizione verso le reti  
intelligenti del futuro

# L'impegno di Terna nella transizione verso le reti intelligenti del futuro



La transizione energetica in atto richiede un nuovo approccio di tipo sistemico ed organico verso l'innovazione, basato sull'accelerazione strategica di un portafoglio di iniziative di Ricerca, Sviluppo ed Innovazione efficace e coerente con le strategie aziendali.

Per Terna fare innovazione significa aprire nuovi orizzonti di sviluppo e collaborazione con il mondo esterno creando interazioni con i diversi attori dell'ecosistema di innovazione e investendo nelle iniziative tecnologiche di maggiore valore per l'azienda e per il sistema elettrico ed energetico nazionale, soprattutto al fine di abilitarne l'evoluzione.

L'azienda ha quindi sviluppato un modello di innovazione orientato a rispondere a nuovi bisogni e a generare valore per l'azienda e gli stakeholder, con un approccio concreto, aperto, inclusivo e distribuito. Svolgendo ad oggi un ruolo incisivo nel panorama energetico, Terna adotta soluzioni innovative funzionali alla sua mission, coinvolgendo attivamente tutte le persone dell'azienda e aprendo nuovi fronti di sviluppo e collaborazione con il mondo esterno attraverso interazioni dinamiche con università, centri di ricerca e start-up.

Proprio per promuovere ulteriormente e con maggior efficacia lo sviluppo e la realizzazione dei progetti di innovazione, Terna ha adottato un nuovo modello organizzativo con molteplici aree dedicate.

La prima, più di carattere trasversale, raccoglie ed analizza i fabbisogni di Innovazione del Gruppo, ha il ruolo di incubare idee e sviluppare soluzioni innovative in risposta ai fabbisogni raccolti e di sviluppare progetti attinenti soluzioni tecnologiche non ancora mature o appena affacciate al mercato, che potranno consentire di rispondere a futuri fabbisogni o di sviluppare nuove opportunità ad elevato valore aggiunto.

La seconda, più incentrata sul ruolo di Terna di Transmission Operator, comprende l'ambito delle tecnologie per la trasmissione ed è correlata ai processi di asset management, supportandone lo scouting tecnologico, l'individuazione e implementazione di tecnologie, i processi e le soluzioni innovative funzionali alle attività della RTN, volti all'evoluzione della stessa in un'ottica di miglioramento continuo.

La terza, più focalizzata sulla mission di Terna di System Operator, si focalizza invece sui numerosi processi operativi legati alle attività di dispacciamento e conduzione, nonché quelli legati alla elaborazione degli scenari energetici ed elettrici futuri e dello stesso piano di sviluppo della RTN.

In questi ambiti, i progetti di innovazione si focalizzano ad esempio sui seguenti filoni, non esaustivi:

- Garantire osservabilità e controllabilità real-time delle principali grandezze elettriche delle «nuove risorse» connesse sulle reti DSO;
- Sviluppare nuovi strumenti e algoritmi previsionali per la gestione della variabilità connessa alla integrazione delle FER e alla elettrificazione dei consumi (effetti meteo, previsione fabbisogno, [...]);
- Guidare l'evoluzione delle logiche di esercizio del sistema da un approccio deterministico ad uno di tipo probabilistico;
- Gestione delle nuove tecnologie in grado di abilitare l'integrazione massiva delle FER e supportare la stabilità di rete (e.g. HVDC);
- Interventi «capital light» per incrementare in maniera cost-effective la capacità di trasporto della rete (DTR, FACTS, [...]);
- Abilitare lo sviluppo delle FER coerente con i target EU e con la pianificazione tecnologica, temporale e spaziale delle opere di rete;
- Promuovere la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo per integrare le FER nel sistema elettrico e gestire l'overgeneration;
- Indirizzare l'evoluzione del market design perseguendo la massima accoglienza delle nuove risorse di flessibilità.

Terna è quindi sempre più impegnata anche in numerosi progetti nazionali ed europei, volti alla ricerca di soluzioni per fronteggiare le sfide tecnologiche del sistema elettrico del futuro. A seguire è riportata l'overview dei principali progetti in corso.

## PROGETTI IN AMBITO EUROPEO



### OSMOSE

Identificare e dimostrare la fattibilità tecnica di un mix «ottimo» di soluzioni di flessibilità in grado di massimizzare l'efficienza tecnico-economica del sistema elettrico europeo garantendone sicurezza e affidabilità.

### FLOW

Individuare soluzioni che facilitino lo sviluppo di massa della mobilità elettrica, mediante test in 5 dimostratori europei (Repubblica Ceca, Irlanda, Italia, Danimarca e Spagna).

### FLEXPLAN

Realizzazione di un tool che mira alla pianificazione integrata delle reti di trasmissione e distribuzione, tenendo in conto i benefici derivanti dall'installazione di sistemi di accumulo e dall'utilizzo delle risorse di flessibilità del sistema (es. Demand Response, Veicoli elettrici, ecc...)

### BEFLEXIBLE

Identificare le principali soluzioni per accrescere la flessibilità delle risorse distribuite, puntando sul coordinamento TSO-DSO come uno dei principali driver per facilitare la partecipazione attiva di tutti gli stakeholder della filiera

### NEWGEN

Sviluppare e testare nuovi materiali isolanti, nuove soluzioni tecnologiche per la produzione dei cavi e per il monitoraggio delle loro condizioni d'uso. Definire nuovi tool di modellazione della vita utile e dell'affidabilità della prossima generazione di cavi HVDC estrusi e dei sistemi di cavi.





## FOCUS OSMOSE

Il Progetto OSMOSE «Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity» nel suo complesso, si propone di identificare e dimostrare la fattibilità tecnico-economica di un mix «ottimo» di soluzioni di flessibilità in grado di massimizzare la penetrazione della generazione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico europeo, garantendone sicurezza e affidabilità.

Il progetto, concluso ad Aprile 2022 ed iniziato nel 2018 coinvolge un ampio consorzio di 33 partners di 8 diversi Stati della UE, con capofila la società RTE – Réseau de transport d'électricité (il TSO francese), è stato finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon 2020 con un budget complessivo di circa 30 Mln €.

Terna ha svolto il ruolo di leader del "WP5" (uno dei 4 dimostratori su situazioni di rete reali) denominato "Multiple services provided by grid devices, large demand-response and RES generation coordinated in a smart management system". Presenti nel partenariato anche altri TSO europei quali REE (Spagna), ELES (Slovenia), REN (Portogallo) ed ELIA (Belgio). Gli altri partner italiani del WP5, coordinati da Terna, sono RSE, EnSiEL, IBM, ABB, Enel Green Power, Edison, Engineering.

Il WP5, sviluppato in una porzione di rete a 150 kV della RTN tra la Basilicata e la Puglia, aveva lo scopo di dimostrare - attraverso un lungo "live-test" di oltre un anno - la fattibilità tecnico-economica della fornitura di flessibilità estraibile da asset di rete, risorse di DSR (demand side response) industriale e dagli stessi impianti eolici, anche attraverso l'utilizzo combinato ed ottimizzato di Dynamic Thermal Rating e nuovi modelli previsionali.

Altro importante obiettivo del dimostratore riguardava il test in ambiente operativo reale di servizi di flessibilità innovativi forniti sia da impianti a fonte rinnovabile non programmabile (inerzia sintetica e regolazione di tensione) che da grandi consumatori connessi in AT (risoluzione congestioni, regolazione di tensione).

A valle di una iniziale fase di studio ed analisi (2018-2019) è seguita la fase implementativa del dimostratore, a partire dal 2020 e prolungatasi per parte del 2021 - a causa dei ritardi indotti dall'emergenza Covid-19 - per poi giungere alla sperimentazione vera e propria nel corso di tutto il 2021. Nel 2022 si è portata a termine l'analisi complessiva dei risultati e con essa il progetto stesso.

I risultati del WP5 sono riassumibili nei seguenti tre messaggi-chiave:

- 1.** I test hanno confermato come uno smart management system, abbinato a tecnologie «capital light», consenta di sfruttare appieno la flessibilità degli asset esistenti e dovrebbe essere sempre considerato con un approccio complementare allo sviluppo della rete, che sarà comunque sempre necessario per rafforzare la sicurezza del sistema.
- 2.** Gli impianti eolici hanno confermato le aspettative sulla capacità di supporto alla regolazione della tensione, mostrando il loro potenziale nella fornitura di tale servizio. Un risultato delle sperimentazioni è che, al fine di seguire la prescrizione del Codice di Rete italiano sui tempi di attivazione, i futuri impianti dovrebbero predisporre il sistema SCADA al fine di erogare questi specifici servizi. Buone aspettative sono riposte anche per la fornitura di inerzia sintetica a medio termine, poiché le soluzioni tecniche testate hanno mostrato risultati promettenti in termini di flessibilità, tempi di risposta e rilevamento di eventi.
- 3.** La flessibilità derivante da Demand Side Response industriale è potenzialmente elevata, tuttavia la sperimentazione ha evidenziato elementi di complessità nell'estrarre effettivamente flessibilità, soprattutto per servizi "più veloci". Sembra ragionevole poter aspettarsi nel breve termine la fornitura di servizi più lenti (congestion management, bilanciamento), con margini di miglioramento in funzione del necessario adeguamento tecnologico degli impianti.

Terna ha fornito inoltre un importante contributo anche al "WP6", dimostratore a guida ELES (gestore di rete sloveno) che si proponeva, attraverso l'evoluzione degli strumenti attualmente utilizzati per valutare la capacità di scambio transfrontaliero in tempo reale, di sfruttare le capacità di transito residue a valle della chiusura dei mercati attuali, nonché di ottimizzare l'utilizzo degli impianti di produzione e pompaggio (e dello storage in generale). I partner italiani coinvolti nelle attività di questo WP oltre Terna sono stati Dolomiti Energia e la Fondazione Bruno Kessler.

Maggiori approfondimenti e tutti i report pubblici del progetto Osmose sono disponibili nel sito web dedicato: <https://www.osmose-h2020.eu/>



## FOCUS FLOW

Il progetto FLOW è stato presentato nell'ambito della call Horizon Europe "HORIZON-CL5-2021-D5-01-03: System approach to achieve optimised Smart EV Charging and V2G flexibility in mass-deployment conditions (2ZERO)" finalizzata a individuare soluzioni che facilitino uno sviluppo significativo della mobilità elettrica in chiave grid-integrated. Il progetto andrà a focalizzarsi su tematiche quali:

- a) l'utilizzo ottimale e gli impatti dello smart charging/V2G su rete;
- b) l'integrazione tra le piattaforme degli stakeholder della filiera necessaria ad abilitare la possibilità da parte della rete di avvalersi della flessibilità degli EV;
- c) l'interoperabilità tra asset;
- d) la standardizzazione e lo scambio dati necessari ad assicurare la corretta interazione tra gli stakeholder dell'e-mobility;
- e) il coinvolgimento dell'utente, fornendo indicazioni risolutive alle problematiche che oggi rallentano l'integrazione della mobilità elettrica nei sistemi energetici.

Tali soluzioni innovative verranno testate nell'ambito di 5 dimostratori (di cui due test beds e 3 demo di larga scala) in Repubblica Ceca, Irlanda, Italia, Danimarca e Spagna che andranno a coprire una ampia serie di utilizzi (pubblico/privato/turistico/rurale) con l'ambizione di validare e quantificare i benefici associati all'abilitazione e valorizzazione della flessibilità degli EV a supporto della rete e della decarbonizzazione dei trasporti. Con lo scopo di investigare l'effettiva flessibilità che gli EV possono fornire a supporto della gestione della rete di trasmissione e gli scambi informativi necessari tra gli attori coinvolti, Terna ha messo a disposizione di FLOW la Crowd Balancing Platform nel suo ruolo di "orchestrator" delle piattaforme degli stakeholder della mobilità elettrica e l'E-mobility Lab che fungerà da laboratorio di riferimento per la caratterizzazione della performance degli asset che prenderanno parte ai dimostratori. Per riuscire nei suoi intenti FLOW si fonda su un consorzio ad alta partecipazione europea e ad alta competenza di 30 soggetti, a forte rappresentanza dell'intera value chain, provenienti da 9 paesi e comprendenti università, centri di ricerca, operatori di rete, sviluppatori tecnologici e specialisti delle relative filiere. Il progetto è stato avviato a luglio 2022 ed avrà la durata di 4 anni.



## FOCUS FLEXPLAN

Il progetto FLEXPLAN (Advanced methodology and tools taking advantage of storage and FLEXibility in transmission and distribution grid PLANning) è un progetto finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020, iniziato nell'ottobre del 2019 e conclusione prevista nel marzo del 2023. I partner che costituiscono il consorzio coordinato da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) sono 2 TSO europei, tra cui Terna, 1 DSO (e-distribuzione) e 9 Università/Centri di Ricerca. L'obiettivo principale del progetto è la realizzazione di un tool che mira alla pianificazione ottima e integrata delle reti di trasmissione e distribuzione, proponendo una metodologia innovativa per valorizzare gli accumuli energetici (p.es. i diversi modelli di batterie, pompaggi idroelettrici e le coppie elettrolizzatori-celle a combustibile) e le nuove risorse di flessibilità (p.es. il Demand Side Response industriale e quello fornito dalle auto elettriche).

Nella prima parte del progetto, è stato svolto un lavoro di caratterizzazione di queste risorse di flessibilità, che ha permesso di riunire le preziose competenze contenute nel consorzio, come quelle sviluppate in Terna grazie allo Storage Lab e l'e-mobility lab, e completarle con le referenze bibliografiche che descrivono lo stato dell'arte. Successivamente, attraverso una stima su orizzonti previsionali dei costi di installazione ed esercizio di queste risorse si è creato un modello economico che ne rappresenta il contributo che potrebbero fornire nell'intero periodo considerato. La prima versione del tool è stata rilasciata dagli sviluppatori. Grazie ad essa è possibile valutare quali risorse possono rispondere meglio alle future esigenze della rete, ovvero quali di esse permettono di minimizzare la funzione obiettivo contenente criteri di costo (CAPEX+OPEX), ma anche di sostenibilità ambientale e sociale. Un processo di validazione basato sulla simulazione di casi studio regionali (tra cui quello italiano) per gli anni 2030, 2040 e 2050 è in fase di finalizzazione. Infine, dall'analisi dei risultati ottenuti è possibile formulare anche raccomandazioni di carattere regolatorio. Queste ultime possono essere mirate alla valutazione di nuovi indicatori economici da considerare nelle attività di sviluppo rete, alla definizione di nuove misure incentivanti per la realizzazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile e sistemi di accumulo e alla redazione di quadri normativi e best practices per le risorse di flessibilità.



## FOCUS BEFLEXIBLE

Il progetto BeFlex o BeFLEXIBLE è risultato aggiudicatario di un finanziamento della Commissione Europea per il bando Horizon Europe "HORIZON-CL5-2021-D3-01-06: Increasing energy flexibility based on sector integration services to consumers (that benefits system management by DSOs and TSO)". BeFLEXIBLE ambisce a identificare le principali soluzioni per accrescere la flessibilità delle risorse distribuite, puntando sul coordinamento TSO-DSO come uno dei principali driver per facilitare la partecipazione attiva di tutti gli *stakeholder* della filiera. Il progetto farà leva sull'uso dimostrativo di piattaforme tecnologiche su larga scala per la gestione smart della flessibilità, puntando alla definizione di una nuova architettura di mercato e allo sviluppo di *business model*, capaci di creare valore per l'utente finale anche attraverso l'integrazione di più settori (energia, trasporti, acqua). Il progetto prevede implementazioni in tre aree di sperimentazione in Italia, Svezia e Spagna/Francia con la partecipazione di DSO, aggregatori, technology provider, TSO, etc. Il dimostratore italiano, supportato da Terna, Areti, E-distribuzione e RSE, ambisce a definire il riferimento di *market design* necessario per integrare i processi e gli strumenti di approvigionamento di servizi di flessibilità del TSO (servizi globali) e del DSO (servizi locali). L'implementazione italiana del progetto è prevista su specifiche aree geografiche e avrà l'obiettivo di testare gli scambi informativi, le soluzioni tecnologiche abilitanti, i processi e le funzionalità. A tal scopo Terna, tramite Equigy, ha messo a disposizione del progetto BeFLEXIBLE la Crowd Balancing Platform per prendere in carico il coordinamento tra i mercati della flessibilità e la raccolta informativa di sistema, utilizzabile da tutti gli attori della filiera. La definizione degli elementi implementativi del progetto sarà avviata dal consorzio europeo, forte di quasi 30 soggetti tra gestori di rete, università, centri di ricerca, sviluppatori di tecnologia, etc, nel mese di settembre 2022 con l'obiettivo di iniziare la sperimentazione nel corso del 2023 per una durata di 4 anni.



FOCUS NEWGEN

NEWGEN è stato finanziato nell'ambito della call europea "HORIZON-CL5-2021-D3-02-08: Electricity system reliability and resilience by design: High-Voltage, Direct Current (HVDC)-based systems and solutions". Con l'obiettivo di favorire l'affidabilità e la resilienza delle reti europee AC/DC interconnesse, NEWGEN si prefigge di sviluppare e testare nuovi materiali isolanti, nuove soluzioni tecnologiche per la produzione dei cavi e per il monitoraggio delle loro condizioni d'uso, ed intende definire nuovi tool di modellazione della vita utile e dell'affidabilità della prossima generazione di cavi HVDC estrusi e dei sistemi di cavi (Figura 18).

L'unicità del concetto NEWGEN sta nel suo non riferirsi ad uno specifico composto isolante o produttore di cavi ad alta tensione (HV), piuttosto, invece, traggere dei risultati che avranno un impatto sull'intera industria europea dei cavi HV per abilitare la prossima generazione di cavi HVDC estrusi.

L'insieme delle attività, avviate il 1° ottobre 2022, con durata di 4 anni, e coordinate dall'Istituto di Ricerca finlandese VTT, coinvolge 10 partner europei (VTT Technical Research Centre of Finland, Università di Bologna, Mallefer, Altanova, University of Twente, Tampere University, Greendelta, Supergrid Institute, TERNA, Verdilink), e come partecipazione italiana oltre a TERNA, anche l'Università di Bologna e la società Altanova.

FIGURA 18 Attività progetto NEWGEN



## PROGETTI IN AMBITO NAZIONALE

### LIVING GRID

sviluppare e sperimentare soluzioni per una maggiore integrazione nelle reti di distribuzione della generazione distribuita e del coordinamento tra TSO e DSO in ottica di DER-Shedding (gestione avanzata distacco carichi in situazioni di emergenza)

### MATH MODEL & FORENSIC ANALYSIS HVDC CABLES

Sviluppo di un modello matematico di invecchiamento ed affidabilità dei cavi HVDC-MIND basato su analisi chimico fisiche (e.g. raggi X, tomografia, microscopia elettronica a scansione) eseguite su campioni provenienti da cavi in esercizio.

### ENSIEL

Promuovere le ricerche con le principali Università italiane. Uniformare e semplificare l'attivazione dei progetti di ricerca con i partner universitari su temi riguardanti i sistemi elettrici quali: produzione dell'energia elettrica, mercato elettrico, sistemi ed impianti elettrici, utilizzazione e uso razionale dell'energia elettrica, nonché pianificazione e gestione dei sistemi elettrici.

### E-MOBILITY LAB

Sviluppo di un laboratorio sperimentale presso l'Area Operativa di Trasmissione Terna (AOT) di Torino, che ha l'obiettivo di testare potenzialità tecniche e limiti delle applicazioni quali smart charging e V2G, caratterizzando le performance di auto ed infrastruttura di ricarica e verificando le capacità dell'intera catena tecnologica di erogare servizi di flessibilità.

### CROWD BALANCE PLATFORM

Sviluppo e implementazione di una piattaforma IT per l'abilitazione massiva di risorse distribuite di piccola taglia alla fornitura di servizi di flessibilità. La piattaforma sviluppata nell'ambito della Joint Venture tra TSO europei costituirà il link tra i mercati dei servizi ancillari esistenti e gli aggregatori sfruttando la tecnologia Blockchain per aumentare la liquidità dei mercati e supportare lo sviluppo della rete.

### PROGRAMMA ESI

Implementazione di progetti su filoni tecnologici specifici (EV, HVAC, RES, accumuli elettrichimici distribuiti, ecc..) per la caratterizzazione e lo studio di nuove risorse di flessibilità per la loro integrazione nel mercato elettrico del futuro.



### FOCUS LIVING GRID

Il progetto Living Grid, finanziato nel 2017 nell'ambito delle attività del «Cluster Tecnologico Nazionale dell'Energia», approvato e co-finanziato dal MIUR e che vede Terna come socio fondatore, si inquadra nell'ambito delle attività di innovazione volte ad incrementare la flessibilità per il sistema elettrico derivante dalle risorse energetiche distribuite (Distributed Energy Resources – DER).

Il focus del progetto è stato in particolare lo sviluppo di nuovi modelli per il miglioramento dell'osservabilità del sistema e per la gestione ottimale, in condizioni di emergenza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), della disconnessione e riconnessione di porzioni di rete e delle relative risorse energetiche distribuite, al fine di contribuire all'evoluzione del concetto di "load shedding" e di alleggerimento della generazione distribuita. A tal fine è stata utilizzata la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) del Campus universitario di Savona, living-lab per diverse configurazioni di rete con differenti tecnologie di sistemi di produzione, accumulo e carichi, nella quale poter sia ricreare ed analizzare una rete locale per sperimentare l'offerta di servizi di flessibilità al TSO (Transmission System Operator) e al DSO (Distribution System Operator), sia studiare e validare nuove soluzioni volte a migliorare l'integrazione tra TSO e DSO stessi, anche grazie ad un nuovo protocollo di interfacciamento.

Continua >>



>> Segue

I partner coinvolti nel progetto, oltre a Terna, sono stati ENEA, CNR, RSE, e-distribuzione, EnSiEL (Consorzio Interuniversitario Nazionale per Energia, Sistemi e Impianti Elettrici), il quale per lo svolgimento delle attività di progetto si è avvalso dei consorziati Università di Genova, Politecnico di Torino e Politecnico di Bari.

I principali output raggiunti dal progetto – concluso a dicembre 2020 – sono i seguenti:

- sviluppo di nuovi algoritmi per la determinazione della capability aggregata dei sistemi di produzione presenti all'interno di infrastrutture come la Smart Polygeneration Microgrid del campus di Savona;
- definizione e implementazione di una architettura del sistema di gestione avanzata di alleggerimento dei carichi, tenendo in considerazione le funzionalità e le esigenze del DSO, TSO e del gestore della microrete. Sono stati analizzati diversi scenari applicativi al fine di includere molteplici casistiche ai fini dell'alleggerimento dei carichi e sono stati sviluppati e validati modelli di simulazione e ottimizzazione;
- analisi del contesto regolatorio europeo ed italiano, con particolare attenzione agli schemi di autoconsumo previsti dalle direttive EU ed al quadro normativo italiano di recepimento;
- sviluppo di un tool di ottimizzazione multi-obiettivo finalizzato alla minimizzazione dei costi energetici e ambientali associati alla microrete del Campus di Savona, in grado di operare anche mediante un approccio exergetico. L'attività ha previsto l'analisi LCA delle tecnologie e configurazioni della suddetta rete e, infine, l'analisi degli scenari di rischio che potrebbero caratterizzare la SPM del Campus di Savona, dal punto di vista della resilienza della rete stessa.

Maggiori informazioni sono reperibili sul sito internet del Cluster Tecnologico Nazionale dell'Energia: <https://www.cluster-energia.it/>



## FOCUS "MATH MODEL & FORENSIC ANALYSIS HVDC CABLES"

Il progetto "Math model & Forensic Analysis HVDC cables" si propone di valutare la vita residua dei cavi HVDC-MIND in esercizio al fine di ottimizzarne la gestione ed affinare specifiche e design dei futuri collegamenti.

Terna, che gestisce attualmente più di 1.600 km di cavi HVDC-MIND (SACOI, GRITA, SAPEI e MONITA) e prevede nel proprio Piano infrastrutturale ulteriori e significativi sviluppi che si basano su tale tipologia di collegamento (es. Tyrrhenian Link, TUNITA, GRITA 2), vanta infrastrutture con quasi 60 anni di esercizio che costituiscono un elemento distintivo e di know-how unico nel panorama mondiale.

È in questo contesto che Terna ha avviato una collaborazione internazionale con un'azienda specializzata nella fornitura di soluzioni tecnologiche per il settore elettrico, con una comprovata conoscenza della progettazione, produzione e diagnostica sui cavi in Alta Tensione, allo scopo di sviluppare un modello matematico di invecchiamento ed affidabilità basato su analisi chimico fisiche (e.g. raggi X, tomografia, microscopia elettronica a scansione) eseguite su campioni provenienti da cavi in esercizio.

È attualmente in corso la prima fase del progetto, che si concluderà a fine 2024, volta allo sviluppo di un primo modello e basata sull'evidenza dell'analisi del cavo SACOI.

Le fasi successive prevederanno l'esecuzione di test di validazione e l'affinamento del modello tramite le analisi di altri cavi HVDC-MIND.

Questo è un chiaro esempio di Innovazione in Terna, una innovazione capace di combinare tecnologia e conoscenza che si pone al servizio del Gruppo, contribuendo a garantire la sicurezza e l'efficienza della rete.



## FOCUS ENSIEL

Progetti di Ricerca con il Consorzio Ensiel (organizzazione senza scopo di lucro, fondata nel 2007, che aggrega le principali Università Italiane pubbliche - che operano nel settore dell'energia, dei sistemi e degli impianti elettrici): si tratta di numerosi progetti finanziati da Terna e sviluppati nella piena collaborazione con varie Università italiane.

Nel 2016 è stato firmato da Terna ed Ensiel il Protocollo d'Intesa, atto a definire la Convenzione Quadro tra le due parti. Tale accordo è stato successivamente rinnovato, una prima volta, nel luglio 2019.

Da allora sono stati avviati ca. 70 progetti di ricerca coinvolgendo le principali Università italiane (Bari, Firenze, Bologna, L'Aquila, Padova, Roma, Milano, Cagliari, Pisa, Sannio, Palermo, Trieste, Cassino, Napoli, Pavia, Genova, Torino). Fra i temi maggiormente trattati emergono lo sviluppo di modelli e algoritmi per la gestione della rete, l'intelligenza artificiale, lo storage, la resilienza, le nuove tecnologie per la trasmissione, la digitalizzazione della rete e l'integrazione delle rinnovabili.

La Convenzione Quadro con Ensiel favorisce il processo di procurement delle singole Università, permette di individuare i gruppi di ricerca accademica più adatti alla mission di progetto e, soprattutto, è fautrice della collaborazione tra il mondo della ricerca universitaria e quello di Terna.

Ad oggi sono stati conclusi 39 progetti. I deliverables ottenuti sono tra gli altri: simulazioni, calcoli di rete, scouting e indagini bibliografiche, sperimentazioni, analisi costi benefici, tool software. Visti i notevoli risultati finora conseguiti, il Protocollo d'Intesa è stato rinnovato per un ulteriore triennio nel luglio 2022 ed è prevista l'attivazione di nuovi progetti di ricerca.



## FOCUS E-MOBILITY LAB

Terna, nel suo ruolo di gestore del sistema elettrico nazionale, terzo ed indipendente rispetto a qualsiasi logica di interesse economico diretto, è fortemente interessata a collaborare per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche che possano avere un ruolo di abilitatori della transizione energetica. L'attesa progressiva elettrificazione della flotta di veicoli rappresenta una delle più importanti novità in termini di impatti sul Sistema Elettrico: tale trasformazione deve essere una grande opportunità per studiare la possibilità per le auto elettriche, nel loro ruolo di "batterie su ruote", a fornire servizi di flessibilità. Risulta, quindi, fondamentale che lo sviluppo tecnologico delle auto elettriche e delle infrastrutture di ricarica avvenga in maniera tale da soddisfare non solo le esigenze di mobilità, ma anche quelle del Sistema, con una visione sistemica e di ampio respiro.

In questo contesto nasce il dimostratore sperimentale "E-mobility Lab": presso la sede Terna di Torino è stata costruita e messa in piedi una struttura volta ad ospitare diverse tipologie di auto elettriche ed infrastrutture di ricarica (fino a 13 contemporaneamente), con lo scopo di approfondire le caratteristiche tecniche di queste ultime e di caratterizzarle in quanto potenziali risorse di flessibilità per il Sistema Elettrico sia in modalità di carica (V1G) che in modalità di carica e scarica (V2G o Vehicle to Grid). Si sperimenteranno sul campo, quindi, le prestazioni e i limiti dell'intera catena tecnologica auto-colonnina-sistema di controllo back-end rispetto alla erogazione di un portafoglio completo di servizi di rete, qualificando performance, invecchiamento e disponibilità, sia dei componenti delle auto sia delle diverse colonnine di ricarica cui le auto saranno connesse. L'approccio ad una sperimentazione di questo tipo è di Open Innovation: l'E-mobility Lab è aperto a tutti i produttori di auto, infrastrutture di ricarica ed in generale a tutti gli stakeholder del settore della mobilità elettrica che vogliono partecipare alla sperimentazione sostenendo i propri costi e beneficiando della facility messa interamente a disposizione di Terna. Durante il corso del 2021 e del 2022, sono stati svolti i primi test con la collaborazione e gli asset di un costruttore internazionale di veicoli e diversi costruttori di infrastrutture di ricarica.



## FOCUS CROWD BALANCING PLATFORM

L'iniziativa per lo sviluppo della Crowd Balancing Platform (CBP) è una collaborazione tra operatori di rete di trasmissione europei che congiuntamente intendono creare e sviluppare una piattaforma basata su tecnologia Blockchain che possa, nel contesto di evoluzione del Sistema Elettrico, rappresentare il link tra i singoli mercati dei servizi ancillari nazionali e le risorse distribuite, coinvolgendo anche aggregatori e Original Equipment Manufacturer (OEM). In questi termini la CBP punta a definire lo standard de-facto nelle modalità di gestione dei dati per il mercato business-to-consumers dei servizi ancillari costituendosi come una leva di facilitazione rispetto alla partecipazione delle risorse di cui sopra alla fornitura di servizi di flessibilità.

La piattaforma ha l'ambizione di funzionare in sinergia con gli altri sistemi e strumenti utilizzati dai TSO a livello europeo e nazionale e si proporrà come una interfaccia di facile utilizzo per automatizzare e semplificare le interazioni tra i soggetti coinvolti (aggregatori, TSO, DSO, car manufacturers,...). Tale proposizione di valore non implica il ruolo della CBP in sostituzione degli strumenti di business di aggregatori e DSO.

L'avvio dell'iniziativa è avvenuto tramite la costituzione e il consolidamento di una Joint Venture (Equigy), di diversi TSO europei (Terna, TenneT, Swissgrid, TransnetBW, APG), volta a sviluppare congiuntamente la soluzione tecnologica a favore dell'evoluzione dei market design nazionali in sinergia con l'evoluzione del contesto elettrico europeo che vede una partecipazione sempre maggiore di utenti distribuiti e attivi (prosumer). La società è aperta per statuto all'inclusione di ulteriori TSO europei che, insieme ai fondatori, saranno i soli responsabili della guida della società in virtù della garanzia dei principi legati all'esercizio di attività in concessione e a quelli di terzietà e trasparenza rispetto a logiche di mercato.

I TSO che partecipano all'iniziativa, con il supporto di Equigy, hanno avviato – nei rispettivi mercati nazionali – progetti implementativi con focus sull'innovazione ma anche con prospettive di integrazione della CBP in processi consolidati negli attuali meccanismi di mercato. L'ulteriore avanzamento progettuale potrà supportare la standardizzazione tecnologica, funzionale alla riduzione delle barriere di costo, necessaria per creare la sinergia tra il settore delle reti elettriche, il settore trasporti, quello del comfort termico e in generale con i servizi e le tecnologie energetiche utilizzate dai consumatori attivi del segmento residenziale. Infatti, la CBP rappresenta lo strumento cardine in cui la Joint Venture ha investito per facilitare la fornitura di flessibilità da parte di tutte quelle tecnologie quali macchine elettriche, pompe di calore, accumuli di piccola taglia che gli scenari energetici nazionali prevedono in forte aumento e il cui ruolo come risorse flessibili costituisce un'opportunità per il Sistema Elettrico. Inoltre, in questo contesto di forte decentralizzazione della generazione elettrica nonché di aumento del consumo finale attivo, la CBP costituisce anche lo strumento con cui implementare soluzioni e meccanismi di coordinamento tra gestori di rete (TSO e DSO) per la gestione delle risorse di flessibilità distribuite. Elemento, questo, necessario per garantire un utilizzo efficiente di risorse, eventualmente condivise, nelle soluzioni di approvvigionamento di servizi ancillari globali (TSO) e locali (DSO).

Terna, nel contesto italiano, ha avviato l'implementazione nazionale della CBP adattando lo strumento per il suo utilizzo nel framework del Progetto Pilota UVAM (Delibera 300/17/R/eel) lanciando una fase di Early Adoption volta a facilitare i processi di qualificazione delle risorse. Contestualmente, per sviluppare funzionalità della CBP funzionali a definire nuovi processi, la piattaforma è stata individuata come lo strumento abilitante dello scambio informativo tra stakeholders della catena del valore della flessibilità in progetti europei FLOW e BeFlexible del framework Horizon nonché nel progetto di Open Innovation ESI.



## FOCUS PROGRAMMA ESI

Al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione, sempre più ambiziosi, è necessario puntare sull'elettrificazione dei consumi finali e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili. Le tecnologie necessarie sono oggi già sufficientemente mature, ma per garantirne la piena integrazione con il sistema elettrico è necessaria una evoluzione tecnologica che deve toccare necessariamente tutte le fasi della filiera energetica con particolare attenzione ad osservabilità e controllabilità di tali risorse. I progetti pilota, introdotti in base alla delibera 300/2017 hanno favorito la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) di «nuove» risorse, ma solo limitatamente a impianti di produzione, consumo e/o accumulo di grande e media taglia, mentre la partecipazione delle fonti rinnovabili e delle piccole risorse distribuite è ancora limitata da una bassa maturità tecnologica e/o di mercato.

Per superare tale barriera, Terna sta avviando una nuova iniziativa di Innovazione di Sistema, denominata Energy System Innovation (ESI), che si propone come lo strumento abilitante per la sperimentazione tecnologica di nuove potenziali risorse di flessibilità. Le iniziative ESI indagheranno vari filoni tecnologici di interesse, favorendo la partecipazione dell'eterogenea platea di attori coinvolti (tra cui operatori di mercato, BSP, technology provider, start up, PMI, Centri di Ricerca e Università) in maniera trasparente e inclusiva.

Il primo ambito di indagine di ESI sarà il mondo delle risorse distribuite (impianti di climatizzazione, HVAC, e veicoli elettrici, EV) e delle fonti rinnovabili (RES) utility scale. Per ciascuna famiglia di risorse (EV, HVAC, ecc), sarà condotta una prima fase finalizzata alla caratterizzazione tecnologica della singola risorsa e, in seguito, l'avvio di progetti indirizzati al testing dell'aggregato di risorse.

Il primo progetto ad essere lanciato sarà il progetto E-Mobility che mira a sfruttare il potenziale rappresentato dai veicoli elettrici, non solo come mezzo di trasporto a zero emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche come "batteria su ruote". L'iniziativa coinvolge i principali attori della catena del valore della mobilità elettrica (case automobilistiche, produttori di infrastruttura di ricarica, ecc.) con l'obiettivo di sperimentare e caratterizzare con loro le prestazioni della singola accoppiata veicolo elettrico-infrastruttura di ricarica nel fornire flessibilità al sistema elettrico. L'E-mobility Lab, sito nella sede Terna di Torino sarà la facility di riferimento per la fase sperimentale del progetto E-mobility.

Nel mese di agosto 2022, è stata avviata la fase di consultazione per permettere ai soggetti interessati di fornire commenti e osservazioni ai documenti contenenti il contesto, i requisiti minimi e l'elenco dei test da condurre durante la sperimentazione. La fase di consultazione si chiuderà il 15 novembre. Si prevede il lancio del progetto, con conseguente apertura della finestra temporale di candidatura, entro la fine del 2022 e l'avvio delle sperimentazioni con i partecipanti nel corso del 2023.

## FOCUS: PERFORMANCE MANAGEMENT

Per far fronte alle profonde mutazioni indotte dalla transizione ecologica, Terna ha avviato da tempo un programma di trasformazione organizzativa, tecnologica e culturale per evolversi da organizzazione “process-oriented”, determinata da procedure e istruzioni operative, ad organizzazione “objective-driven” ovvero un’organizzazione in grado di cambiare sé stessa, di porsi un obiettivo di prestazione e di autodeterminare i miglioramenti da indirizzare. Per raggiungere questo obiettivo è stato avviato un processo di cambiamento definito “programma Performance Management”. Si tratta di un programma che mira ad apportare un elevato valore aggiunto per Terna diffondendo e valorizzando una nuova cultura, anche mediante l’introduzione di processi di gestione delle prestazioni in ottica di *continuous improvement*.

Infatti, tale approccio innovativo si fonda su un processo di apprendimento e miglioramento che interessa non solo gli strumenti e i metodi ma anche la cultura aziendale e l’insieme di regole e valori dell’azienda, comprendendo il sistema motivazionale, il sistema di formazione e il modo di allineare obiettivi e progetti.

Elemento cardine del programma è la creazione di sinergie tra le aree manageriali e le aree operative presenti in azienda, attraverso il supporto alle funzioni di programmazione, controllo e valutazione dei risultati al fine di innescare un processo di miglioramento continuo (Figura 19).

FIGURA 19 Focus sulle tipologie di processi



In tal modo è possibile supportare efficacemente il percorso di trasformazione della cultura aziendale, introducendo un cambio di paradigma nel modo con cui si misurano gli output operativi, così da avere una visione innovativa sui risultati di performance e allo stesso tempo avere uno strumento per ottimizzare ed efficientare i processi e garantire pertanto vantaggi competitivi.

Parallelamente alle attività operative, a partire da ottobre 2022 è iniziata la diffusione culturale delle metodologie attraverso specifici corsi di certificazione e formazione, che si basano sulle linee guida dettate dagli standard internazionali.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Tema.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

**Mercurio GP**  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creative  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

[www.mercuriogp.eu](http://www.mercuriogp.eu)



**M4**  
Milano  
Stampa



