

IL RUOLO DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER UNA TRANSIZIONE ENERGETICA SICURA

Risultati conseguiti e una nuova stagione di grandi investimenti nelle reti per la decarbonizzazione, la sicurezza e la qualità del servizio elettrico



IL RUOLO DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER UNA TRANSIZIONE ENERGETICA SICURA

RISULTATI CONSEGUITI E UNA NUOVA STAGIONE DI GRANDI
INVESTIMENTI NELLE RETI PER LA DECARBONIZZAZIONE, LA
SICUREZZA E LA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Rapporto Strategico

Settembre 2024

Rapporto Strategico realizzato da TEHA Group in collaborazione con Enel S.p.A.

© 2024 Enel S.p.A. e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Rapporto Strategico può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Enel S.p.A. e TEHA Group S.p.A.

I contenuti del presente Rapporto Strategico sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group.

Questo Studio Strategico è stato realizzato da TEHA in collaborazione con Enel. I lavori sono stati indirizzati da un *Advisory Board* che ha supervisionato l'iniziativa composto da:

- **Gianni Vittorio Armani** (Direttore Enel Grids and Innovability, Enel);
- **Nicolò Mardegan** (Direttore Relazioni Esterne, Enel);
- **Francesco Puntillo** (Direttore Affari Legali, Societari, Regolatori e Antitrust, Enel);
- **Giacomo Aiello** (Avvocato, Avvocatura generale dello Stato);
- **Guido Bortoni** (Presidente, CESI; già Capo Dipartimento Energia, Governo Italiano; già Presidente, ARERA);
- **Claudio De Vincenti** (Presidente, Azzurra Aeroporti; già Ministro per la Coesione territoriale e il Sud; già Segretario del Consiglio dei Ministri);
- **Gennaro Terracciano** (Professore ordinario e Pro Rettore, Università degli Studi di Roma 4 Foro Italico; già Magistrato amministrativo e Avvocato dello Stato);
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*, The European House – Ambrosetti e TEHA Group).

Si ringraziano per i contributi e i suggerimenti offerti per la realizzazione dello Studio i componenti del Comitato Esecutivo di Enel:

- **Angelo Crisafulli** (Affari Legali e Diritto Pubblico);
- **Mariangela Di Napoli** (Responsabile Regolatorio Reti Italia);
- **Michele Giovannini** (Responsabile Scenari Energetici e Nuove Soluzioni Tecniche di Infrastrutture e Reti, e-distribuzione);
- **Fabrizio Iaccarino** (Responsabile Affari Istituzionali Italia);
- **Marco Massimiano** (Responsabile Regolatorio e Antitrust Italia);
- **Maria Paola Quaglia** (Responsabile Legislativo Affari Istituzionali);
- **Vincenzo Ranieri** (Amministratore Delegato, e-distribuzione);
- **Enrico Ruggeri** (Scenari Energetici e Nuove Soluzioni Tecniche di Infrastrutture e Reti, e-distribuzione);
- **Ciro Scognamiglio** (Affari Istituzionali Italia);
- **Mena Testa** (Responsabile Analisi e Studi Regolatori per Enel Grids);
- **Carmina Toscano** (Responsabile Affari Legali e Societari, e-distribuzione);
- **Viviana Vitto** (Responsabile Strategia e Analisi Regolatorie per Enel Grids).

Si ringrazia inoltre per i preziosi contributi e i suggerimenti offerti **Giorgio Graditi** (Direttore Generale, ENEA), **Gianluca Calvosa** (*Managing Partner* e Fondatore, OpenEconomics), **Dino Ferrarese** (*Senior Expert*, OpenEconomics) e **John Paton** (*Economic Analyst*, OpenEconomics).

Il gruppo di lavoro TEHA Group è formato da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner* e Responsabile Area Scenari e *Intelligence*);
- **Nicolò Serpella** (*Senior Consultant* Area Scenari e *Intelligence*, *Project Coordinator*);
- **Giovanni Abramo** (*Consultant* Area Scenari e *Intelligence*);
- **Filippo Barzagli** (*Consultant* Area Scenari e *Intelligence*);
- **Ettore Grechi** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*);
- **Alessandro Sarvador** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*);
- **Jenny Cirincio** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*);
- **Silvia Lovati** (*Associate Partner* e Responsabile TEHA Club e Relazioni con i *media*);
- **Fabiola Gnocchi** (Responsabile comunicazione);
- **Ines Lundra** (*Assistant*).

INDICE

PREFAZIONI	3
CONTRIBUTI DEL COMITATO SCIENTIFICO	8
I MESSAGGI CHIAVE DEL STUDIO	17
CAPITOLO 1	33
LA STRATEGICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LA SICUREZZA DEL SISTEMA-PAESE	
1.1 Lo scenario di riferimento europeo della transizione energetica e il ruolo della rete elettrica	33
1.2 I <i>driver</i> che portano lo sviluppo della rete elettrica al centro del dibattito sulla transizione energetica	41
1.2.1. Il cambiamento di assetto del sistema elettrico	43
1.2.2. La rete di distribuzione alla prova del cambiamento climatico	47
1.3. La centralità e la strategicità della rete di distribuzione elettrica	51
CAPITOLO 2	55
IL SISTEMA DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA IN ITALIA: LA PERFORMANCE RISPETTO AI PRINCIPALI PEER EUROPEI E IL FUNZIONAMENTO DELL'ATTUALE ASSETTO NORMATIVO E REGOLATORIO	
2.1. <i>Assessment</i> analitico della <i>performance</i> della rete di distribuzione elettrica italiana rispetto ai principali <i>peer</i> europei	56
2.2. La rilevanza del sistema normativo e regolatorio per lo sviluppo del settore della distribuzione elettrica in Italia	73
CAPITOLO 3	81
GLI INVESTIMENTI RICHIESTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE E LE SFIDE FUTURE DERIVANTI DAL POSSIBILE MUTAMENTO DI ASSETTO NORMATIVO-REGOLATORIO	
3.1. Il fabbisogno di investimenti per garantire lo sviluppo della rete di distribuzione in Italia	81
3.2. Gli impatti diretti, indiretti e indotti derivanti dagli investimenti nella rete di distribuzione elettrica in Italia	84
3.3. Verso un futuro sostenibile per la distribuzione elettrica in Italia	86
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	92

PREFAZIONI

Gianni Vittorio Armani

Direttore Enel Grids and Innovability, Enel

L'elettricità è il cuore pulsante delle economie moderne e la sua domanda è destinata a crescere rapidamente, spinta da richieste nuove e diversificate, mentre le fonti variabili di energia rinnovabile, in particolare l'energia fotovoltaica, si svilupperanno in modo esponenziale.

Lo studio "Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura" analizza e descrive dettagliatamente come la crescita imponente delle FER distribuite, la maggiore elettrificazione dei consumi finali in termini di volumi e il ruolo sempre più attivo dei consumatori impongano al centro del dibattito energetico attuale un nuovo sviluppo della rete di distribuzione come mezzo essenziale per abilitare questa evoluzione e come principale vettore dell'energia per tutte le attività fondamentali nelle economie avanzate.

Alla luce di questo contesto nonché di una prospettiva di intensificazione per frequenza e intensità dei fenomeni climatici estremi, si evidenziano le sfide che attendono gli operatori di distribuzione elettrica, sottolineando la rilevanza e la strategicità delle infrastrutture di rete per la società e per il corretto funzionamento di attività economiche produttive.

L'analisi delinea chiaramente un **quadro attuale virtuoso** per il settore della distribuzione che ha investito capitali in maniera efficace abilitando alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale. Confermare tali risultati, anche in termini di sicurezza e qualità, affrontando i cambiamenti nel sistema elettrico in atto e quelli richiesti per raggiungere la decarbonizzazione, impone **nuovi importanti investimenti** per potenziare e digitalizzare la rete, per connettere, integrare e gestire le risorse energetiche distribuite, per facilitare un'elettrificazione diffusa e abilitare attività innovative per i "prosumers". Inoltre, per garantire una costante affidabilità del servizio elettrico, è sempre più urgente la necessità di investimenti per incrementare la **resilienza della rete di distribuzione**, tenendo conto della sua accresciuta strategicità, attraverso piani efficaci basati su metodologie consolidate frutto anche di un lavoro di cooperazione e armonizzazione tra gli operatori.

Secondo la Commissione Europea, in **Europa gli investimenti annui** nella rete di distribuzione tra il 2024 e il 2050 potrebbero crescere fino a raddoppiare rispetto ai valori attuali [36 Mld 2023 vs 65 Mld media 2024-2050], raggiungendo 65 miliardi di euro all'anno. **In Italia**, nei prossimi 10 anni, si stimano circa 6 miliardi di euro all'anno di investimenti a fronte di una media di circa 2,6 miliardi di euro nel periodo 2018-2023.

Per sostenere questa **nuova importante fase di investimenti**, coerente con le trasformazioni intervenute e attese per la transizione energetica, è quindi necessario **garantire un assetto in continuità che permetta una stabilità finanziaria e una gestione sostenibile** per gli operatori della rete di distribuzione.

“L’unico modo possibile di prepararsi al domani è fare bene quel che oggi va fatto.”

Dale Carnegie

Valerio De Molli

Managing Partner & CEO, The European House - Ambrosetti e TEHA Group

Nel 2022, il Rapporto “*Net Zero E-conomy 2050*” realizzato da TEHA ed Enel ha analizzato le traiettorie di decarbonizzazione in Italia nel 2030 e 2050, facendo una stima dei benefici a livello ambientale, socio-economico ed energetico associati a un percorso di decarbonizzazione più ambizioso. Nell’ottica di dare continuità alle analisi elaborate nel Rapporto 2022, nel 2023 – insieme ai colleghi di Enel – abbiamo individuato le catene di fornitura industriali chiave per la transizione energetica in Europa e Italia, ossia i pannelli fotovoltaici, le batterie e le pompe di calore, evidenziando la necessità di sviluppare le competenze locali e rafforzare le catene del valore industriali “*green*”.

La genesi del presente Rapporto è dunque nei due precedenti: la rete di distribuzione elettrica è infatti un fattore abilitante necessario per raggiungere una *net zero economy* al 2050 e ottimizzare la crescita delle fonti rinnovabili.

Al 2050, infatti, l’UE dovrà raddoppiare il tasso annuo di installazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), in gran parte nel vettore elettrico, che dovrà coprire il 60% dei consumi finali europei (contro il 22% del 2022). La crescita imponente delle FER disperse sul territorio nel *mix* di generazione elettrica e la maggiore elettrificazione dei consumi finali in termini di volumi impongono al centro del dibattito energetico attuale un nuovo sviluppo della rete di distribuzione come mezzo essenziale per abilitare una transizione «senza strappi».

La rete di distribuzione ha infatti un ruolo chiave per abilitare la transizione energetica sia per la crescente connessione di impianti distribuiti (tra il 70% e il 75% della capacità FER addizionale da installare entro il 2030 in Italia verrà connessa alla rete di distribuzione) che per il ruolo sempre più attivo dei consumatori finali nel sistema elettrico, che diventano «*prosumer*» e promotori di “attività” innovative. Infatti, mentre in passato la rete di distribuzione era unidirezionale con dei flussi ben definiti, oggi e domani la rete di distribuzione sarà sempre più caratterizzata da un ciclo di flussi distinto tra il giorno (quando la produzione fotovoltaica è massima) e la notte (quando la produzione fotovoltaica è minima), comportando quindi un dimensionamento del tutto nuovo.

Al tempo stesso, i fenomeni metereologici estremi possono creare danni rilevanti alle infrastrutture elettriche, con impatti sul sistema produttivo e sulla collettività. In tale contesto, l’Italia è uno dei Paesi più esposti al cambiamento climatico ed è attualmente al 1°

posto in UE-27 per il valore dei danni economici *pro capite*, causati da eventi climatici avversi, con un valore di 284 Euro contro una media europea di 117 Euro.

La rilevanza e la strategicità della rete di distribuzione elettrica è evidenziata anche dalla particolare attenzione che le istituzioni nazionali ed europee vi hanno dedicato negli ultimi anni per modernizzarla e potenziarla. In Italia, non a caso, la rete elettrica è tra le infrastrutture strategiche definite dal Golden Power, mentre a livello europeo, con la Direttiva 2557 del 2022, la Commissione ha stabilito obblighi, in capo agli Stati Membri, in merito all'adozione di misure specifiche volte a garantire che i servizi essenziali per il mantenimento di funzioni vitali della società o di attività economiche siano forniti senza impedimenti nel mercato interno, inserendo tra i soggetti critici anche i gestori del sistema di distribuzione elettrica.

All'interno del Rapporto è stato poi sviluppato un modello di *assessment* analitico per identificare le caratteristiche salienti e principali della *performance* della rete di distribuzione in Italia confrontandola con altri Paesi *benchmark* (Francia, Germania, Regno Unito e Spagna). Da tale modello è emerso che la rete di distribuzione italiana (intesa nell'assetto attuale) è tra le più virtuose d'Europa, grazie all'efficace investimento del capitale che ha abilitato alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale. In particolare, la rete italiana è 1° in Europa per efficacia degli investimenti, tasso di penetrazione e funzionalità degli *smart meter* e per economicità degli oneri di rete, 2° per la *performance* relativa alle perdite di rete e per crescita dell'elettricità distribuita.

Tale virtuosità del sistema italiano è stata supportata da un sistema normativo-regolatorio sviluppato su più livelli. In particolare, la combinazione di stabilità regolatoria e stabilità finanziaria del sistema ha permesso di dispiegare investimenti efficaci nella rete, innovando e migliorandone la qualità, senza gravare sui costi per gli utenti finali.

Per garantire la continuità delle *performance*, anche alla luce dell'evoluzione dei fenomeni climatici estremi, la rete di distribuzione richiede ulteriori nuovi importanti investimenti. In Italia, tra il 2025 e il 2034, stimiamo che saranno richiesti investimenti per circa 6 miliardi di Euro all'anno. Tali investimenti, inoltre, potranno attivare rilevanti impatti (diretti, indiretti e indotti) nell'economia del Paese, generando oltre 13 miliardi di Euro di Valore Aggiunto ogni anno nelle filiere industriali (circa lo 0,7% del PIL italiano), abilitando oltre 170mila posti di lavoro e garantendo oltre 12 miliardi di Euro di redditi aggiuntivi per le famiglie italiane.

Come affermato anche da Dale Carnegie, "*l'unico modo possibile di prepararsi al domani è fare bene quel che oggi va fatto*". Pertanto, alla luce dell'attuale *performance* del settore della distribuzione in Italia, occorre che l'evoluzione prospettica del sistema normativo-regolatorio non costituisca, nella seconda metà del decennio in corso, un freno agli investimenti di cui l'evoluzione della rete necessita. La frammentazione delle filiere, sia verticale che orizzontale, renderebbe più complessa e difficoltosa la gestione, con rischio di maggiore onerosità per il

sistema elettrico. Pertanto, al fine di perseguire realisticamente gli obiettivi nazionali ed europei ed evitare rischi di deterioramento della gestione efficiente della rete, è necessario costruire un quadro di regole certo e una *governance* adeguata.

Questo Studio Strategico così ambizioso non sarebbe stato possibile senza gli sforzi congiunti del Gruppo di Lavoro di TEHA e del *management* di Enel nell'esplorare una questione oggi al centro del dibattito, e senza il contributo prezioso del Comitato Scientifico costituito da Giacomo Aiello (Avvocato, Avvocatura generale dello Stato), Guido Bortoni (Presidente, CESI; già Capo Dipartimento Energia, Governo Italiano; già Presidente, ARERA), Claudio De Vincenti (Presidente, Azzurra Aeroporti; già Ministro per la Coesione territoriale e il Sud; già Segretario del Consiglio dei Ministri) e Gennaro Terracciano (Professore ordinario e Pro Rettore, Università degli Studi di Roma 4 Foro Italico; già Magistrato amministrativo e Avvocato dello Stato), ai quali vorrei esprimere la mia più profonda gratitudine.

Per finire, il mio doveroso ringraziamento va anche al *team* TEHA: Lorenzo Tavazzi, Nicolò Serpella, Giovanni Abramo, Filippo Barzagli, Jenny Cirincio, Ettore Grechi, Alessandro Sarvador e Ines Lundra.

CONTRIBUTI DEL COMITATO SCIENTIFICO

Giacomo Aiello

Avvocato, Avvocatura generale dello Stato

La distribuzione dell'energia elettrica rappresenta un servizio essenziale per la vita economica e sociale del nostro Paese e l'infrastruttura nazionale, che ne assicura quotidianamente l'esercizio, assolve ad una funzione sempre più strategica.

Alcuni recenti fatti di cronaca, legati al conflitto Russo-Ucraino, ci hanno brutalmente rammentato che il blocco della fornitura dell'energia elettrica, anche in zone limitate di una nazione, può avere effetti sistemici e potenzialmente incontrollabili sulla vita dei cittadini e delle imprese, pregiudicando improvvisamente e, talvolta, irrimediabilmente, l'esercizio dei diritti fondamentali della persona.

All'indomani dell'attentato che ha colpito il gasdotto Nord Stream 2 nel Mar Baltico e che ha evidenziato la vulnerabilità delle infrastrutture energetiche, gli stati membri dell'UE hanno posto al centro delle proprie politiche di coesione e sviluppo il rafforzamento delle reti infrastrutturali, raccomandando l'avvio di sostanziosi investimenti per assicurarne la resilienza rispetto a incidenti anche di matrice dolosa come conseguenza di attacchi terroristici o cibernetici.

Fra i principali obiettivi promossi a livello comunitario vi sono quindi il miglioramento dei servizi essenziali per la collettività e il conseguente aumento della resilienza dei soggetti che li forniscono.

Gli indirizzi dell'UE mirano, inoltre, a un elevato livello di cibersicurezza comune a tutti i Paesi membri, al fine di affrontare al meglio la crescente interconnessione tra il mondo fisico e quello digitale, della quale è necessario tener conto per progettare valide strategie di sicurezza nazionali e comunitarie.

Su un altro versante, si è inoltre accentuata l'attenzione in merito alle acquisizioni del controllo delle reti da parte di operatori extra comunitari, dal momento che il Regolamento 452/2019/UE consente l'esercizio dei poteri speciali (c.d. *Golden Power*) a livello governativo per imporre prescrizioni, fino all'estremo del diritto di veto, a operazioni di acquisizioni che interessano l'infrastruttura energetica.

È quindi maturata anche a livello sovra nazionale la consapevolezza della necessità del rafforzamento dell'infrastruttura energetica di ciascun Paese, se si vuole assicurare il pieno raggiungimento degli obiettivi del mercato elettrico europeo definiti dalla Direttiva 96/92/CE.

I nuovi investimenti per l'implementazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica si rendono inoltre necessari per conseguire la piena attuazione del pacchetto REPowerEU, che fissa l'obiettivo di realizzare una riduzione pari almeno al 55% delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2050, in linea con il *Green Deal* europeo.

L'infrastruttura energetica somiglia sempre di più al sistema circolatorio del corpo umano perché, a differenza del passato, non assolve più alla sola funzione di trasportare l'energia dal luogo di produzione a quello di consumo in modo quasi univoco.

L'enorme moltiplicazione dei punti di produzione, dovuta al *boom* delle fonti energetiche alternative e della generazione distribuita, spinge infatti a un cambio radicale dell'architettura della rete, aumentandone le capacità di accumulo anche per favorire lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e delle *smart grid*.

La crescente elettrificazione dei trasporti accentuerà inoltre la dipendenza dalla rete elettrica, dalle batterie e dalle relative infrastrutture.

Sulla base di queste premesse, lo Studio che segue definisce con precisione gli obiettivi da conseguire e ne inquadra l'impatto economico, in un ambito di pianificazione ultraventennale, per fornire utili elementi di valutazione ai fini della migliore definizione della politica energetica nazionale.

Il rapporto pone anche le basi di una riflessione sull'adeguatezza del sistema regolatorio vigente, per sostenere le sfide che ci attendono, in uno scenario completamente trasformato rispetto al contesto socio-economico che aveva ispirato il Legislatore nell'ormai lontano 1999 nella disciplina della materia.

È noto che la cornice regolatoria deve assicurare, da un lato, l'equilibrio tra gli attori del mercato dell'energia, e dall'altro, la maggiore efficienza del sistema per l'incremento della qualità del servizio con il massimo contenimento dei costi per l'utenza.

Tenendo nella dovuta considerazione questi obiettivi, tra le prossime scelte destinate ad incidere significativamente sul nostro futuro, si dovrà individuare anche l'assetto normativo più adeguato all'attrazione degli investimenti per l'implementazione e innovazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica anche ai fini della massima valorizzazione delle risorse pubbliche eventualmente utilizzate per il raggiungimento di questo obiettivo.

Guido Bortoni

Presidente, CESI;

già Capo Dipartimento Energia, Governo Italiano;

già Presidente, ARERA

<<Regolazione o concorrenza per il mercato>> delle concessioni statali di distribuzione elettrica? A tale scelta l'Italia già si trovò di fronte nel 1999, all'epoca delle grandi liberalizzazioni dell'energia nel nostro Paese. Attesa la finalità generale che muoveva i legislatori delegati di quel tempo, volta a trasferire al consumatore finale via tariffa le innegabili economie di scala e di scopo dell'attività di distribuzione, la domanda era: quale dei due strumenti – realmente o apparentemente antinomici - sarebbe stato in grado di meglio trasferire benefici al consumatore finale? La larva del dubbio potrebbe essersi ben annidata nella mente dei *policy maker*. Essi si trovarono ad operare la scelta legislativa, non potendo ancora toccare con mano i risultati di una regolazione applicata alle reti in quanto il Regolatore italiano dell'energia – da poco istituito – compiva i suoi primissimi passi metodologici; tanto meno potevano immaginare quale disegno di meccanismo di mercato (gare) avrebbe fatto emergere quelle efficienze da trasferire al consumatore. Si decise, dunque, di tenerli d'acconto entrambi - regolazione e mercato - purché le loro applicazioni fossero differite nel tempo. Alla regolazione fu dato lo *jus primae noctis*, coerente con il rilascio a titolo gratuito di nuove concessioni di durata trentennale ai distributori (allora) già attivi, al cui termine nel 2030 sarebbe susseguito un generico meccanismo di mercato, tutto da definire entro il 2025. A mio avviso, i due strumenti furono allora correttamente coordinati dalla legge, prevedendo che il meccanismo di gare fungesse da potenziale *backup* alla regolazione nel caso in cui questa, nel successivo periodo trentennale, non si fosse dimostrata all'altezza del compito assegnatole in termini di guadagno di efficienza pro-consumatore.

In ogni caso, in quel tempo, si dovevano soprattutto favorire le pre-condizioni affinché si potessero installare al meglio le economie di scala e di scopo nelle gestioni delle reti di distribuzione per poterle trasferire lato domanda. Da qui mosse l'idea di promuovere un'espansione delle distribuzioni cittadine (cosa poi avvenuta nel 2001) a favore dell'estensione di taglia delle reti delle *utility* medio-grandi ex-municipalizzate per guadagnare in economie di scala rispetto ai precedenti ambiti cittadini, conseguire l'unicità gestoria e maggior specializzazione in alcune zone del servizio elettrico "metropolitano". Tale *trend* di aggregazione, anche se lentamente, ha portato il comparto distribuzione dagli iniziali 160 distributori del 2001 agli attuali 120 circa (dato 2023), costituendo un complesso di grandi/medi distributori che, contando solo i primi 10 per taglia, consegnano ben il 98% dei kWh consumati annualmente in distribuzione e, ancora, coprono il 98% dei clienti finali italiani. A tale *trend* aggregativo si è da poco sovrapposto un movimento di assestamento

intra-comparto, a giudicare dalle transazioni volontarie avvenute nel 2023 e nel 2024 tra distributori grandi/medi, che certamente va nella direzione dell'ulteriore miglioramento delle economie di scala complessive del settore distribuzione elettrica.

Nell'ambito di tale complesso di grandi/medi distributori, la presenza di un unico soggetto distributore (Enel, dal 2016 denominato e-distribuzione) a copertura di gran parte del territorio elettrificato italiano, pur scontando un centinaio abbondante di "singolarità" sparse a macchia di leopardo sul territorio, vuoi per la presenza di autonomie speciali, di peculiarità isolate o di cooperative storiche che avevano elettrificato la loro piccola *enclave* montana, ha certamente garantito all'Italia una condizione di eccellenza quanto ad economie di scala e di scopo (trasporto, consegna e misura dei kWh).

Il portato del combinato tra pre-condizioni strutturali e strumento prescelto pro-efficienza restituisce oggi al consumatore elettrico – quasi 25 anni data - livelli di efficienza e di innovazione inimmaginate nel settore delle reti di distribuzione italiane, anche in assetto comparato con gli Stati Membri dalle economie affini. Lo studio TEHA qui di seguito porta risultati ed indicatori che testimoniano incontrovertibilmente lo stato di eccellenza della nostra distribuzione elettrica.

Oggi, a cinque anni dal termine stabilito delle concessioni del 2001, il quesito Regolazione/Mercato si ripropone in termini di valutazione su se/come organizzare procedure concorsuali per l'assegnazione delle nuove concessioni dal 2031. Come appena richiamato, ora disponiamo di risultati effettivi circa l'ottima *performance* dello strumento Regolazione pro-efficienza delle reti di distribuzione per come l'abbiamo visto agire per oltre due decenni a questa parte, i quali ci aiuterebbero a risolvere la pseudo-antinomia citata. Tuttavia, nel riformulare quella valutazione, non va commesso l'errore di considerare in equilibrio statico i sistemi energia: vale a dire assumere le condizioni al contorno del 1999 come costanti e verificate anche oggigiorno. Non solo, infatti, siamo oggi in presenza di radicali novità nelle politiche pubbliche (anche europee e per certi versi globali) che influenzano profondamente le condizioni al contorno per la rivalutazione del nostro quesito ma anche di situazioni contestuali inedite (*unprecedented*, direbbero a Bruxelles) in cui si trovano e sempre più si troveranno a lavorare le reti di distribuzione elettrica in Italia.

Mi riferisco, da un lato, alle *policy* di sostenibilità climatico-ambientale per la riduzione delle emissioni climalteranti in UE ed in Italia (*climate-change mitigation*) che riguardano, per larga parte, anche le reti di distribuzione elettrica. Ad esempio, poiché il *driver* principale della decarbonizzazione elettrica e dei relativi usi finali si fonda sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, va ricordato che "rinnovabili" mature vuol dire destinazione di importanti porzioni di "territorio" (vista la scarsa densità energetica di solare ed eolico) e che "territorio", a sua volta, significa reti di distribuzione. Le quali si devono inventare un mestiere del tutto nuovo, non previsto nel 1999 e aggiuntivo rispetto a quello classico di consegna del kWh per

cui sono state progettate. Ovvero la raccolta della produzione da fonti rinnovabili assai sincronizzate tra loro sul territorio (quando il sole splende sul singolo pannello fotovoltaico splende per tutti i pannelli di un'area) ma al contempo assai aleatorie quanto a previsioni di produzione. Senza dire del convogliamento delle produzioni rinnovabili nel *midstream* elettrico o direttamente ai consumi/auto-consumi finali locali.

D'altro canto, la sicurezza e l'affidabilità del servizio elettrico *in toto* si verifica sui circa 37 milioni di utenti finali sul "territorio" e la missione di garantire un servizio accettabile in presenza di fenomeni meteo avversi per le reti ed estremi quanto ad intensità di perturbazione (*adaptation to climate-change*) è sempre più messa a repentaglio proprio nell'ultimo miglio sul territorio innervato dalle reti di distribuzione. Da qui la necessità di rivedere profondamente i progetti delle reti di distribuzione, adottando soluzioni innovative, per cambiamento delle situazioni di *stress* (termico, idraulico, strutturale) cui devono sempre più frequentemente sottostare le reti. Situazioni che erano invece derubricate tra gli eventi rarissimi o estremamente improbabili all'inizio del secolo.

Lo studio TEHA, cui queste poche righe offrono una prefazione personale, ben argomenta le nuove esigenze di funzionalità aggiuntive pro-sostenibilità e di riprogettazione per le reti di distribuzione che devono mostrare "tenuta" in condizioni sempre più sfavorevoli. Ciò conduce, pertanto, ad un unico sbocco: una straordinaria necessità di ingenti investimenti su cui non si può temporeggiare pianificandoli dal termine delle concessioni trentennali (2031) in poi. Vanno invece realizzati senza indugio *hic et nunc*, ora e sulle reti esistenti.

Dalla mia esperienza pluriennale di regolatore posso portare tanti casi, sia nel settore energia che in quello idrico infrastrutturale, in cui – qualora sussista per i più svariati motivi la necessità di investimenti importanti – vige una regola aurea di duplice natura: la regolazione deve puntare a mantenere 1) la capacità di realizzare investimenti significativi del gestore infrastrutturale nelle proprie reti e 2) la capacità di effettuare investimenti efficienti da parte dello stesso gestore. Ciò significa che la configurazione del comparto distribuzione deve essere tale da promuovere investimenti di un certo livello quali-quantitativo. Non servono, pertanto, gestori di distribuzione che operino distrazione di risorse verso altri obiettivi diversi da quello degli investimenti né è opportuno avere termini ravvicinati di cessazione dei diritti concessori (6 anni rimanenti non sono adeguati per il ritorno degli investimenti necessari). Occorre, infatti, evitare aumenti del livello di rischio degli investimenti nelle reti, sia per scongiurare una frenata degli investimenti stessi sia per sfuggire a un parimenti dannosa (per il consumatore) stagione di rialzo delle remunerazioni richieste alla regolazione, quindi inefficienze. La funzione obiettivo della distribuzione – aggiornata ad oggi - è dunque quella di trasferire al consumatore elettrico non solo l'efficienza, come si pensò di fare nel 1999, ma anche e soprattutto l'efficacia di nuove funzioni e salvaguardie purché sviluppate al minimo costo possibile.

Il messaggio in bottiglia che voglio lasciare è abbastanza chiaro da quanto illustrato. In sintesi: a) è opportuno non retrocedere dal livello di economie di scala e di scopo sin qui acquisito in 25 anni di esperienza, anzi ben vengano movimenti di ulteriore aggregazione delle piccole realtà e di assestamento spontaneo nel complesso attuale dei grandi/medi distributori; b) è necessario, alla luce delle nuove funzioni-obiettivo per la distribuzione, che si preservino per i distributori attuali le capacità di operare investimenti significativi ed investimenti efficienti nel proprio ambito, introducendo adeguate misure per la minimizzazione dei rischi nell'investire, in particolare abbattendo tutti i rischi di natura normativo-regolamentare sopra richiamati. Chi condivide non può che convenire su necessità ed opportunità di una tempestiva evoluzione normativa.

Claudio De Vincenti

*Presidente, Azzurra Aeroporti;
già Ministro per la Coesione territoriale e il Sud;
già Segretario del Consiglio dei Ministri*

Al centro dell'analisi contenuta nel Rapporto stanno le profonde modifiche intervenute nel ruolo che sono chiamate a svolgere le reti di distribuzione elettrica a seguito delle innovazioni tecnologiche in corso e degli obiettivi sfidanti della transizione verde e della sicurezza energetica in Europa e in Italia. La necessità di una evoluzione accelerata del mix di generazione elettrica verso le fonti rinnovabili, il peso crescente della generazione distribuita, lo sviluppo degli impieghi di energia elettrica nei settori produttivi e di consumo, sono tutti fattori che cambiano compiti e obiettivi cui le reti di distribuzione sono chiamate per sostenere transizione e sicurezza energetiche: non più semplici conduttori di flussi unidirezionali di energia dagli impianti di generazione e dalla rete di trasmissione nazionale verso gli utilizzatori – imprese e famiglie – ma nervature necessarie ad abilitare flussi bidirezionali - o meglio multidirezionali - tra produttori e consumatori di energia elettrica con ruoli almeno in parte e in misura significativa intercambiabili.

Questo nuovo posizionamento delle reti di distribuzione all'interno del sistema elettrico, insieme con la necessità di rafforzarne le capacità di resilienza nei confronti dei danni derivanti alle infrastrutture dall'accentuarsi dei fenomeni meteorologici estremi, implicano la necessità attuale e prospettica di ingenti investimenti in innovazione e sviluppo delle reti. Si tratta di impegni economici e finanziari che richiedono, per contenerne l'onere complessivo sulla collettività, gestori di rete in grado di mettere a frutto le economie di scala e di differenziazione consentite dalle tecnologie disponibili e dotati della forza finanziaria indispensabile a convogliare le risorse necessarie.

Sulla base del Decreto Bersani (DLvo n. 79/1999) e grazie all'attività dell'Autorità di regolazione di settore, il nostro Paese ha sviluppato negli ultimi venticinque anni un assetto normativo-regolatorio che è stato in grado di sostenere l'evoluzione del sistema elettrico nazionale in risposta alle diverse sfide che sono via via intervenute.

In particolare, nel segmento della distribuzione si sono raggiunte *performance* di sistema importanti in termini di efficienza, efficacia e innovazione, come testimoniano i confronti internazionali presentati nel Rapporto. Caratteristica importante dell'assetto che è andato prendendo forma sono stati i processi di aggregazione, che hanno consentito di razionalizzare una parte delle reti locali, e i comportamenti virtuosi degli operatori di maggiori dimensioni – Enel e *multitility* quotate – nel mettere a frutto le proprie economie di scala e di differenziazione e la propria forza finanziaria.

Serve ora una ulteriore evoluzione normativa e regolatoria che consenta una dinamica ordinata del sistema in grado di accompagnare i gestori delle reti di distribuzione nella complessa fase di transizione che si profila. Si tratta in particolare di fornire una prospettiva di certezza a medio-lungo termine del quadro regolatorio che consenta: di stimolare le capacità di investimento degli operatori italiani di maggiore dimensione, così da mettere a frutto la loro forza tecnologica e finanziaria per lo sviluppo delle reti; di promuovere ulteriori processi di aggregazione che superino le gestioni più frammentate e promuovano assetti industriali in grado di sfruttare meglio le economie di scala e di differenziazione.

Le reti di distribuzione per il trasporto e la trasformazione di energia elettrica e per la consegna ai clienti finali, fino al contatore, costituiscono, a ben vedere, infrastrutture strategiche per garantire una transizione energetica vigilata, protetta e, in definitiva, sicura, anche attraverso idonei investimenti che consentano la migliore evoluzione possibile delle infrastrutture stesse quanto a modernità, efficienza e sostenibilità e conseguire, così, gli obiettivi UE che richiedono reti stabili e interconnesse.

La distribuzione energetica rimane fattore strategico, ovviamente, anche per l'economia nazionale, tenuto conto della necessità di protezione e resilienza non solo quanto a fattori ambientali e climatici, ma anche geopolitici, come appare evidente in questi ultimi anni. Del resto, una rete elettrica nazionale robusta e resiliente rende uno Stato meno vulnerabile, e, anche per tali aspetti, gli interessi pubblici sottesi a detti ambiti hanno condotto ad un sistema governato da Autorità pubbliche e gestito attraverso concessioni pubbliche.

La transizione digitale, poi, favorisce la modernizzazione e l'affidabilità delle reti (*smart grid*), e, si spera, una accelerazione nell'espansione della distribuzione per far fronte agli evidenti fabbisogni crescenti di energia elettrica: il modello di distribuzione sembra richiedere una certa decentralizzazione, anche per accogliere la produzione da fonti rinnovabili. Allo stesso tempo, l'utilizzo delle tecnologie digitali richiede una attenta attività di *cybersecurity*, soprattutto per l'amplificazione dell'interconnessione delle reti elettriche.

Lo scenario attuale e quello che si intravede sono decisamente lontani da quello in essere alla fine degli anni 2000, periodo durante il quale sia a livello europeo che nazionale si intendeva incidere sulla situazione di sostanziale monopolio che caratterizzava il mercato elettrico al fine di liberalizzare il settore.

Come noto, a seguito della Direttiva 96/92, il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (c.d. Decreto Bersani), ha riformato in modo profondo la disciplina del mercato elettrico, prevedendo, per l'attività di distribuzione, un riassetto e un processo di aggregazione.

A tal proposito, si osserva che la previsione della scadenza delle attuali concessioni in essere (2030) non dovrebbe implicare necessariamente il processo previsto dal Decreto Bersani, tra cui la limitazione prevista secondo cui le nuove concessioni non possano avere dimensioni superiori al massimo a un quarto del totale dei clienti finali.

Quali siano oggi e in prospettiva futura gli ambiti ottimali è difficile dirlo, ma ciò che emerge è la necessità di superare le rigidità non più utili del Decreto Bersani e tener conto della effettiva capacità di investimento che gli attori principali del settore possono garantire. In tal senso, lo Studio realizzato pare davvero un contributo utile agli operatori del settore ma anche al decisore politico, che comunque avrà il compito di colmare, in ogni caso, le lacune dell'attuale (e forse superata) disciplina normativa.

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

- 1. Secondo la Commissione Europea, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, l'UE dovrà raddoppiare il tasso annuo di installazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) rispetto alla media degli ultimi 5 anni, in gran parte nel vettore elettrico che dovrà coprire il 60% dei consumi finali europei (vs. 22% del 2022). La crescita imponente delle FER disperse sul territorio nel *mix* di generazione elettrica e la maggiore elettrificazione dei consumi finali in termini di volumi impongono al centro del dibattito energetico attuale un nuovo sviluppo della rete di distribuzione come mezzo essenziale per abilitare questa evoluzione.**

Negli ultimi 10 anni, la **decarbonizzazione** è stata al centro dell'agenda strategica delle Istituzioni europee, con i cambiamenti geopolitici in corso che hanno contribuito ad accelerare questo processo.

In particolare, la visione strategica europea per la transizione energetica al 2030 – prevista dal programma **Fit for 55** – si può riassumere in 3 importanti obiettivi: (i) crescita della quota delle fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi, che deve passare dal 20% del 2022 al 40% al 2030 (42,5% considerando il Piano Repower EU); (ii) un deciso potenziamento dell'efficienza energetica, che prevede una riduzione dei consumi energetici del -39% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2007; (iii) una importante riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG), che entro il 2030 devono diminuire del **55%** rispetto ai livelli del 1990.

Questi obiettivi trovano fondamento anche nell'**European Green Deal**, che pone i primi obiettivi ufficiali e vincolanti, al 2050, di **raggiungimento della neutralità climatica** per tutto il continente europeo. Alla luce delle rinnovate ambizioni, per poter raggiungere gli obiettivi legati alla transizione energetica entro il 2050, **l'UE dovrà raddoppiare il tasso annuo di installazione delle FER rispetto alla media degli ultimi 5 anni.**

All'interno di questo contesto, le **reti elettriche** rappresentano un tassello essenziale per garantire la transizione energetica, sia dal lato dell'offerta di energia, che negli anni a venire sarà guidata soprattutto dallo sviluppo delle FER nella generazione elettrica, sia dal lato della domanda di energia elettrica, guidata da una maggiore elettrificazione dei consumi finali.

In questo contesto, l'Italia dovrà accelerare le proprie installazioni annue di rinnovabili. Per raggiungere gli obiettivi di capacità FER al 2030 previsti dalla nuova versione del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima** (PNIEC) pubblicata a fine giugno 2024, le installazioni annue dovranno aumentare fino ad arrivare a più di 9 GW all'anno, 6,7 volte i valori del 2021 (durante il quale sono stati installati 1,4 GW), 3 volte in più rispetto ai valori del 2022 (3,1 GW installati durante l'anno), 1,6 volte rispetto ai valori del 2023 (5,7 GW installati).

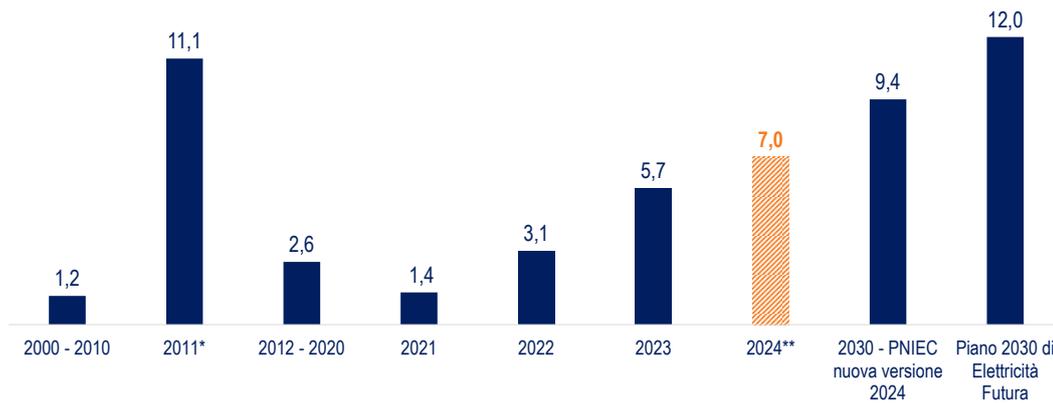


Figura I. Confronto tra il tasso di installazione annuo di FER e il tasso annuo necessario al raggiungimento dei *target* in Italia (GW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e PNIEC, 2024. (*) Il meccanismo di incentivazione del Conto Energia è stato il principale artefice di questa crescita. (**) Le proiezioni al 2024 sono state svolte sulla base dell'installato dei primi 4 mesi del 2024. NB: I tassi di installazione annui di FER per raggiungere gli obiettivi del PNIEC e di Elettricità Futura sono stati calcolati ipotizzando un andamento lineare costante nei prossimi anni.

Dal lato della domanda, invece, è necessario sottolineare che le reti europee dovranno essere in grado di rispondere alla **maggiore elettrificazione dei consumi finali** prevista al 2050. Infatti, per raggiungere i *target* di decarbonizzazione, il vettore elettrico dovrà coprire il 60% dei consumi finali europei rispetto ad una quota del 22% ad oggi. In particolare, in Italia, si prevede che il vettore elettrico debba raggiungere il 55% al 2050 (+32 p.p. rispetto alla quota del 2022).

Non è un caso, quindi, che il **Net Zero Industry Act** (NZIA) della Commissione Europea identifichi la rete elettrica come una tecnologia strategica per il raggiungimento delle emissioni nette zero al 2050. A questo scopo, la Commissione Europea ha anche pubblicato a novembre 2023 un **Action Plan per le reti** che propone proprio 14 linee di azione da attuare entro il 2030 per sostenere e accelerare lo sviluppo delle reti elettriche.

2. La rete di distribuzione ha un ruolo chiave per abilitare la transizione energetica sia per la crescente connessione di impianti distribuiti (tra il 70% e il 75% della capacità FER aggiuntiva da installare entro il 2030 in Italia verrà connessa alla rete di distribuzione) che per il ruolo sempre più attivo dei consumatori finali nel sistema elettrico, che diventano «prosumer» e promotori di «attività» innovative. Queste dinamiche, lette congiuntamente, evidenziano la strategicità della rete di distribuzione: nel 2023 in Italia sono state effettuate oltre 370mila connessioni, 7 volte il numero registrato 10 anni fa.

Il progressivo aumento della generazione elettrica da FER e la maggiore elettrificazione dei consumi finali rendono la rete di distribuzione elettrica un tassello essenziale per raggiungere gli obiettivi di transizione.

Ad oggi, in Italia, tramite la rete di distribuzione, sono raggiunti **37,2 milioni di utenze** tra famiglie, attività commerciali, uffici e impianti produttivi. Sempre in Italia si contano

119 DSO (*Distribution System Operator* o Gestore del Sistema di Distribuzione), ovvero gli operatori responsabili della gestione e del funzionamento della rete di distribuzione elettrica. I DSO italiani, nel 2023 sono stati in grado di distribuire una quantità totale di energia elettrica pari a 251 TWh (in diminuzione di 6,3 TWh rispetto al 2022)¹. I **primi 10 distributori** servono il **98,5%** delle utenze e forniscono una quota pari al 98,3% dell'energia elettrica distribuita.

La crescente centralità della rete di distribuzione elettrica, elemento cardine dell'attuale sistema energetico, mette in evidenza la necessità di un suo adeguamento. La rete di **distribuzione elettrica** è infatti un **fattore abilitante** per consentire una **transizione «senza strappi»**. In particolare, al fine di un completo adeguamento della rete, si rendono particolarmente necessari investimenti per permettere alla rete stessa di gestire il cambiamento di assetto del sistema elettrico.

Tra i principali indicatori che concorrono a porre la rete di distribuzione sempre più al centro della transizione energetica rientra l'aumento significativo delle **connessioni alla rete**. Nel 2023, in Italia, sono stati effettuati più di **371.500 nuovi allacci**², un numero **sette volte superiore** rispetto a dieci anni fa, quando erano circa 52.000, e in crescita del 76,9% rispetto al 2022.

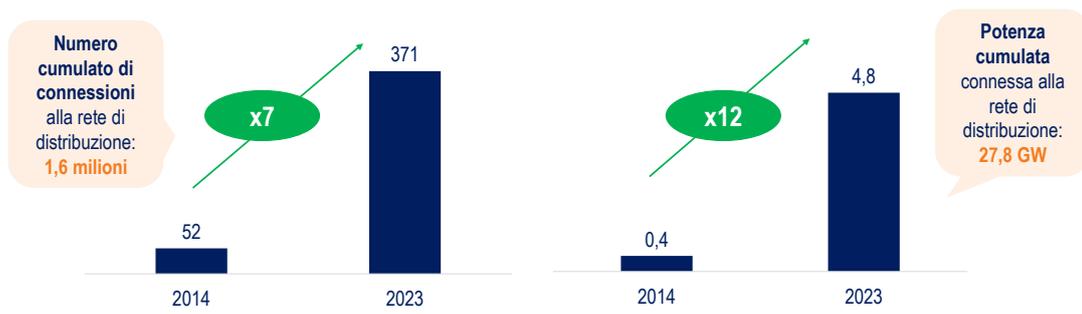


Figura II. Grafico a sinistra: Evoluzione del numero di connessioni annue aggiuntive alla rete di distribuzione (migliaia di unità), 2014 e 2023, e Grafico a destra: Evoluzione della potenza cumulata connessa alla rete di distribuzione (GW), 2014 e 2023. Fonte: elaborazione TEHA su dati GSE “Rapporto Statistico 2023”, 2024.

Il *trend* di crescita degli allacci alla rete di distribuzione è stato particolarmente accelerato nell'ultimo periodo. Dal 2014 al 2020 gli allacci alla rete sono aumentati di circa 287 mila unità, corrispondenti a una crescita del **+44% in 7 anni**. Al contrario, dal 2021 al 2023, il numero di allacci è aumentato di oltre 581 mila unità, una crescita di quasi il 60% in soli 3 anni.

Tale dinamica sottolinea l'importanza che sta assumendo la generazione elettrica decentralizzata, in cui vi sono impianti di produzione di energia relativamente più piccoli (solitamente inferiori al MW di potenza) e più vicini ai consumatori finali.

¹ La riduzione del 2,5% è stata accompagnata da un lieve incremento del numero di punti di prelievo, cresciuti dello 0,4%, pari a circa 137.000 unità aggiuntive.

² Fonte: GSE, “Rapporto Statistico 2023”, 2023.

Spesso sono proprio i consumatori finali che, installando piccoli impianti di generazione elettrica da FER sulle proprie abitazioni, diventano essi stessi produttori di energia, passando da **consumer** a **prosumer**. Negli ultimi 5 anni, infatti, la produzione da autoconsumo è aumentata del 52%, passando da 4.932 GWh di produzione fotovoltaica da impianti per autoconsumo nel 2019 a 7.498 GWh nel 2023.

L'incremento della **generazione distribuita**, tuttavia, sta portando ad un aumento dei **fenomeni di inversione** del flusso, che si verificano quando la produzione di energia da parte dell'utente finale supera la domanda elettrica richiesta, portando a una «**risalita**» dell'energia dalla rete di distribuzione verso livelli di tensione superiori.

In conclusione, è necessario si continui e rafforzi il percorso di adeguamento della rete di distribuzione a queste nuove esigenze dettate dal **cambiamento di assetto** del sistema elettrico. Se infatti nella rete tradizionale l'elettricità seguiva un flusso monodirezionale (grandi centrali situate lontano dai consumatori allacciati alle linee di trasmissione ad alta tensione e distribuita agli utenti finali utilizzando le reti elettriche di distribuzione) con i consumatori finali che ricoprivano un ruolo passivo, la rete elettrica moderna, al contrario, deve riuscire a far fronte - oltre che ha un **crescente numero di fonti di produzione elettrica distribuite** (soprattutto intermittenti per via della crescente quota di FER) - anche ad un cambiamento del ruolo dei consumatori, che diventano *prosumer* (consumatori attivi in grado di immettere energia elettrica nella rete e che dovrà essere quindi in grado di gestire un flusso di energia bidirezionale).

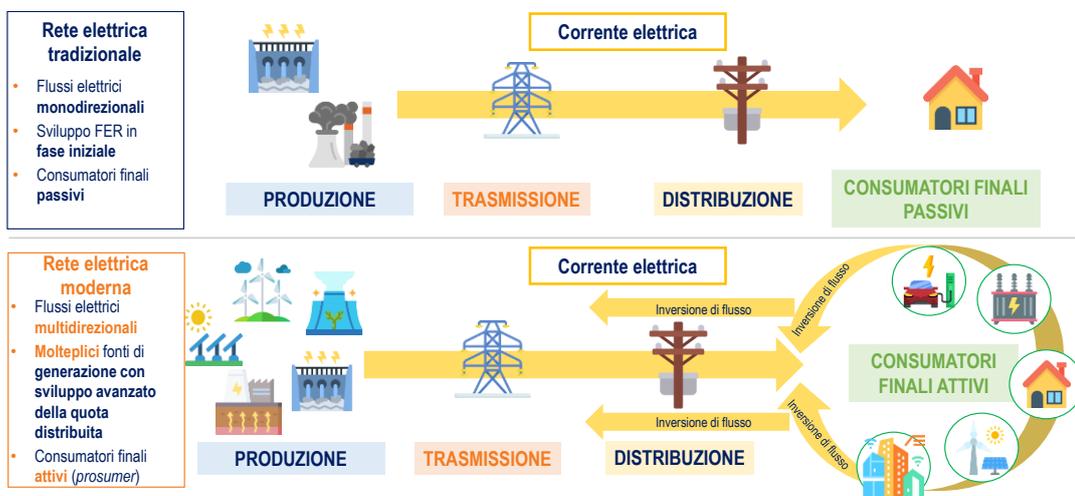


Figura III. In alto: Rappresentazione della rete elettrica tradizionale e In basso: Rappresentazione della rete elettrica moderna, infografica. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric, 2024.

3. I fenomeni metereologici estremi – come le ondate di calore, nubifragi e raffiche di vento sopra le medie stagionali con impatti idrogeologici estesi – possono creare danni rilevanti alle infrastrutture elettriche, con effetti sul sistema produttivo e sulla collettività. L'Italia è uno dei Paesi più esposti al cambiamento climatico ed è al 1° posto in UE-27 per le relative perdite economiche *pro capite*. Per garantire una costante affidabilità del servizio elettrico sono necessari investimenti per incrementare la resilienza della rete di distribuzione.

A livello globale, nel primo semestre del 2024 il cambiamento climatico ha continuato a causare anomalie significative, soprattutto nelle temperature. Basti pensare che la temperatura superficiale globale di maggio 2024 è stata di 15,9°C, 1,1°C al di sopra della media del XX secolo (14,8°C), rendendolo il maggio più caldo mai registrato. Nello stesso mese, si è registrato anche il *record* di temperatura superficiale oceanica globale, per il 14° mese consecutivo, pari a 20,9°C, 0,98 °C al di sopra della media del XX secolo. Inoltre, la **temperatura media europea** della primavera 2024 è stata la più alta mai registrata per la stagione, **1,50°C più calda della media 1991-2020**.

In Italia, in particolare, dopo un lieve rallentamento nel 2023 (durante il quale le temperature hanno registrato un aumento di 1,07 °C rispetto alla media), il 2024 è stimato raggiungere la più elevata anomalia termica della storia italiana con +1,75°C di differenza rispetto alla media³.

Parallelamente alle anomalie termiche, che hanno generato diversi fenomeni siccitosi, le piogge nel 2023 sono tornate a crescere: se durante il 2022 sono stati registrati 217,3 miliardi di m³ di pioggia (-24,3% rispetto alla media storica⁴), nel 2023 sono stati toccati i 279,1 miliardi di m³ (-2,7% rispetto alla media storica⁵). Inoltre, sono aumentati notevolmente i **fenomeni di precipitazioni estreme e di allagamenti**. Nel 2023 si sono verificati 892 eventi di piogge estreme in Italia, in forte aumento rispetto al 2005, registrando un tasso annuo di crescita composto (CAGR) del +45,9%. In coerenza con la crescita dei fenomeni di piogge estreme degli ultimi anni, sono aumentati anche gli allagamenti. Nel 2023 sono stati registrati 115 allagamenti, con un CAGR del +26,1% nel periodo 2005 – 2023. Nei primi 6 mesi⁵ del 2024 sono già stati registrati 497 casi di piogge intense e 46 allagamenti.

Questi fenomeni metereologici estremi comportano ingenti danni economici. L'Italia, in particolare, è al **1° posto** nella classifica UE-27 per **perdite economiche** legate al clima, con 284 Euro di perdite *pro-capite* nel 2022, 167,1 Euro in più rispetto alla media europea

³ Media del periodo 1991 – 2020.

⁴ Media del periodo 1951 – 2023 da fonte ISPRA e Relazione del Commissario Straordinario Nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della siccità alla Cabina di Regia.

⁵ Dati aggiornati al 19 giugno da fonte Severe Weather Database (ESWD) e Legambiente.

(116,9 Euro *pro-capite*). In media, le perdite sono causate da alluvioni (44% dei casi), da tempeste (34%), da ondate di calore (14%) e da altri eventi⁶ (8%).



Figura IV. Perdite economiche legate al clima* nei Paesi UE-27** (Euro *pro capite*), 2022. Fonte: elaborazione TEHA su dati Community Value Acqua per l'Italia, 2024. (*) L'indicatore "perdite economiche legate al clima" misura le perdite economiche dovute a eventi meteorologici e climatici. Per eventi meteorologici e climatici si intendono eventi meteorologici (tempeste), idrologici (inondazioni, movimenti di massa) e climatologici (ondate di calore, ondate di freddo, siccità, incendi boschivi). (**) Non sono disponibili i dati per: Estonia, Irlanda, Cipro, Lettonia, Lussemburgo, Malta, Finlandia, Svezia.

In questo contesto, i possibili effetti negativi del cambiamento climatico mettono fortemente a rischio la resilienza della rete di distribuzione elettrica, com'è il caso dell'aumento delle temperature, dei temporali estremi e delle alluvioni. Considerando la rapidità del cambiamento climatico, è fondamentale **pianificare e agire con anticipo** per gestire efficacemente le nuove dinamiche future. Le soluzioni dovranno avere un orizzonte prospettico e dovranno essere implementate nel breve periodo, entro il 2030, per cercare di prevedere e limitare quanto più possibile i danni alla rete causati da eventi climatici estremi. Infatti, solo attraverso un'attenta pianificazione e un'azione tempestiva sarà possibile affrontare le sfide poste dai cambiamenti climatici e garantire una **rete elettrica resiliente e affidabile**. In particolare, ci sono 3 elementi che vanno necessariamente implementati per aumentare la resilienza della rete di modo tale da renderla in grado di poter gestire la crescente frequenza di fenomeni meteorologici estremi: monitoraggio anticipatorio dei rischi, rafforzamento della rete per adeguarsi alle nuove sollecitazioni estreme e dialogo continuo con le Comunità e le Istituzioni.

⁶ Quali, ad esempio, incendi, ondate di gelo, ecc.

4. La rilevanza e la strategicità della rete di distribuzione elettrica è evidenziata anche dalla Commissione Europea, che identifica questo settore come essenziale per il mantenimento di funzioni vitali della società e critico per il corretto funzionamento di attività economiche produttive.

I recenti sviluppi geopolitici hanno portato al centro del dibattito la **resilienza delle infrastrutture strategiche per la sicurezza energetica**. L'attentato del 26 settembre 2022 al gasdotto Nord Stream 2, principale infrastruttura di trasporto di gas russo verso la Germania, ne è un perfetto esempio. Gli attentati hanno avuto ripercussioni sul prezzo della materia prima: il giorno successivo, il prezzo del gas sul mercato TTF di Amsterdam ha raggiunto i 200 Euro/MWh (4,3 volte il prezzo del gas nel 2021, pari a 46 Euro/MWh).

Occorre inoltre sottolineare come negli ultimi anni si sia registrato un **forte aumento degli attacchi cyber**, in particolare nel settore delle *utility*⁷. In Europa in particolare, considerando il periodo di tempo 2020-2022, si è registrato un aumento significativo degli attacchi al settore delle *utility*: durante il 2020, a livello settimanale, se ne sono registrati circa 504, nel 2021 736 e nel 2022 il dato ha raggiunto addirittura più di 1.000.

Anche per questi motivi, in Italia, la strategicità della rete elettrica è consolidata dalla sua presenza nel novero delle **infrastrutture strategiche** definite dalla normativa **Golden Power**. Per proteggere gli assetti proprietari delle società operanti in settori considerati strategici e di interesse nazionale, nel 2012 è stata riorganizzata integralmente, con il decreto-legge 15 marzo, n. 21, la normativa relativa ai poteri speciali esercitabili dal Governo. In particolare, i poteri esercitabili sotto la disciplina del Golden Power, fanno riferimento ai settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché di taluni ambiti di attività definiti di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni.

In questo contesto, secondo la direttiva UE 2022/2557 della Commissione Europea, la rete di distribuzione elettrica viene individuata come un settore strategico e critico per il **mantenimento di funzioni vitali della società**. In particolare, gli Stati Membri sono obbligati a individuare soggetti critici responsabili di tali servizi essenziali e di sostenerli nell'adempimento degli obblighi loro imposti, tra i quali il rafforzamento della resilienza e della loro capacità di fornire servizi. La Direttiva include in modo diretto i gestori del sistema di distribuzione all'interno dei soggetti critici del settore dell'energia elettrica, i quali vengono quindi considerati come fornitori di un servizio essenziale per il mantenimento di funzioni vitali della società o delle attività economiche⁸.

⁷ Il settore delle *utility* include elettricità, gas e acqua.

⁸ In particolare, i criteri utilizzati per l'individuazione dei soggetti critici fanno riferimento a: il numero di utenti che dipendono dal servizio essenziale fornito dal soggetto interessato, la misura in cui altri settori e sottosettori dipendono dal servizio essenziale in questione, l'impatto che gli incidenti potrebbero avere, in termini di entità e di durata, sulle attività economiche e sociali sull'ambiente, sulla pubblica sicurezza, sull'incolumità pubblica o sulla salute della popolazione, la quota di mercato del soggetto nel mercato del servizio essenziale o dei servizi

La rete di distribuzione elettrica è, infatti un **servizio essenziale**, non solo per il mantenimento di funzioni vitali per la società (servendo più di 30 milioni di utenze domestiche), ma anche delle attività economiche, con più di 7 milioni di utenze commerciali e industriali connessi alla rete di distribuzione. In generale, più dell'80% dell'elettricità consumata in Italia proviene dalla rete di distribuzione.

Dei 306,1 TWh consumati in Italia al 2023, una quota pari a 251 TWh è stata consumata sulle linee di media-bassa tensione, mentre una quota pari a 55 TWh sulle linee di alta tensione. Occorre inoltre sottolineare come, considerando la ripartizione delle utenze connesse in media-bassa tensione, il **77,4% dell'elettricità erogata sia fornita ad attività produttive**, malgrado la minor presenza di punti di prelievo per questa categoria di consumatori. Le utenze non domestiche ammontano a 7,1 milioni, di cui la quasi totalità, 98,5%, è sulla linea di bassa tensione. In media tensione sono allacciate circa 100 mila utenze non domestiche, che consumano circa 95 TWh del totale di consumi e che rappresentano una buona parte del tessuto produttivo nazionale.

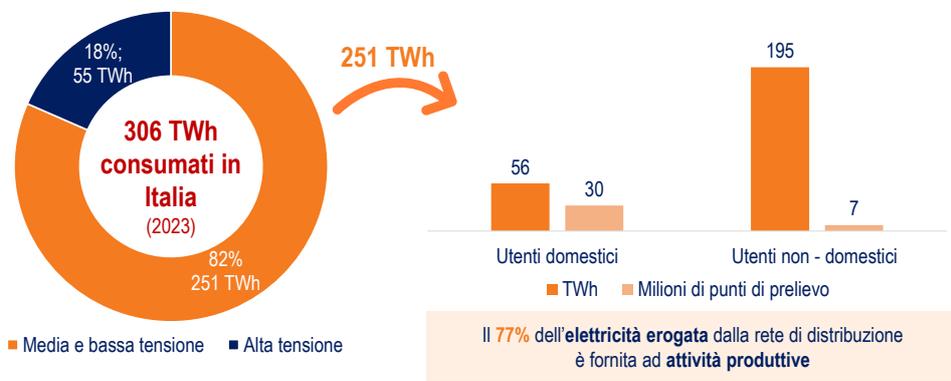


Figura V. Grafico a sinistra: Ripartizione dei consumi di energia elettrica in bassa, media e alta tensione in Italia (valori %), 2023 e Grafico a destra: Ripartizione degli utenti connessi alla rete di distribuzione elettrica (TWh e milioni di punti di prelievo), 2023. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2024.*

essenziali interessati, l'area geografica che potrebbe essere interessata da un incidente, compresi eventuali impatti transfrontalieri, tenendo conto della vulnerabilità associata al grado di isolamento di alcuni tipi di aree geografiche, come quelle insulari, remote o montane, l'importanza del soggetto nel mantenimento di un livello sufficiente del servizio essenziale, tenendo conto della disponibilità di strumenti alternativi per la fornitura di tale servizio essenziale.

5. Dal modello di *assessment* analitico sviluppato da TEHA emerge che la rete di distribuzione italiana (intesa nell'assetto attuale) è tra le più virtuose d'Europa, grazie a capitale investito in maniera efficace che ha abilitato alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale. In particolare, la rete italiana è 1° per efficacia degli investimenti (RAB per cliente e km di rete), tasso di penetrazione e funzionalità degli *smart meter* e per economicità degli oneri di rete, 2° per la *performance* relativa alle perdite di rete e per crescita dell'elettricità distribuita.

TEHA si è posta l'obiettivo di **identificare le caratteristiche salienti** della *performance* della rete di distribuzione in Italia, confrontandola con altri Paesi *benchmark* in Europa. Al fine di presentare un'analisi comparativa efficace si è scelto di analizzare l'assetto della distribuzione di **5 Paesi comparabili per dimensione socio-economica e per modello gestionale della distribuzione elettrica** (*peer*): Italia, Francia, Germania, Spagna e UK⁹.

In particolare, il confronto sulla *performance* del settore della distribuzione è stato effettuato sulla base di alcuni KPI selezionati *ad hoc* riclassificabili per: **capitale investito, innovazione, efficienza ed efficacia**.

Quello che emerge dall'analisi è che la rete di distribuzione elettrica italiana risulta essere **fra le più virtuose in Europa**. L'elevata qualità della distribuzione italiana è stata resa possibile dal **capitale investito in maniera efficace**, che ha abilitato il raggiungimento di **alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale**.

Per quanto riguarda la prima macrocategoria di indicatori, quella del capitale investito, l'analisi di *performance* è stata basata sulla **Regulatory Asset Base (RAB)**. In particolare, la RAB identifica il valore del capitale investito ed è utilizzata per calcolare la remunerazione annuale ai gestori. Una RAB per cliente più bassa ha come effetto un **minore impatto dello stock investito sulla bolletta del consumatore** e, a parità di *performance*, fornisce un'indicazione sul grado di efficacia degli investimenti da parte dei gestori. Dall'analisi si evince come l'Italia sia il Paese con una RAB per cliente (0,71 mila Euro per cliente finale) e una RAB per km di rete (19,6 mila Euro per km) più basse rispetto ai *peer* europei.

⁹ A seconda della disponibilità di dati.

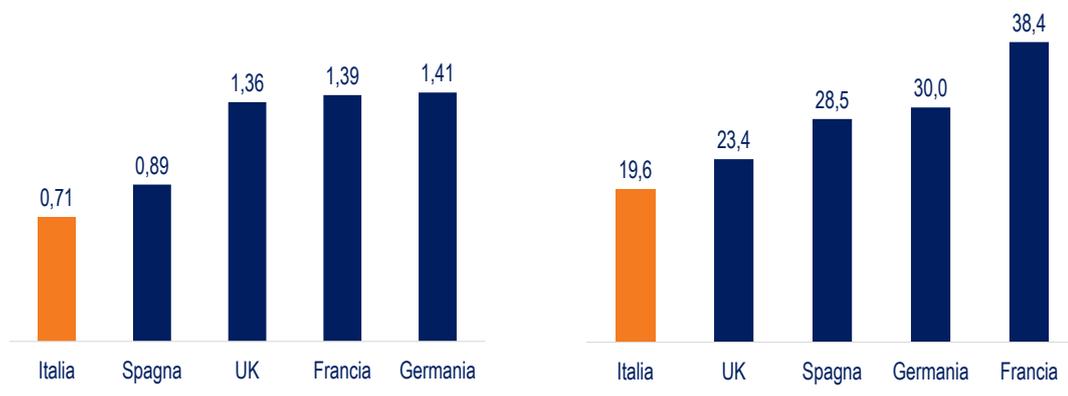


Figura VI. Grafico a sinistra: *Regulatory Asset Base (RAB)* per cliente in alcuni selezionati Paesi europei (migliaia di Euro/cliente finale), 2023 o ultimo anno disponibile e Grafico a destra: *Regulatory Asset Base (RAB)* per km di rete in alcuni selezionati Paesi europei (migliaia di Euro/Km di rete), 2023 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e DSO dei vari Paesi, 2024.

Focalizzando l'attenzione sulla capacità di **innovazione** della rete elettrica, è rilevante sottolineare come l'Italia sia stato il Paese pioniere in Europa, e uno tra i primi al mondo, a sostituire i contatori tradizionali¹⁰ con gli "smart meter". L'installazione degli *smart meter* rappresenta un importante progresso per la gestione e il monitoraggio della distribuzione dell'energia in quanto questi nuovi contatori elettronici consentono la **telegestione completa delle utenze**, abilitando, tra le altre cose, operazioni di telelettura, operazioni commerciali di variazione della potenza, distacchi e riallacci. Nel dettaglio, tra i Paesi europei selezionati per il confronto, solamente in Italia e in Spagna la sostituzione è stata completata, rispettivamente nel 2017 e nel 2019.

È rilevante sottolineare come l'Italia non solo sia stato il primo Paese europeo a concludere la sostituzione di contatori tradizionali con gli *smart meter*, ma anche come, dal 2017, abbia avviato il secondo *rollout* di contatori innovativi: gli **Open Meter**. Questi ultimi consistono in dispositivi di seconda generazione, che, tra le altre funzioni, consentono un migliore monitoraggio del flusso di elettricità. Gli *Open Meter* sono innovativi in quanto capaci di registrare sia i prelievi che le immissioni di energia in *near real time*, abilitando un'attività di misurazione molto più raffinata rispetto ai modelli precedenti, garantendo una gestione da remoto, un monitoraggio dei consumi ogni 15 minuti e una misurazione delle perdite più precisa. L'installazione dei contatori innovativi *Open Meter* è in corso di completamento in Italia nel 2024, mentre negli altri Paesi analizzati come *benchmark* non è ancora stata avviata.

Relativamente all'**efficienza del servizio**, l'indicatore più esplicativo di questo ambito di misurazione risulta senz'altro essere quello delle **perdite di rete**. Le perdite di rete in fase di distribuzione, definite come energia elettrica persa rispetto all'energia elettrica totale distribuita, registrate in Italia si attestano intorno al 4,8%. Questo valore è inferiore ai valori riportati da Spagna (9,4%), UK (6,7%) e Francia (5,8%), ribadendo ulteriormente la

¹⁰ Con l'espressione "contatori tradizionali" si intende i contatori elettromeccanici, che funzionano grazie ad un disco metallico mosso dalla corrente a velocità proporzionale alla potenza impegnata.

virtuosità del sistema di distribuzione elettrico italiano. Occorre qui menzionare che, pur avendo una quantità di energia distribuita simile a UK (306 TWh in Italia¹¹ rispetto ai 295 TWh in UK), l'Italia riesca ad attestarsi su livelli di perdite di rete inferiori di 1,9 punti percentuali di quelli britannici (4,8% in Italia vs 6,7% in UK).

Un secondo indicatore di *performance* utile per valutare l'efficienza della rete di distribuzione elettrica è quello relativo agli **oneri di distribuzione** pagati dagli utenti finali. Anche in questo caso la **performance italiana risulta la più virtuosa** nel confronto con i *benchmark* europei. In particolare, prendendo in considerazione gli oneri di distribuzione dell'energia per i consumatori domestici, l'Italia ha sempre registrato un prezzo al kWh inferiore durante gli ultimi 7 anni (0,042 Euro/kWh rispetto a 0,060 Euro/kWh in Francia, 0,063 Euro/kWh in Germania e Spagna). Il fatto che gli oneri di distribuzione siano contenuti, nonostante l'Italia sia il sesto Paese più caro in Europa per quanto riguarda il costo complessivo dell'energia elettrica, sottolinea ancor più marcatamente l'efficienza della distribuzione elettrica italiana.

Considerazioni simili in merito agli oneri di distribuzione dell'energia possono essere tratte in merito agli oneri applicati alle utenze delle piccole e medie imprese¹². È possibile osservare che, anche in questo caso, i costi per queste categorie di utenze in Italia siano le più basse tra quelle registrate nei Paesi *benchmark*: nel 2023 gli oneri di distribuzione dell'energia elettrica per le PMI in Italia sono stati pari a 0,009 Euro/kWh, inferiori ai 0,024 Euro/kWh registrati in Francia, ai 0,027 Euro/kWh in Spagna e ai 0,041 Euro/kWh in Germania.

6. L'efficienza, l'efficacia, l'economicità e l'innovazione del settore della distribuzione sono state supportate da un sistema normativo-regolatorio sviluppato su più livelli, evoluto e particolarmente adeguato per le reti. La combinazione di stabilità regolatoria e stabilità finanziaria del sistema ha permesso di dispiegare investimenti efficaci nella rete, innovando e migliorandone la qualità, senza gravare sui costi per gli utenti finali.

L'efficienza, l'efficacia, l'economicità e l'innovazione della distribuzione di energia elettrica italiana precedentemente esposte sono state garantite da un **sistema normativo-regolatorio** sviluppato su più livelli. Per sistema normativo-regolatorio si fa riferimento all'insieme di leggi, regolamenti e meccanismi di controllo che governano il funzionamento delle reti di distribuzione elettrica di un Paese, assicurando e monitorando che operino in modo equo, trasparente ed efficiente. In Italia, il sistema è caratterizzato da diverse componenti chiave che, insieme, contribuiscono a rendere il

¹¹ Per motivi di consistenza e comparabilità fra tutti i Paesi analizzati, come stima per l'energia distribuita è stato utilizzato il dato Eurostat "*Electricity available for final consumption*". Per l'Italia è stato utilizzato il consumo di elettricità totale al 2023 (trasmissione e distribuzione) riportato da Terna, pari a 306 TWh.

¹² Secondo la definizione di Eurostat, le PMI hanno tra i 10 e i 250 addetti e un fatturato annuo compreso fra 2 e 50 milioni di Euro. In media il consumo annuo di queste imprese varia fra i 500 e i 70.000 MWh.

settore della distribuzione elettrica **uno dei più avanzati e affidabili d'Europa**. Queste componenti includono:

- **meccanismi di incentivi regolatori volti all'efficienza:** questi meccanismi premiano gli operatori per le loro *performance*, incentivandoli a superare gli *standard* di qualità attraverso premi e penalità per prestazioni inferiori;
- **un sistema di remunerazione degli investimenti congruo e stabile:** gli investimenti nel settore della distribuzione elettrica sono remunerati secondo una logica di *rate of return*, che assicura la copertura dei costi effettivi, incentivando così l'efficienza e l'innovazione;
- **elementi di protezione normativa e regolatoria ai consumatori:** grazie alla tariffa unica nazionale, i consumatori pagano le stesse tariffe di distribuzione a prescindere dai costi effettivi sostenuti dal loro distributore, garantendo che i prezzi rimangano sotto controllo e proteggendo i consumatori da aumenti eccessivi delle bollette. Inoltre, le tariffe sono aggiustate annualmente per riflettere l'inflazione e altri fattori economici;
- **sistemi di misurazione diffusi e innovativi (*smart e open meter*):** come già accennato, il settore della distribuzione italiano è stato il primo in Europa ad adottare gli *smart meter* e dispositivi di seconda generazione "*Open Meter*", che permettono un monitoraggio *near real time* dei consumi e migliorano l'efficienza della rete;
- **indipendenza e stabilità dell'ente regolatore:** ARERA è riconosciuta per la sua indipendenza politica e operativa, essenziale per mantenere l'integrità del processo regolatorio e garantire un sistema trasparente e affidabile;
- **trasparenza dei dati e monitoraggio continuo:** la disponibilità di dati dettagliati sulle *performance* degli operatori, statistiche sui consumi energetici e informazioni sui prezzi e progetti di investimento assicura un livello elevato di trasparenza e responsabilità.



Figura VII. Componenti del sistema normativo-regolatorio italiano della distribuzione elettrica sviluppato su più livelli, 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2024.

7. L'evoluzione del sistema elettrico e il ruolo della distribuzione richiedono nuovi importanti investimenti nella rete per garantire la continuità delle performance, anche alla luce dei fenomeni climatici estremi. Tra il 2024 e il 2050, in Europa, dovranno essere investiti nella rete di distribuzione 65 miliardi di Euro all'anno. In Italia, tra il 2025 e il 2034, saranno richiesti circa 6 miliardi di Euro all'anno di investimenti.

A livello europeo, secondo le stime di Eurelectric¹³, tra il 2020 e il 2023 gli investimenti annui nella rete di distribuzione sono aumentati del +24%, passando da 29 miliardi di Euro investiti nel 2020, a 36 miliardi di Euro investiti nel 2023. Tuttavia, per far fronte alle sfide che la rete di distribuzione si trova e troverà sempre più ad affrontare, rispetto solo al 2023 gli investimenti annui nella rete di distribuzione sono previsti aumentare del +80% tra il 2024 e il 2050, arrivando a raggiungere una quota pari a **65 miliardi di Euro all'anno nei prossimi 27 anni**. Per raggiungere il fabbisogno di investimento stimato al 2050, rispetto alla media del periodo 2020–2023, gli investimenti annui dovrebbero aumentare di 1,9 volte.

Per quanto riguarda l'**Italia**, tra il 2025 e il 2034 sono previsti circa **6 miliardi di Euro** di investimenti all'anno nella rete di distribuzione. Con riferimento all'andamento storico, l'Italia registra un *trend* di crescita degli investimenti, che tra il 2018 e il 2023 è raddoppiato, passando da 1,8 miliardi di Euro a 3,7 miliardi di Euro investiti nel 2023. Secondo i primi dati e i piani industriali dei principali operatori del settore, nel 2024 sono previsti investimenti pari a 4,7 miliardi di Euro, un ammontare di 1,8 volte superiore rispetto alla media del 2018–2023, a sottolineare già l'attuale sforzo che gli operatori stanno portando avanti per rispondere alle crescenti sfide del settore della distribuzione elettrica.

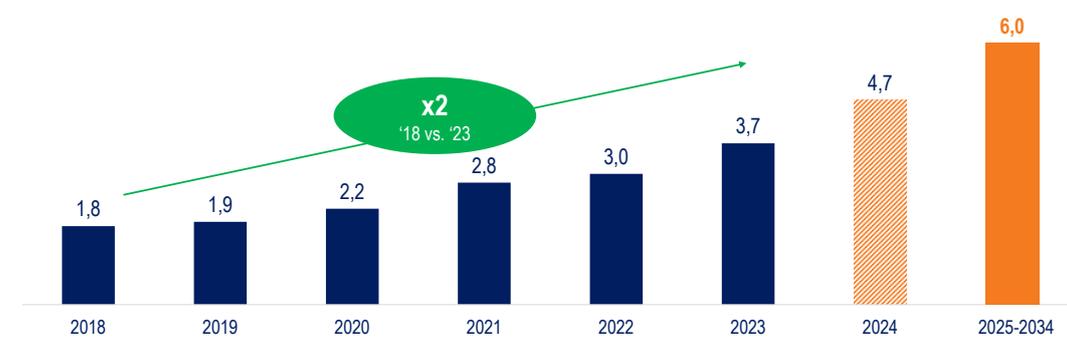


Figura VIII. Investimenti annui per lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica in Italia (miliardi di Euro), 2018-2024 e 2025-2034. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric e principali operatori del settore, 2024. N.B. Gli investimenti considerano i principali operatori di distribuzione italiani. L'anno 2024 considera piani industriali e proiezioni di investimento dei principali operatori di distribuzione italiani.

¹³ Principale associazione di settore che rappresenta gli interessi comuni dell'industria elettrica a livello europeo.

8. Gli investimenti medi annui attesi nella rete di distribuzione elettrica in Italia (€6 miliardi per anno) potranno attivare rilevanti impatti (diretti, indiretti e indotti) nell'economia del Paese, generando oltre €13 miliardi di Valore Aggiunto nel Sistema ogni anno (circa lo 0,7% del PIL italiano), abilitando oltre 170mila posti di lavoro e garantendo oltre €12 miliardi di redditi per le famiglie italiane.

La spesa per investimenti nella rete di distribuzione elettrica genera un impatto positivo significativo sull'economia nazionale. Basti pensare che, in media, nei prossimi anni si stima possano essere investiti circa 6 miliardi di Euro all'anno da parte degli operatori nella rete di distribuzione elettrica in Italia. Questi investimenti potrebbero generare a loro volta:

- circa **13 miliardi di Euro di Valore Aggiunto**. In altre parole, gli investimenti nella rete di distribuzione elettrica sono in grado di contribuire alla generazione dello **0,7% del PIL nazionale**;
- circa **27 miliardi di Euro di valore della produzione**. Gli investimenti nella rete di distribuzione potranno infatti generare un significativo incremento del fatturato per le aziende che vi partecipano, creando un impatto positivo sull'intero ecosistema economico. Per fornire un esempio, quando vengono effettuati investimenti per modernizzare e ampliare le infrastrutture di rete, le aziende coinvolte in queste attività vedono un aumento diretto delle opportunità di *business* (es. la costruzione e l'ammodernamento delle reti richiedono, tra l'altro, l'impiego di forniture di materiali, impiego di ingegneri e tecnici specializzati);
- circa **170.000 occupati**. Gli investimenti nella rete di distribuzione non solo generano posti di lavoro direttamente legati alla costruzione e manutenzione delle infrastrutture, ma stimolano anche una serie di opportunità occupazionali indirette, contribuendo a un effetto positivo sull'intero mercato del lavoro e sull'economia locale, rappresentando una leva importante per la crescita e la stabilità dell'occupazione a lungo termine;
- circa **12 miliardi di Euro di redditi per le famiglie**. L'aumento della domanda di manodopera qualificata e specializzata, l'effetto positivo sugli stipendi diretti e l'impatto economico più ampio sui settori a monte e a valle della filiera contribuiscono a migliorare le retribuzioni e il potere d'acquisto dei lavoratori, creando un ciclo di crescita e stabilità economica.



Figura IX. Quantificazione degli investimenti annui e degli impatti abilitati dagli investimenti nella rete di distribuzione (illustrativo). Fonte: rielaborazione TEHA Group su dati OpenEconomics, 2024.

9. Alla luce dell'attuale performance del settore della distribuzione in Italia, che si sostanzia in capacità ed efficacia di investimento, qualità del servizio, innovazione ed economicità per gli utenti finali, è auspicabile che, a partire dall'assetto attuale, coerente con la normativa europea, l'evoluzione futura preservi e valorizzi, in una prospettiva di lungo termine, gli importanti benefici garantiti finora anche da un sistema normativo-regolatorio sviluppato su più livelli.

Come già evidenziato in precedenza, il sistema di distribuzione elettrica in Italia ha raggiunto risultati notevoli in termini di efficienza, efficacia e innovazione. Questo è stato possibile grazie a un sistema normativo-regolatorio avanzato e a una conformazione del settore capace di affrontare positivamente le evoluzioni di contesto, fattori che hanno permesso di bilanciare gli interessi dei vari *stakeholder*, incentivando gli investimenti necessari per modernizzare la rete e rispondere alle esigenze in continua evoluzione.

In un'ottica prospettica, è cruciale garantire le **condizioni di ottimizzazione** del sistema normativo-regolatorio per il settore della distribuzione elettrica in Italia. Alla luce della necessità di effettuare ingenti e crescenti investimenti nella rete già nel breve e medio termine, è fondamentale **assicurare la continuità delle performance** conseguite in termini di capacità ed efficacia degli investimenti, qualità del servizio, innovazione ed economicità per gli utenti finali.

Un'attenta valutazione dell'adeguatezza del quadro normativo-regolatorio è indispensabile per evitare potenziali rischi, che possono essere suddivisi in due categorie: **rischi per gli utenti finali** (riduzione dell'efficienza, dell'efficacia e dell'economicità del servizio e un potenziale rialzo delle tariffe) e **rischi per gli operatori** (potenziali ritardi negli investimenti e minore propensione ad investire).

Per affrontare queste sfide, è necessario un **quadro normativo-regolatorio stabile e prevedibile**, che incentivi gli investimenti e garantisca una gestione efficiente della rete. Solo attraverso un quadro normativo stabile, una regolazione adeguata e un coordinamento efficace tra i diversi attori del settore sarà possibile mantenere e

migliorare gli *standard* di servizio e la competitività del sistema elettrico e industriale italiano.



Figura X. Potenziali rischi associati all'inadeguatezza del sistema normativo-regolatorio della distribuzione elettrica italiano. *Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024.*

TEHA ha sviluppato inoltre un confronto internazionale sulle concessioni di distribuzione elettrica che, in ultima analisi, evidenzia come sia la conformazione del settore che i meccanismi di concessione di distribuzione elettrica possano influenzare significativamente le *performance* di efficienza, economicità e innovazione. Il **modello tedesco** - caratterizzato da una frammentazione significativa - ha portato a *performance* peggiori rispetto all'Italia, come ad esempio una minore installazione di *smart meter* e costi di distribuzione più elevati. Il **modello francese** invece, garantendo continuità e stabilità attraverso un meccanismo di rinnovo automatico delle concessioni legato al raggiungimento di obiettivi di *performance*, assicura un controllo centralizzato delle infrastrutture e facilita la pianificazione a lungo termine. È dunque importante per l'Italia mantenere un equilibrio tra efficienza del sistema e stabilità, garantendo un **servizio di qualità a costi contenuti con la necessaria spinta innovativa**.

Per raggiungere realisticamente gli obiettivi nazionali ed europei e per evitare rischi di deterioramento del sistema, è quindi cruciale costruire un **quadro normativo-regolatorio chiaro e stabile**. Un sistema regolatorio ben strutturato è fondamentale non solo per mantenere l'affidabilità e la qualità del servizio, ma anche per promuovere l'innovazione e l'efficienza economica nel lungo periodo. Una *governance* efficace, supportata da un quadro normativo-regolatorio certo e duraturo, è la **chiave per garantire che il sistema energetico italiano possa affrontare le sfide future e continuare a crescere in modo sostenibile e resiliente**.

CAPITOLO 1

LA STRATEGICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LA SICUREZZA DEL SISTEMA-PAESE

1. L'obiettivo del primo Capitolo è di fornire un inquadramento circa il ruolo della rete elettrica nel più ampio contesto della transizione energetica. In particolare, verrà approfondito il **ruolo strategico della rete distribuzione elettrica** in risposta della crescente elettrificazione dei consumi finali e all'aumento della capacità installata da fonti energetiche rinnovabili (FER). Inoltre, verrà evidenziata la rilevanza della rete di distribuzione in ottica prospettica, alla luce del nuovo assetto della rete elettrica moderna e degli impatti dei fenomeni metereologici estremi. Infine, verrà analizzata la strategicità e criticità della rete di distribuzione elettrica in Italia per il mantenimento di funzioni vitali della società e per il corretto funzionamento di attività economiche produttive.

1.1 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO EUROPEO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA E IL RUOLO DELLA RETE ELETTRICA

2. Negli ultimi 10 anni, la **decarbonizzazione** è stata al centro dell'agenda strategica delle Istituzioni europee, con i cambiamenti geopolitici in corso che hanno contribuito ad accelerare questo processo. In particolare, la visione strategica europea per la transizione energetica al 2030 - prevista dal programma **Fit for 55** - si può riassumere in 3 importanti obiettivi: *(i)* crescita della quota FER sui consumi finali lordi, che deve passare dal 20% del 2022 al 40% al 2030 (42,5% considerando il Piano Repower EU); *(ii)* un deciso potenziamento dell'efficienza energetica, che prevede una riduzione dei consumi del -39% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2007; *(iii)* una accesa riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG), che entro il 2030 dovranno diminuire del 55% rispetto ai livelli del 1990.

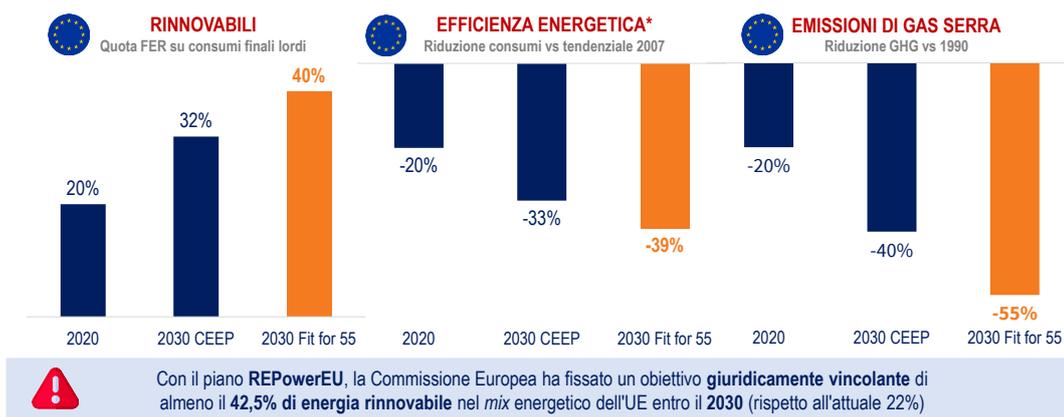


Figura 1. I target a livello europeo (valori %), 2020 e 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024. N.B. CEEP = Clean Energy for all Europeans Package. (*) L'efficienza energetica è espressa in consumo finale di energia.

3. Questi obiettivi trovano fondamento anche nell'**European Green Deal**, che pone i primi obiettivi ufficiali e vincolanti, al 2050, di **raggiungimento della neutralità climatica** per tutto il continente europeo (tramite una riduzione delle emissioni di gas inquinanti). A seguito dell'**European Green Deal** sono state approvate e implementate numerose iniziative e direttive mirate a raggiungere e accelerare il raggiungimento di questi *target*. Solo per citarne alcune:

- **EU Climate Law** (pubblicata ufficialmente il 9 luglio 2021), con la quale le Istituzioni europee hanno introdotto obiettivi comunitari di riduzioni delle emissioni di GHG ai fini del raggiungimento dei *target* negoziati a livello mondiale. La EU Climate Law trasforma in legge tali obiettivi di **riduzione al 2030 del -55%** rispetto al 1990 e di **neutralità climatica al 2050**. A febbraio 2024 la Commissione Europea si è pronunciata in favore dell'aggiunta di un ulteriore *target* intermedio di riduzione di emissioni del **-90% al 2040** rispetto al 1990;

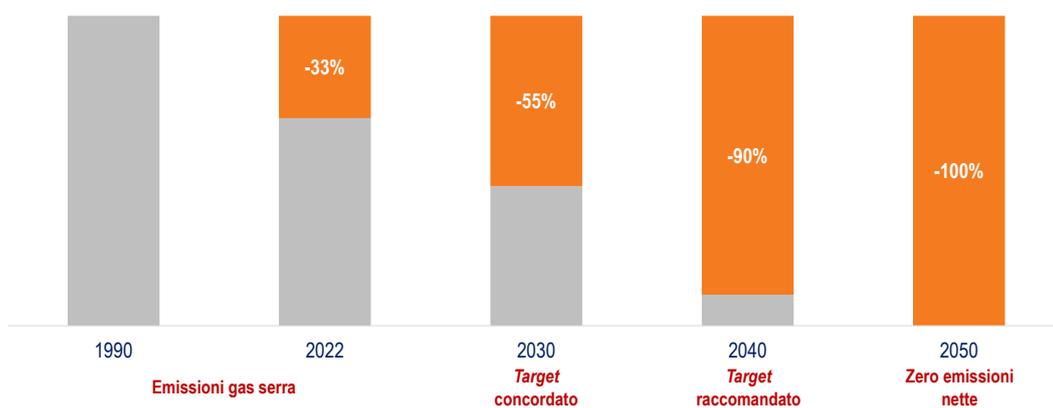


Figura 2. La tabella di marcia UE per la neutralità climatica (emissioni gas serra 1990 = 100, valori %), 1990, 2022, 2030, 2040 e 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024.

- **Green Deal Industrial Plan**, pubblicato a febbraio del 2023, rappresenta un piano di sostegno alle industrie europee coinvolte nella transizione energetica che dovrebbe permettere loro di reggere la concorrenza con le aziende statunitensi e cinesi, che i rispettivi governi stanno incentivando con ingenti sussidi. Il piano si compone di 3

pilastri chiave: *i) Net Zero Industry Act (NZIA)*, per identificare gli obiettivi di capacità industriale manifatturiera a zero emissioni e fornire un quadro normativo adatto alla sua rapida diffusione); *ii) Critical Raw Materials Act*, per garantire un adeguato accesso a quei materiali, come, ad esempio, le terre rare, che rivestono un ruolo fondamentale per la produzione di tecnologie chiave per la transizione energetica e *green*; *iii) Disegno di riforma del mercato elettrico*¹⁴, con l'obiettivo di ridisegnare parte dell'assetto del mercato dell'energia elettrica europeo per aiutare i consumatori a beneficiare dei minori costi delle energie rinnovabili;

- **Direttiva RED III**, pubblicata a settembre 2023, si propone di aumentare la quota minima di FER sui consumi finali lordi di energia dal 32% al **42,5% entro il 2030**. La normativa ha introdotto nuovi strumenti per velocizzare la realizzazione di impianti, oltre che incentivi per gli Stati membri a identificare le aree per la loro installazione. Tutti gli Stati membri sono inoltre incoraggiati a destinare almeno il 5% della capacità delle nuove installazioni energetiche rinnovabili a soluzioni innovative. La Direttiva semplifica le procedure per il rilascio di permessi per la costruzione di nuovi impianti o per l'adeguamento di quelli esistenti. In particolare, gli Stati membri dovranno identificare sia delle "aree idonee" per la produzione di FER, sia delle "zone di accelerazione" ovvero a impatto ambientale ridotto. Per queste ultime, la durata massima per il rilascio delle procedure autorizzative da parte delle autorità nazionali non potrà superare 12 mesi e al di fuori di tali zone la procedura non potrà superare i 24 mesi;
- **EU Action Plan for Grids**, piano finalizzato al miglioramento e ampliamento delle reti elettriche, essenziali per il raggiungimento del *Green Deal* europeo. Il piano prevede un **potenziamento delle reti elettriche**, che dovranno adattarsi a un sistema più digitalizzato, decentrato e flessibile. Tra le azioni proposte rientrano: l'accelerazione dei progetti di interesse comune, una migliore pianificazione a lungo termine (per integrare più rinnovabili e rispondere alla domanda guidata dalla generale elettrificazione dell'economia), l'introduzione di incentivi mirati, un aumento della trasparenza (adattando le tariffe di rete) e un miglior accesso ai finanziamenti. Infine, il piano mira anche a velocizzare le autorizzazioni per l'ampliamento delle reti e a migliorare le catene di approvvigionamento;
- **Riforma del mercato dell'energia elettrica**, pubblicata nell'aprile 2024, introduce strumenti che limitano la **volatilità del prezzo dell'energia** al fine di creare orizzonti chiari per il ritorno degli investimenti degli operatori e permettere un bilanciamento tra contratti a lungo e contratti a breve. La riforma del mercato dell'energia elettrica integra il meccanismo di formazione del prezzo dell'energia elettrica basato sul prezzo marginale (*merit-order*) attraverso la diffusione di due strumenti contrattuali a lungo termine: i Power Purchasing Agreements (PPA) e i Contratti Bilaterali per Differenza (CFD). I PPA sono contratti di lunga durata stipulati tra privati per la

¹⁴ Per un maggiore approfondimento sulla riforma del mercato elettrico, pubblicata ad aprile 2024, si rimanda ai paragrafi successivi.

fornitura di energia elettrica rinnovabile a un prezzo fisso. I CFD sono contratti a lungo termine, stipulati tra enti pubblici e produttori, per la stabilizzazione entro certi limiti del prezzo di mercato dell'energia. Affinché tale riforma dispieghi tutto il suo potenziale, queste due tipologie di contratto saranno diffuse in parallelo, e non l'una a discapito dell'altra;

- **Energy performance of buildings Directive (EPBD).** L'approvazione dell'EPBD impone di ridurre del 16% i consumi energetici primari del parco immobiliare entro il 2030. In particolare, il 55% della riduzione dei consumi medi di energia deve essere ottenuta attraverso la ristrutturazione degli edifici a peggior *performance* energetica, individuati nel 15% degli edifici più energivori (classe energetica G).

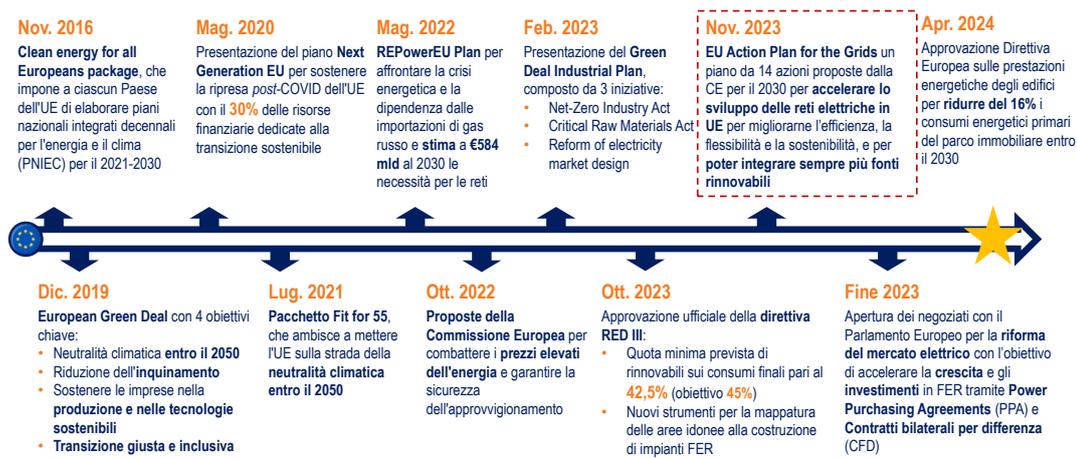


Figura 3. Timeline delle principali azioni recentemente intraprese dalle istituzioni europee in materia di transizione sostenibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024. N.B.: nel riquadro rosso è stata evidenziata la Direttiva (EU Action Plan for the Grids) direttamente connessa allo sviluppo delle reti.

- Le numerose iniziative e direttive definite a livello europeo vanno nella direzione di facilitare e accelerare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, definendo un quadro normativo e regolatorio quanto più favorevole agli investimenti nelle rinnovabili. Infatti, anche alla luce delle rinnovate ambizioni, per poter raggiungere gli obiettivi legati alla transizione energetica entro il 2050, **l'UE dovrà raddoppiare il tasso annuo di installazione delle FER rispetto alla media degli ultimi 5 anni**, in gran parte nel vettore elettrico.
- All'interno di questo contesto, infatti, le **reti elettriche** rappresentano un tassello essenziale per garantire la transizione energetica, sia dal lato dell'offerta di energia, che negli anni a venire sarà guidata soprattutto dallo sviluppo delle FER nella generazione elettrica, sia dal lato della domanda di energia elettrica, guidata da una maggiore elettrificazione dei consumi finali.
- Per quanto riguarda la maggiore integrazione delle FER nella generazione elettrica, occorre sottolineare che in Europa, al fine di rispettare i *target* di decarbonizzazione di

crescita della **quota di FER sui consumi finali lordi¹⁵ e di riduzione delle emissioni**, dovranno essere installati in media 91 GW annui di FER da oggi (2023) al 2030, un incremento del 20% rispetto a quanto fatto nell'ultimo anno durante il quale sono stati installati 73 GW di potenza aggiuntiva. In totale, sono previsti al 2050, 3.028 GW di FER che dovranno coprire una quota pari al 93% della capacità elettrica installata in UE, un obiettivo molto rilevante considerato che ad oggi, la quota di FER sulla capacità elettrica installata arriva a coprirne il 59%. In questo contesto di necessità di forte crescita, va inoltre sottolineato che, ad oggi, gli impianti FER vengono installati (quando possibile) dove la fonte di energia è maggiormente disponibile (es. zone ventose o a maggiore irradiazione solare) e non necessariamente dove si ha un maggiore carico elettrico. Questo fattore vuole sottolineare l'importanza strategica delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia, che dovranno essere in grado di trasportare l'energia prodotta verso i centri di consumo.

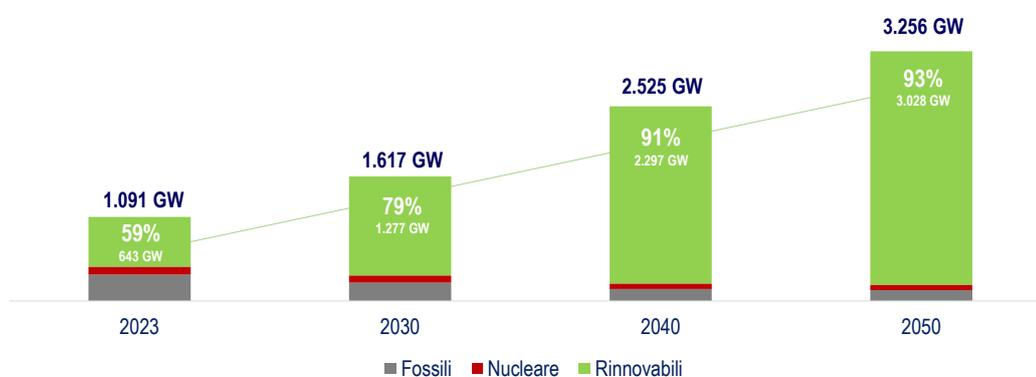


Figura 4. Capacità elettrica installata in UE per fonte e focus su FER (valori GW e %), 2023, 2030, 2040 e 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024. N.B.: i target qui riportati considerano gli obiettivi del Repower EU e del programma Fit-for-55. I valori al 2040 sono in linea con una riduzione del 90% delle emissioni nette.

- In questo quadro, anche l'Italia dovrà accelerare le proprie installazioni annue di rinnovabili. Per raggiungere gli obiettivi di capacità FER al 2030 previsti dalla nuova versione del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC)** pubblicata a fine giugno 2024, le installazioni annue dovranno aumentare fino ad arrivare a più di 9 GW all'anno, 6,7 volte i valori del 2021 (durante il quale sono stati installati 1,4 GW), 3 volte in più rispetto ai valori del 2022 (3,1 GW installati durante l'anno), 1,6 volte rispetto ai valori del 2023 (5,7 GW installati). Anche rispetto all'installato previsto nel 2024 le installazioni dovranno aumentare: proiettando le stime dei primi 4 mesi del 2024, a fine anno in Italia potrebbero essere installati circa 7 GW di rinnovabili, ancora al di sotto della soglia dei 9 GW necessari al raggiungimento dei target al 2030.

¹⁵ I target sanciti dalla Commissione Europea qui riportati considerano gli obiettivi del Fit-for-55 e del Repower EU.

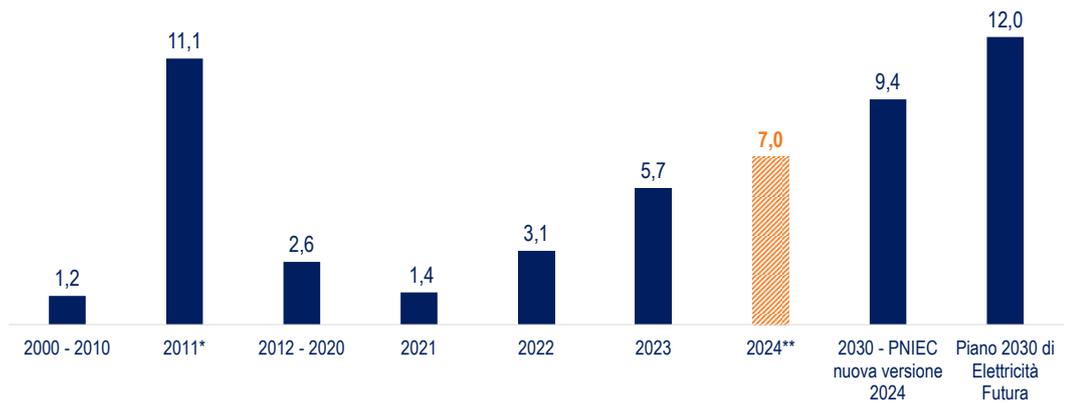


Figura 5. Confronto tra il tasso di installazione annuo di FER e il tasso annuo necessario al raggiungimento dei *target* in Italia (GW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e PNIEC, 2024. (*) Il meccanismo di incentivazione del Conto Energia è stato il principale artefice di questa crescita. (**) Le proiezioni al 2024 sono state svolte sulla base dell'installato dei primi 4 mesi del 2024. N.B.: I tassi di installazione annui di FER per raggiungere gli obiettivi del PNIEC e di Elettricità Futura sono stati calcolati ipotizzando un andamento lineare costante nei prossimi anni.

- Oltre alla gestione della crescente generazione elettrica derivante dalle FER, la rete elettrica dovrà far fronte al **mismatch tra macroarea di produzione di energia elettrica**, dettata da una crescente capacità aggiuntiva di FER prevista nel Sud Italia, **e la domanda elettrica** ad oggi localizzata principalmente nel Nord del Paese. Dei 66 GW di capacità FER aggiuntivi al 2030 previsti dalla nuova versione del PNIEC del 2024, una quota pari al 56,5% (circa 37,3 GW) dovrà essere installata proprio nelle regioni del Sud Italia (vs. 24,1% al Centro e 19,4% al Nord). Questa differenza nella localizzazione delle nuove installazioni dovrà conciliarsi con la localizzazione della domanda di energia elettrica che, al 2022, si concentra per il 56,3% al Nord Italia.

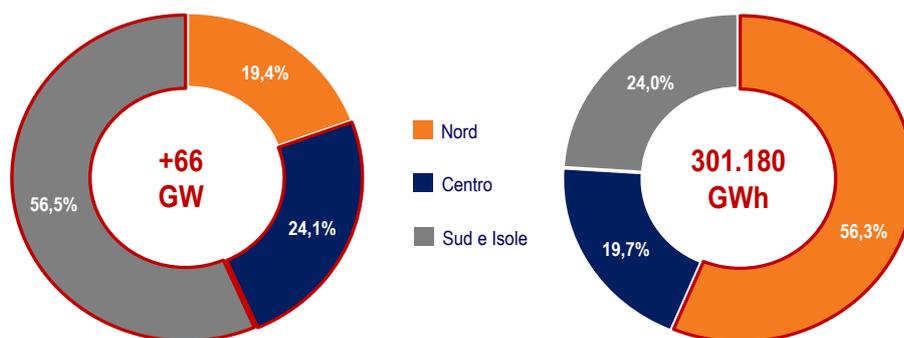


Figura 6. Grafico a sinistra: Capacità FER aggiuntiva* prevista in Italia al 2030 per macro-area (valori %), 2023-2030. Grafico a destra: Domanda di energia elettrica in Italia per macro-area (valori %), 2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2024. (*) Secondo il target fissato dal PNIEC (giugno 2024). N.B.: La ripartizione della capacità FER aggiuntiva è stata calcolata secondo quanto riportato nel Documento di Descrizione degli Scenari Terna e Snam.

- Dal lato della **domanda**, invece, è necessario sottolineare l'importanza che le reti europee siano in grado di rispondere alla **maggiore elettrificazione dei consumi finali** prevista al 2050.

«In UE dovremo trasportare **tre volte** l'energia che trasportiamo oggi perché dovremo **elettrificare quasi tutto**»¹⁶.

Con questa frase, **Maroš Šefčovič**, Vicepresidente della Commissione Europea e responsabile per il *Green Deal*, ha voluto sottolineare la **rilevanza dell'elettrificazione per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel lungo periodo**.

10. Infatti, per raggiungere i *target* di decarbonizzazione previsti al 2050 e come già evidenziato in precedenza, secondo il piano decennale di ENTSO-E¹⁷, il vettore elettrico dovrà coprire il **60% dei consumi finali europei** rispetto ad una quota del 22% ad oggi. Questo *shift* verso un potenziamento del vettore elettrico sarà possibile grazie a una riduzione dei consumi di gas, che dovranno passare dal 28% del 2022 al 3% al 2050 (una riduzione di 25 p.p.) nel mix, e ad una riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, che dovranno passare dal 37% del 2022 al 3% del 2050 (una riduzione di 34 p.p.). In particolare, in **Italia**, il vettore elettrico è previsto raggiungere il **55% al 2050 (+32 p.p.** rispetto alla quota del 2022).

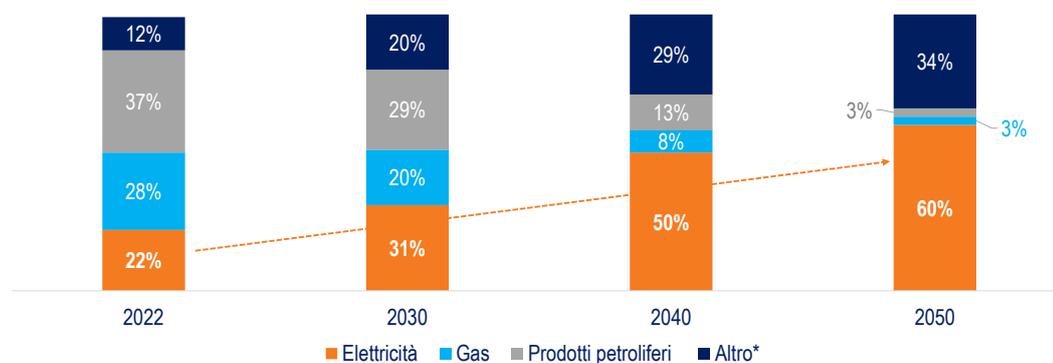


Figura 7. Scenario di ripartizione dei vettori energetici in UE nei consumi finali per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione (valori %), 2022 - 2030 - 2040 - 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea e ENTSO-E, 2024. N.B. Gli scenari si riferiscono al Piano Decennale di ENTSO – E. (*) La categoria «Altro» include: idrogeno, bioenergie, *biofuels*, calore.

11. Andando maggiormente nel dettaglio del piano decennale elaborato da ENTSO-E, l'elettrificazione dei consumi finali sarà guidata principalmente dal settore dei trasporti e dal settore residenziale. Per i **trasporti**, infatti, i consumi elettrici sono previsti aumentare di **61 p.p.**, passando dal 2% del 2022 al 63% del 2050. Basti pensare che sono previsti al 2030 64 milioni di veicoli elettrici in UE, numero che dovrebbe raggiungere 165 milioni al 2050 (vs. 10 milioni al 2022). Per quanto riguarda il settore **residenziale**, è previsto al 2050 un aumento dei consumi elettrici di **53 p.p.** (passando dal 19% del 2022 al 72% del 2050). A supporto delle stime di aumento dei consumi elettrici del settore, al

¹⁶ La citazione è tratta dalla discussione con il Consiglio Europeo circa la necessità di una rete elettrica europea meglio coordinata e integrata.

¹⁷ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) è l'associazione per la cooperazione dei gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) europei. I 40 TSO membri, in rappresentanza di 36 Paesi, sono responsabili della gestione sicura e coordinata del sistema elettrico europeo.

2030 sono previste 60 milioni di pompe di calore elettriche (x3 volte i valori del 2022). In Italia in particolare, al 2030 sono attesi circa 6,6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica (BEV e PHEV), mentre nel settore residenziale sono previste 11,6 milioni di pompe di calore (x4,8 volte rispetto ai valori del 2022).

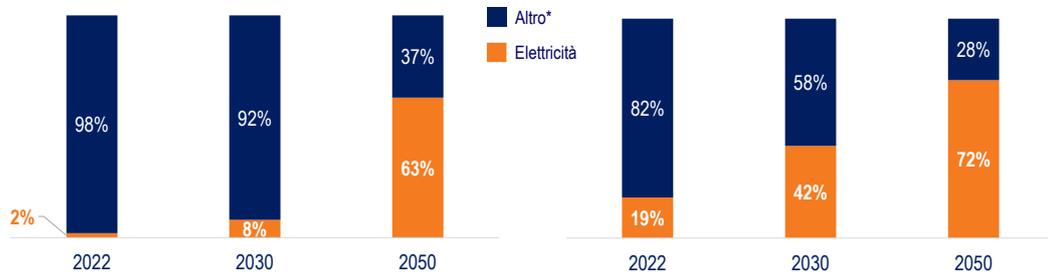


Figura 8. Grafico a sinistra: Scenario di ripartizione dei vettori energetici in UE nei consumi finali del settore dei trasporti per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione (valori %), 2022 - 2030 - 2050 e Grafico a destra: Scenario di ripartizione dei vettori energetici in UE nei consumi finali del settore residenziale per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione (valori %), 2022 - 2030 - 2050 - grafico di destra. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea e ENTSO-E, 2024.* N.B.: Gli scenari si riferiscono al Piano Decennale di ENTSO - E. (*) La categoria «Altro» include: prodotti petroliferi, gas, idrogeno, bioenergie, *biofuels*, calore.

12. In questo contesto si inserisce anche il **Net Zero Industry Act** (NZIA) della Commissione Europea, che identifica la rete elettrica come una tecnologia strategica per il raggiungimento delle emissioni nette zero al 2050. Con l’NZIA la Commissione Europea ha voluto stabilire le condizioni per aumentare la produzione di tecnologie a zero emissioni nette necessarie per sostenere la riduzione di emissioni di GHG. L’obiettivo ultimo è quello di aumentare la capacità di produzione europea di queste tecnologie per coprire almeno il 40% dei fabbisogni interni. Inoltre, come anche evidenziato in precedenza, la Commissione EU ha anche pubblicato a novembre 2023 un **Action Plan per le reti** che propone proprio 14 linee di azione da attuare entro il 2030 per sostenere e accelerare lo sviluppo delle reti elettriche.



Figura 9. Tecnologie incluse nel *Net Zero Industry Act*. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024.*

1.2 I DRIVER CHE PORTANO LO SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA AL CENTRO DEL DIBATTITO SULLA TRANSIZIONE ENERGETICA

13. Come detto precedentemente, il progressivo **aumento della generazione elettrica da fonti rinnovabili** e la maggiore **elettrificazione dei consumi finali** rendono la rete elettrica un tassello essenziale per raggiungere gli obiettivi di transizione *green* e sostenibile. Secondo la Commissione Europea¹⁸, al 2050, il **93%** della capacità elettrica deriverà dalle FER, per le quali, come anticipato nei paragrafi precedenti, è prevista una crescita di più di 4 volte rispetto ai valori del 2023.
14. Inoltre, negli ultimi anni si sta assistendo anche a un forte aumento della rilevanza della **generazione distribuita**; basti pensare che nel 2014 sono stati connessi alla rete elettrica, in particolare a quella di distribuzione, 0,4 GW di capacità di generazione, mentre nel 2023 la capacità connessa è stata pari a 4,8 GW, una crescita di 12 volte rispetto all'installato di 10 anni fa. Ma anche se facciamo riferimento al 2022, la crescita di impianti distribuiti allacciati alla rete di distribuzione è nettamente aumentata nel 2023, registrando una crescita del 118% (nel 2022 sono stati allacciati 2,2 GW di capacità). Ad oggi, si registra una potenza cumulata connessa alla rete di distribuzione pari a 27,8 GW.

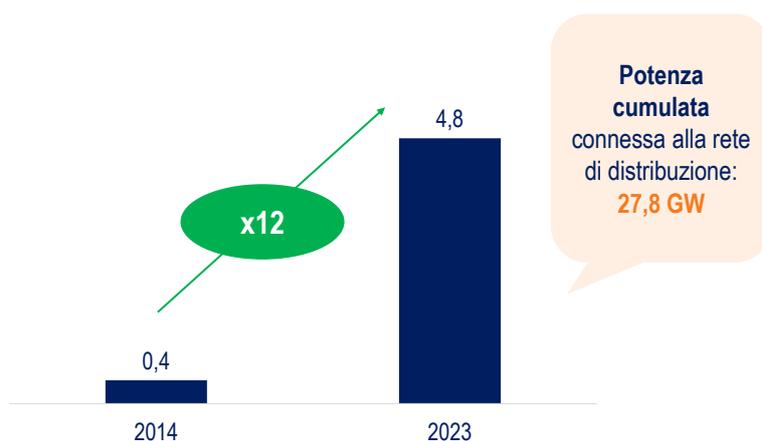


Figura 10. Evoluzione della potenza cumulata connessa alla rete di distribuzione in Italia (GW), 2014 e 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2024.

15. In particolare, in questo quadro, un ruolo sempre più rilevante all'interno del sistema elettrico sarà determinato dalla rete di distribuzione. La rete di distribuzione elettrica opera a **tensioni medie e basse**, differenziandosi dalla rete di trasmissione, che opera a tensioni più elevate per trasportare l'elettricità su lunghe distanze.
16. Ad oggi, tramite la rete di distribuzione, sono raggiunti **37,2 milioni di utenze** in Italia tra **famiglie, attività commerciali, uffici e impianti produttivi**. In Italia si contano circa **119**

¹⁸ Le stime della Commissione Europea riportate di seguito considerano sia il programma *Fit-for-55* che il programma *Repower EU*.

DSO (*Distribution System Operator* o Gestore del Sistema di Distribuzione), ovvero gli operatori responsabili della gestione e del funzionamento della rete di distribuzione elettrica. I DSO italiani, nel 2023 sono stati in grado di distribuire una quantità totale di energia elettrica pari a 251 TWh (in diminuzione di 6,3 TWh rispetto al 2022)¹⁹. I **primi 10 distributori** servono il **98,5%** delle utenze e forniscono una quota pari al **98,3%** dell'**energia elettrica distribuita**.

17. La rete di distribuzione elettrica italiana si estende per **1.287.100 km**, la maggior parte dei quali (69%) è costituita da reti in bassa tensione. Tale chilometraggio corrisponde a 2,7 volte lunghezza della rete idrica totale in Italia, **3 volte** la **distanza terra - luna**, 48 volte la lunghezza della rete ferroviaria nel Paese e 165 volte la lunghezza della rete autostradale. In particolare, solo nel 2023, la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è aumentata di quasi 5.600 km, con circa 2.600 km di nuove reti in bassa tensione e circa 2.900 km in media tensione, mentre le reti in alta e altissima tensione hanno subito un incremento di 18 km²⁰.
18. Considerando la lunghezza della rete e il numero di utenti serviti, è possibile comprendere come la centralità della rete di distribuzione elettrica sarà ulteriormente amplificata dai nuovi *trend* di elettrificazione e generazione FER previsti. Ma non solo: *provider* di servizi digitali (come i *data center*), stoccaggi, Comunità Energetiche, mobilità elettrica, insieme ad un ruolo sempre più attivo dei consumatori finali, pongono la **rete di distribuzione al centro della transizione energetica in atto**.



Figura 11. La centralità della rete di distribuzione nel sistema elettrico (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric, 2024.

19. La crescente centralità della rete di distribuzione elettrica, elemento cardine dell'attuale sistema elettrico, mette in evidenza la necessità di un suo adeguamento. La rete di distribuzione elettrica è infatti un fattore abilitante per consentire una **transizione**

¹⁹ La riduzione del 2,5% è stata accompagnata da un lieve incremento del numero di punti di prelievo, cresciuti dello 0,4%, pari a circa 137.000 unità aggiuntive.

²⁰ Fonte: ARERA.

«**senza strappi**». In particolare, al fine di un completo adeguamento della rete, si rendono particolarmente necessari investimenti in due dimensioni:

- **mitigation**, per permettere alla rete di gestire il cambiamento di assetto del sistema elettrico;
- **adaptation**, per far fronte ai cambiamenti climatici e aumentarne la resilienza.

1.2.1 IL CAMBIAMENTO DI ASSETTO DEL SISTEMA ELETTRICO

20. Tra i principali indicatori del mutamento di assetto del sistema elettrico rientra certamente l'aumento delle **connessioni alla rete**. Nel 2023, in Italia, sono stati effettuati **371.500 nuovi allacci**²¹, un numero **sette volte superiore** rispetto a dieci anni fa, quando erano solo 50.000, e in crescita del 76,9% rispetto al 2022 (210.000). Parallelamente all'incremento del numero di connessioni, come analizzato nel paragrafo precedente, negli ultimi dieci anni è aumentata di sette volte anche la potenza aggiuntiva connessa alla rete di distribuzione (0,7 GW allacciati nel 2014 vs. 4,8 GW nel 2023).

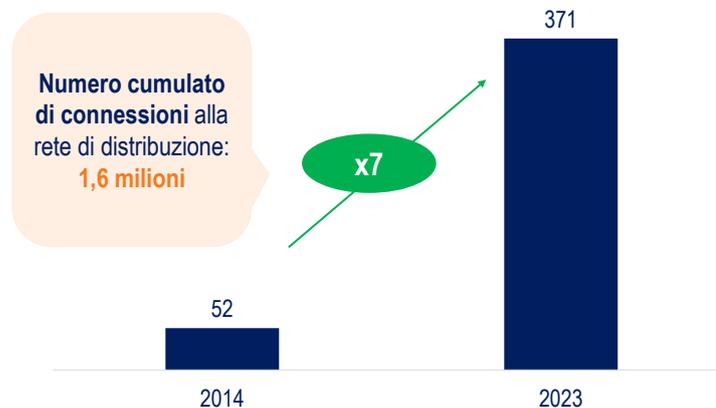


Figura 12. Evoluzione del numero di connessioni annue aggiuntive alla rete di distribuzione in Italia (migliaia di unità), 2014 e 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2024.

21. La tendenza di crescita degli allacci alla rete di distribuzione è stata particolarmente accelerata nell'ultimo periodo. Dal 2014 al 2020 gli allacci alla rete sono aumentati di 287.395 unità, corrispondenti a una crescita del **+44% in 7 anni** (con un tasso medio di crescita annuo del 6,3%). Al contrario, dal 2021 al 2023, il numero di allacci è aumentato di 581.340 unità, una crescita del 57% in soli 3 anni (con un tasso medio di crescita annuo del 25,4%).

²¹ Fonte: GSE, "Rapporto Statistico 2023", 2023.

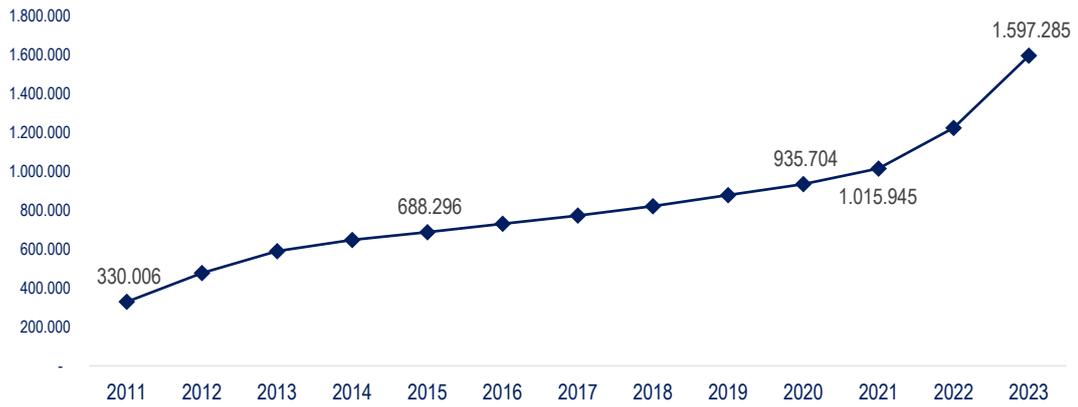


Figura 13. Evoluzione del cumulo del numero di connessioni alla rete di distribuzione in Italia (unità), 2011-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2024.

22. Il cambiamento di assetto del sistema elettrico è anche accentuato dalla **capacità FER aggiuntiva prevista** collegata proprio alla rete di distribuzione, sia in Europa che in Italia. Al 2030, in Europa sono previsti 595 GW di capacità FER aggiuntivi²², per il **70%** connessi alla **rete** di distribuzione (circa 416,5 GW) e per il 30% alla rete di trasmissione (circa 178,5 GW). In particolare, in Italia tale suddivisione è ancora più accentuata e pone la distribuzione come il vero protagonista della transizione energetica. Dei 66 GW di capacità FER aggiuntiva previsti al 2030²³, una quota pari al **71%** sarà connessa alla rete di distribuzione (circa 46,9 GW), mentre solo il 29% (circa 19,1 GW) saranno connessi alla rete di trasmissione.

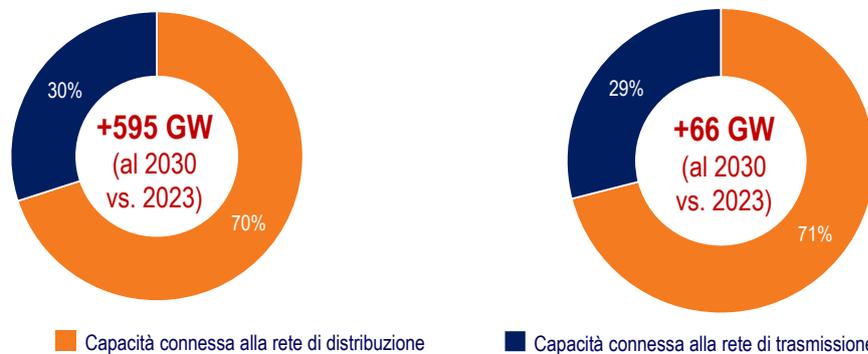


Figura 14. Grafico a sinistra: Capacità aggiuntiva* prevista da FER connessa alla rete di trasmissione e distribuzione in UE-27 (valori %), 2030 e Grafico a destra: Capacità aggiuntiva** prevista da FER connessa alla rete di trasmissione e distribuzione in Italia (valori %), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Ember ed Eurelectric, 2024. (*) Secondo il target fissato dal REPowerEU. (**) Secondo il target fissato dal PNIEC (giugno 2024). N.B. la capacità di FER aggiuntiva connessa alla rete di distribuzione italiana al 2030 è stata calcolata considerando la potenza aggiuntiva connessa alla rete di distribuzione nel 2023 per eolico (10% della nuova potenza eolica) e fotovoltaico (91,7% della nuova potenza fotovoltaica) e ipotizzando che la stessa ripartizione rimanga costante al 2030. Per le fonti geotermica e idroelettrica è invece stato assunto che il 100% della capacità aggiuntiva verrà connessa alla rete di trasmissione.

²² Secondo il target fissato dal Repower EU.

²³ Secondo il target fissato dal PNIEC di giugno 2024.

23. Già oggi, con riferimento alla **fonte solare**, la quasi totalità dei GW è connessa alla rete di distribuzione. Al 2023, dei 30,2 GW di capacità fotovoltaica cumulata installata, 27,8 GW (**92,2%** del totale) sono connessi alla rete di distribuzione²⁴. Tale evidenza si è consolidata anche nel 2023, quando 4,7 dei 5,2 GW aggiuntivi installati durante l'anno sono stati connessi alla rete di distribuzione, contro i 0,4 GW connessi alla rete di trasmissione.

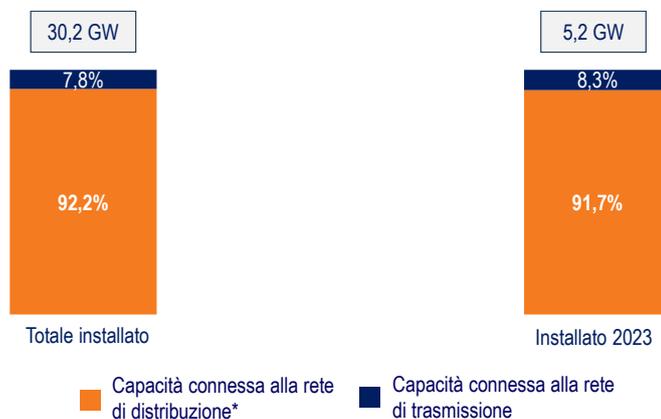


Figura 15. Ripartizione della capacità installata fotovoltaica tra impianti connessi alla rete di trasmissione e impianti connessi alla rete di distribuzione (valori %), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2024. (*) La rete di distribuzione considera qui tutti gli allacci alla rete di media – bassa tensione.

24. Diventa inoltre essenziale monitorare l'evoluzione della potenza installata proveniente da **impianti di piccola-media taglia** in quanto saranno al centro degli **incentivi dedicati allo sviluppo delle rinnovabili**²⁵.
25. Tale dinamica sottolinea l'importanza che sta assumendo la **generazione elettrica decentralizzata**. Il sistema tradizionale di trasmissione dell'energia è quello centralizzato in cui l'energia viene prima generata in grandi centrali situate lontano dai consumatori e trasmessa attraverso linee di trasmissione ad alta tensione e distribuita agli utenti finali utilizzando le reti di distribuzione elettrica. Un sistema decentralizzato di gestione dell'energia prevede invece impianti di produzione relativamente più piccoli (solitamente inferiori al MW di potenza) e più vicini ai consumatori finali. Spesso sono proprio i consumatori finali che, installando piccoli impianti di generazione elettrica da FER sulle proprie abitazioni diventano essi stessi produttori di energia, passando **da consumer a prosumer**. Negli ultimi 5 anni, infatti, la produzione da autoconsumo è aumentata del 52%, passando da 4.932 GWh di produzione fotovoltaica da impianti per autoconsumo nel 2019 a 7.498 GWh nel 2023. La maggiore spinta proviene dal comparto residenziale che registra una crescita della produzione da impianti per autoconsumo del 113% (vs. 61% del settore industriale e 25% del settore terziario), sempre considerando l'orizzonte temporale degli ultimi 5 anni.

²⁴ La rete di distribuzione considera qui tutti gli allacci alla rete di media – bassa tensione.

²⁵ Si faccia riferimento, per esempio, al Decreto FER X.

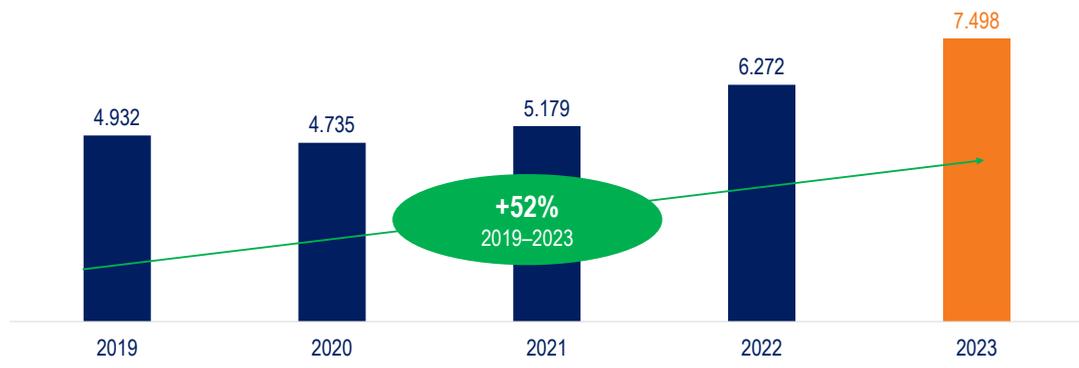


Figura 16. Produzione fotovoltaica proveniente da impianti per autoconsumo (GWh), 2019-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2024.

26. L'incremento della **generazione distribuita**, tuttavia, sta portando a un aumento dei fenomeni di inversione del flusso, che si verificano quando la produzione di energia da parte dell'utente finale supera la domanda elettrica, portando a una «**risalita**» dell'energia dalla rete di distribuzione verso livelli di tensione superiori. L'incremento dei fenomeni di **inversione di flusso**, uniti all'evoluzione tecnologica e agli *standard* internazionali, rendono necessario l'adeguamento del sistema di protezione e controllo per garantire il corretto funzionamento della rete. L'aumento della frequenza dei fenomeni di inversione di flusso contribuisce all'aumento delle congestioni locali, in particolare nelle regioni caratterizzate da elevata densità di generazione distribuita rispetto al consumo elettrico locale, e da una limitata magliatura di rete²⁶.
27. In conclusione, è necessario si continui e rafforzi il percorso di adeguamento della rete di distribuzione a queste nuove esigenze dettate dal **cambiamento di assetto** del sistema elettrico. Se infatti nella rete tradizionale l'elettricità seguiva un flusso monodirezionale (grandi centrali situate lontano dai consumatori allacciate alle linee di trasmissione ad alta tensione ed energia distribuita agli utenti finali utilizzando le reti elettriche di distribuzione) con i consumatori finali che ricoprivano un ruolo passivo, la rete elettrica moderna, al contrario, deve riuscire a far fronte - oltre che ha un crescente numero di **fonti di produzione elettrica distribuite** (soprattutto intermittenti per via della crescente quota di FER) - anche a un cambiamento del ruolo dei consumatori, che diventano **prosumer** (consumatori attivi in grado di immettere energia elettrica nella rete e che dovrà essere quindi in grado di gestire un flusso di energia bidirezionale). Inoltre, considerato che la rete di distribuzione è il punto di giunzione tra la rete elettrica e i consumatori finali, essa sarà sempre più al centro del cambiamento dell'assetto del sistema elettrico, dovendo garantire una gestione efficace di questi nuovi flussi energetici.

²⁶ Una struttura di rete a maglia prevede che le linee elettriche siano interconnesse in modo tale da creare percorsi multipli per il flusso di elettricità.

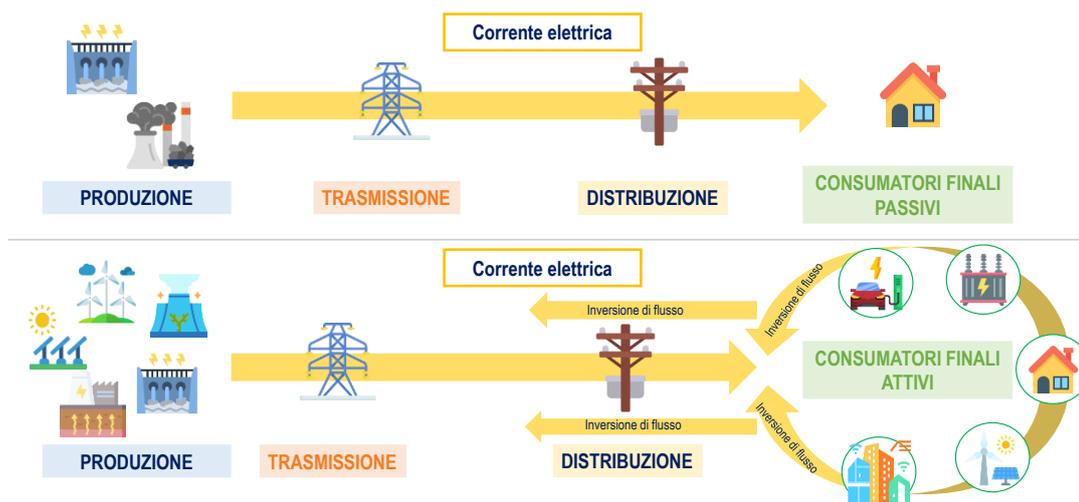


Figura 17. In alto: Rappresentazione della rete elettrica tradizionale e In basso: Rappresentazione della rete elettrica moderna, infografica. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric, 2024.

1.2.2 LA RETE DI DISTRIBUZIONE ALLA PROVA DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO

28. A livello globale, nel primo semestre del 2024 il cambiamento climatico ha continuato a causare anomalie significative, soprattutto nelle temperature. Basti pensare che la **temperatura superficiale globale** di maggio 2024 è stata di 15,9°C, 1,1°C al di sopra della media del XX secolo (14,8°C), rendendolo il maggio più caldo mai registrato. Nello stesso mese, si è registrato anche il *record* di temperatura superficiale oceanica globale, per il 14° mese consecutivo, pari a 20,9°C, 0,98 °C al di sopra della media del XX secolo. Inoltre, la **temperatura media europea** della primavera 2024 è stata la più alta mai registrata per la stagione, **1,50°C più calda della media 1991-2020**.
29. In **Italia**, in particolare, dopo un lieve rallentamento nel 2023 (quando le temperature hanno registrato un aumento di 1,07 °C rispetto alla media), il 2024 è stimato raggiungere **la più elevata anomalia termica della storia italiana**, con **+1,75°C** di differenza rispetto alla media del periodo 1991-2020.

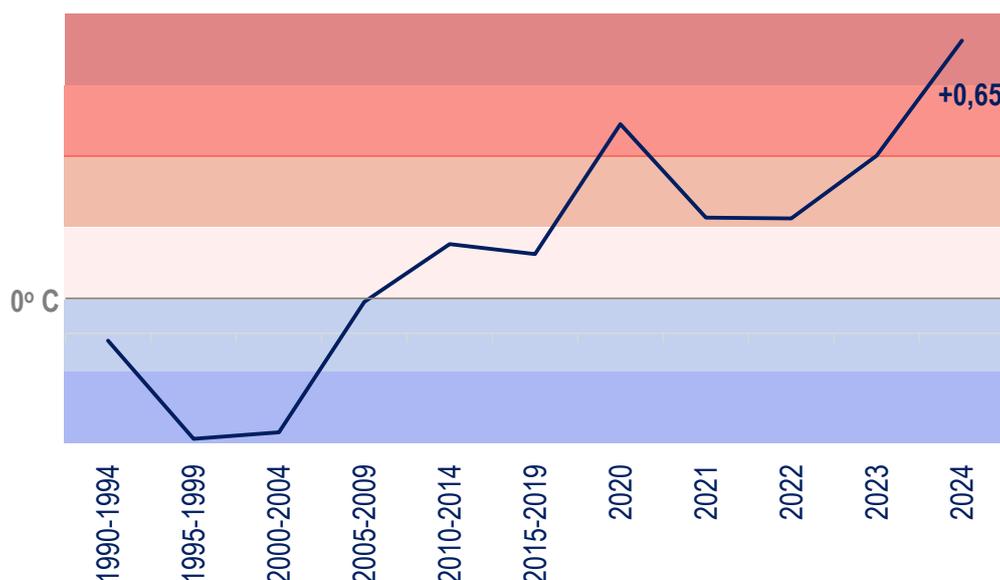


Figura 18. Anomalie di temperatura globale rispetto alla media 1991-2020. Fonte: Community Valore Acqua per l'Italia di TEHA Group su dati Copernicus e NOAA, 2024.

30. Parallelamente alle anomalie termiche, che hanno generato diversi fenomeni siccitosi, le piogge nel 2023 sono tornate a crescere: se durante il 2022 sono stati registrati 217,3 miliardi di m³ di pioggia (-24,3% rispetto alla media storica²⁷), nel 2023 sono stati toccati i 279,1 miliardi di m³ (-2,7% rispetto alla media storica²⁸). Inoltre, sono aumentati notevolmente i **fenomeni di precipitazioni estreme** e di **allagamenti**. Nel 2023, infatti, si sono verificati 892 eventi di piogge estreme in Italia in forte aumento rispetto al 2005, registrando un tasso annuo di crescita composto (CAGR) del **+45,9%**. In coerenza con la crescita dei fenomeni di piogge estreme degli ultimi anni, sono aumentati anche gli allagamenti. Nel 2023 sono stati registrati 115 allagamenti, 20 episodi in più rispetto all'anno precedente, con un CAGR del +26,1% nel periodo 2005 – 2023. Nei primi 6 mesi²⁸ del 2024 sono già stati registrati 497 casi di piogge intense e 46 allagamenti.

²⁷ Media del periodo 1951 – 2023 da fonte ISPRA e Relazione del Commissario Straordinario Nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della siccità alla Cabina di Regia.

²⁸ Dati aggiornati al 19 giugno da fonte Severe Weather Database (ESWD) e Legambiente.

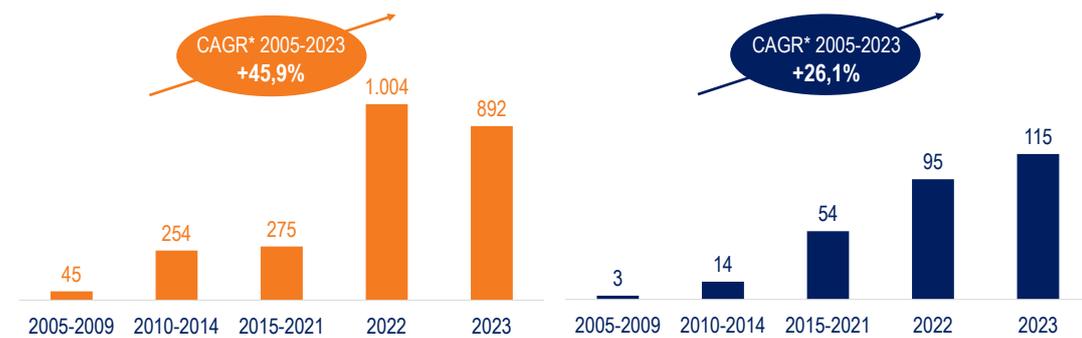


Figura 19. Grafico a sinistra: Andamento degli eventi estremi di piogge intense in Italia e Grafico a destra: Andamento degli allagamenti nelle città in Italia (val. medi nel quinquennio e CAGR*), 2005-2023. Fonte: *Community Valore Acqua per l'Italia di TEHA Group su dati European Severe Weather Database (ESWD) e Legambiente, 2024*. N.B.: Per pioggia intensa si intende la pioggia che cade in quantità tali da provocare danni significativi, oppure non si conoscono i danni, ma si sono osservate quantità di precipitazioni eccezionalmente elevate in un periodo di massimo di 24 ore. (*) CAGR: Tasso medio annuo di crescita composto.

31. Occorre inoltre sottolineare che i fenomeni di pioggia si sono concentrati particolarmente in alcuni mesi dell'anno: ad esempio, durante il mese di maggio 2023 le precipitazioni sono aumentate del 114% rispetto a maggio del 2022, mentre nel mese di febbraio durante il quale le precipitazioni si sono ridotte del 60% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Conseguentemente a questo fenomeno di maggiore concentrazione delle piogge, in alcune regioni è aumentata la frequenza dei giorni senza pioggia: solo nel 2022 se ne sono verificati 299 (+14,7 giorni vs. media 1981 – 2010). Tra i capoluoghi di regione che hanno registrato un picco di giorni senza pioggia vi sono Trento (+38,3 giorni, per un totale di 292 giorni senza pioggia) e Milano (+27,9 giorni, per un totale di 314 giorni senza pioggia).
32. Questi fenomeni meteorologici estremi comportano ingenti danni economici. L'**Italia**, in particolare, è al **1° posto** nella classifica UE-27 per **perdite economiche legate al clima**, con 284,0 Euro di perdite *pro-capite* nel 2022, 167,1 Euro in più rispetto alla media europea (116,9 Euro *pro-capite*). Al secondo posto della classifica si trova la Spagna, con 221,4 Euro *pro capite*, seguita dall'Ungheria con 214,3 Euro *pro capite* di perdite economiche. In media, le perdite sono causate da alluvioni (44% dei casi), da tempeste (34%), da ondate di calore (14%) e da altri eventi²⁹ (8%).

²⁹ Quali, ad esempio, incendi, ondate di gelo, ecc.



Figura 20. Perdite economiche legate al clima* nei Paesi UE-27** (Euro pro capite), 2022. Fonte: Community Value Acqua per l'Italia di TEHA Group su dati Eurostat, 2024. (*) L'indicatore "Perdite economiche legate al clima" misura le perdite economiche dovute a eventi meteorologici e climatici. Per eventi meteorologici e climatici si intendono eventi meteorologici (tempeste), idrologici (inondazioni, movimenti di massa) e climatologici (ondate di calore, ondate di freddo, siccità, incendi boschivi). (**) Non sono disponibili i dati per: Estonia, Irlanda, Cipro, Lettonia, Lussemburgo, Malta, Finlandia, Svezia.

33. Alla luce di queste considerazioni, diventa essenziale aumentare la **resilienza** della rete di distribuzione. Considerando la rapidità del cambiamento climatico, è fondamentale **pianificare e agire con anticipo** per gestire efficacemente le nuove dinamiche future. Le soluzioni dovranno avere un orizzonte prospettico e dovranno essere implementate nel breve periodo, entro il 2030, per cercare di prevedere e limitare quanto più possibile i danni alla rete causati da eventi climatici estremi. Infatti, solo attraverso un'attenta pianificazione e un'azione tempestiva sarà possibile affrontare le sfide poste dai cambiamenti climatici e garantire una rete elettrica resiliente e affidabile.
34. In particolare, ci sono **3 elementi** che vanno necessariamente implementati per far fronte a queste sfide:
 - **monitoraggio anticipatorio dei rischi**, potenziando l'*assessment* dei rischi e dei possibili impatti che possono derivarne, introducendo migliori sistemi di monitoraggio del clima e diagnostica e una più efficiente gestione di allerte e risposte alle emergenze. Non è infatti un caso che la Commissione Europea, con la Direttiva 2022/2557, abbia imposto agli Stati Membri di individuare soggetti critici responsabili di "servizi essenziali per il mantenimento di funzioni vitali della società o di attività economiche", tra i quali rientra la rete di distribuzione, e di sostenerli nell'adempimento dei loro obblighi, tra i quali il rafforzamento della resilienza e della loro capacità di fornire servizi;
 - **rafforzamento della rete per adeguarsi alle nuove sollecitazioni estreme**, implementando sistemi di distribuzione che siano maggiormente resistenti al calore e all'acqua;
 - **rafforzamento di un dialogo continuo con le Comunità e le Istituzioni**, creando un sistema di coordinamento tra i vari attori coinvolti finalizzato a rafforzare la cooperazione e la sinergia e introducendo la possibilità di mutuo soccorso tra territori.

1.3. LA CENTRALITÀ E LA STRATEGICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA

35. I recenti sviluppi geopolitici hanno portato al centro del dibattito la **resilienza delle infrastrutture strategiche per la sicurezza energetica**. L'attentato del 26 settembre 2022 al gasdotto Nord Stream 2, principale infrastruttura di trasporto di gas russo verso la Germania, ne è un perfetto esempio. Secondo le Nazioni Unite, sono andate perse tra le 75.000 e le 230.000 tonnellate di metano, malgrado le forniture fossero già state ridotte. Gli attentati hanno avuto ripercussioni sul prezzo della materia prima: il giorno successivo, il prezzo del gas sul mercato TTF di Amsterdam ha raggiunto i 200 Euro/MWh (4,3 volte il prezzo del gas nel 2021, pari a 46 Euro/MWh).
36. Occorre infatti sottolineare che negli ultimi anni si è registrato un **forte aumento degli attacchi cyber**, in particolare nel settore delle *utility*³⁰. A livello globale, infatti, dal 2006 al 2023, il numero medio di *cyber* attacchi annui a livello globale è aumentato di **1,6 volte**, passando da 8 nel 2006 a circa 130 nel 2023. In Europa, in particolare, considerando il periodo di tempo compreso tra il 2020 e il 2022, si è registrato anche un aumento degli attacchi al settore delle *utility*. Durante il 2020, infatti, a livello settimanale, se ne sono registrati circa 504, nel 2021 736 e nel 2022 la quota è arrivata addirittura a più di 1.000.

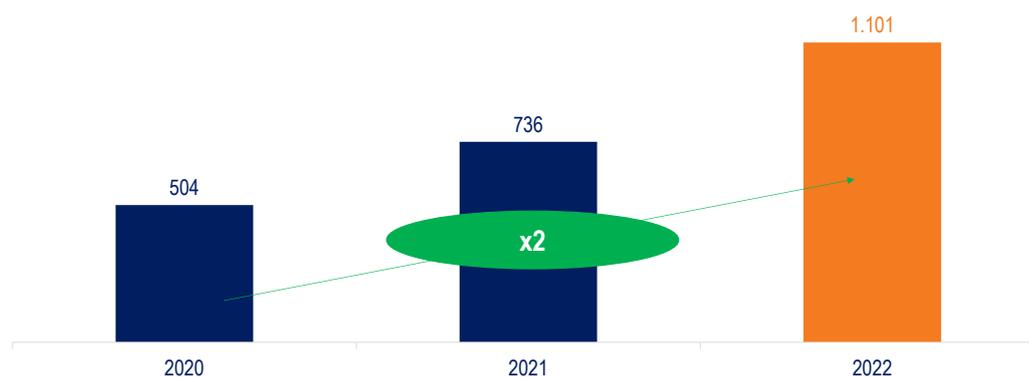


Figura 21. Numero medio di *cyber* attacchi settimanali nel settore delle *utility* in Europa (valori assoluti), 2020 – 2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024.

³⁰ Il settore delle *utility* include elettricità, gas, e acqua.

Alcuni esempi della crescente pressione di cyber attacchi sulle reti di distribuzione a livello mondiale

Anche le **reti di distribuzione elettrica** sono state al centro di diversi attacchi negli **ultimi anni**:

- nel **dicembre del 2015**, un attacco informatico di matrice russa sulla **rete di distribuzione ucraina** ha lasciato **200.000 famiglie senza corrente** per diverse ore. Gli *hacker* usarono un *malware* noto come **BlackEnergy 3**, uno strumento di cyberspionaggio con il quale hanno avuto accesso alle **reti corporate delle aziende** elettriche per poi **disattivarle**;
- **Kamacite**, uno dei gruppi *hacker* maggiormente orientato agli attacchi alle infrastrutture critiche, causò tra il 2017 e il 2018 alcuni **attacchi contro la rete di distribuzione elettrica tedesca**. L'obiettivo era di **rubare le credenziali** salvate nel *cloud* delle imprese di distribuzione per ottenere l'accesso a **dati sensibili** della relativa clientela;
- l'Insikt Group* ha annunciato di aver rilevato **attacchi informatici** nei confronti di **sette diversi centri di distribuzione** dell'energia elettrica in **India**. Questi centri si occupano della gestione in tempo reale della rete e della distribuzione dell'energia nelle diverse aree. Lo scopo principale era lo **spionaggio** delle infrastrutture critiche.

(*) Divisione di Recorded Future dedicata alla ricerca sulle minacce informatiche.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024.

37. Come riportato precedentemente, la rete elettrica - e in particolare quella di distribuzione - è cruciale ed essenziale per la realizzazione di una transizione energetica “senza strappi”, in quanto infrastruttura abilitante e di supporto al raggiungimento dei nuovi obiettivi di elettrificazione dei consumi finali e di sviluppo delle FER. Inoltre, la rete elettrica risulta essere un'infrastruttura critica, in quanto potenzialmente soggetta ad attacchi *cyber*, in crescita negli ultimi anni specialmente a livello europeo. Anche per questi motivi, in Italia, la strategicità della rete elettrica è supportata dalla sua presenza nel novero delle **infrastrutture strategiche** definite dalla normativa **Golden Power**. Per proteggere gli assetti proprietari delle società operanti in settori considerati strategici e di interesse nazionale, nel 2012 è stata riorganizzata integralmente, con il Decreto-Legge 15 marzo, n. 21, la normativa relativa ai poteri speciali esercitabili dal Governo. L'obiettivo del provvedimento è di **armonizzare la disciplina nazionale** dei poteri speciali del Governo con il diritto europeo. Tale disciplina si collega agli istituti della “golden share” e “action spécifique”, presenti rispettivamente negli ordinamenti inglese e francese, e in passato è stata oggetto di critiche da parte della Commissione Europea, oltre a una pronuncia di condanna da parte della Corte di giustizia dell'UE. In particolare, i poteri esercitabili sotto la disciplina del Golden Power, fanno riferimento ai settori della **difesa** e della **sicurezza nazionale**, nonché di taluni ambiti di attività definiti di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tra i poteri speciali, si intendono, tra gli altri, la facoltà di:

- dettare **specifiche condizioni all'acquisito di partecipazioni**;
- **porre il veto** all'adozione di determinate delibere societarie;

- **opporsi all'acquisto di partecipazioni.**
38. Tra i **settori energetici** soggetti alla disciplina del Golden Power rientrano:
- la rete nazionale di trasporto del **gas naturale**;
 - le infrastrutture di **approvvigionamento di energia da altri Stati**;
 - la **rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica** e relativi impianti di controllo e dispacciamento (come infrastrutture di trasmissione e distribuzione);
 - **attività di gestione e immobili fondamentali** connessi all'utilizzo delle reti.
39. In aggiunta, occorre sottolineare che, con il **Decreto-Legge n. 21 del 2022**, è stato specificato che i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni sono individuati anche fra quelli oggetto di concessioni.
40. In questo contesto, secondo la **Direttiva UE 2022/2557** della Commissione Europea, la rete di distribuzione elettrica viene individuata come un settore **strategico e critico per il mantenimento di funzioni vitali della società**. Con questa Direttiva, l'EU mira a stabilire “...*obblighi, in capo agli Stati Membri, in merito all'adozione di misure specifiche volte a garantire che i servizi essenziali per il mantenimento di funzioni vitali della società o di attività economiche siano forniti senza impedimenti nel mercato interno*”. In particolare, gli Stati Membri sono obbligati a individuare soggetti critici responsabili di tali servizi essenziali e di sostenerli nell'adempimento degli obblighi loro imposti, tra i quali il rafforzamento della resilienza e della loro capacità di fornire servizi.
41. La Direttiva include in modo diretto i **gestori del sistema di distribuzione** all'interno dei **soggetti critici** del settore dell'energia elettrica, i quali vengono quindi considerati come fornitori di un servizio essenziale per il mantenimento di funzioni vitali della società o delle attività economiche e industriali³¹.
42. La rete di distribuzione elettrica è, infatti un servizio essenziale, non solo per il mantenimento di funzioni vitali per la società (servendo più di **30 milioni di utenze** domestiche), ma anche delle attività economiche e industriali, considerato che più di **7 milioni di utenze** connesse alla rete di distribuzione sono clienti non domestici. In

³¹In particolare, i criteri utilizzati per l'individuazione dei soggetti critici fanno riferimento a: il numero di utenti che dipendono dal servizio essenziale fornito dal soggetto interessato, la misura in cui altri settori e sottosettori dipendono dal servizio essenziale in questione, l'impatto che gli incidenti potrebbero avere, in termini di entità e di durata, sulle attività economiche e sociali sull'ambiente, sulla pubblica sicurezza, sull'incolumità pubblica o sulla salute della popolazione, la quota di mercato del soggetto nel mercato del servizio essenziale o dei servizi essenziali interessati, l'area geografica che potrebbe essere interessata da un incidente, compresi eventuali impatti transfrontalieri, tenendo conto della vulnerabilità associata al grado di isolamento di alcuni tipi di aree geografiche, come quelle insulari, remote o montane, l'importanza del soggetto nel mantenimento di un livello sufficiente del servizio essenziale, tenendo conto della disponibilità di strumenti alternativi per la fornitura di tale servizio essenziale.

generale, **più dell'80% dell'elettricità consumata in Italia proviene dalla rete di distribuzione.**

43. Dei 306,1 TWh consumati in Italia al 2023, una quota pari a 251 TWh è stata consumata sulle linee di media - bassa tensione, mentre una quota pari a 55 TWh sulle linee di alta tensione. Occorre inoltre sottolineare come, considerando la ripartizione delle **utenze connesse in media - bassa tensione**, il **77,4%** dell'elettricità erogata è destinata a utenze non domestiche, malgrado la minor presenza di punti di prelievo per questa categoria di consumatori. Le utenze non domestiche ammontano a 7,1 milioni, di cui la quasi totalità, **98,5%**, è sulla linea di **bassa tensione**. Tra le utenze non domestiche rientrano le utenze soggette a regimi tariffari speciali, i punti di emergenza, l'illuminazione pubblica, condomini, garage e imprese di medio piccole dimensioni. In media tensione sono allacciate circa 100 mila utenze non domestiche, che consumano circa 95 TWh del totale di consumi e che rappresentano una buona parte del tessuto produttivo nazionale. Considerando infine che l'industria manifatturiera italiana, collegata all'alta tensione, consuma 65 TWh di energia elettrica, si può affermare come la rete di distribuzione sia l'effettivo **"nastro trasportatore"** dell'energia elettrica verso il **cuore produttivo dell'Italia.**

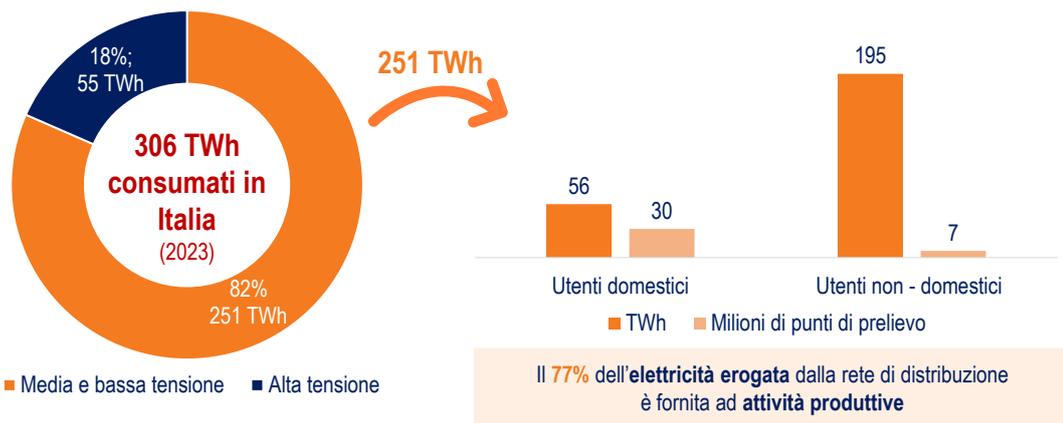


Figura 22. Grafico a sinistra: Ripartizione dei consumi di energia elettrica in bassa, media e alta tensione in Italia (valori %) e Grafico a destra: Ripartizione degli utenti connessi alla rete di distribuzione elettrica (TWh e milioni di punti di prelievo), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2024.

CAPITOLO 2

IL SISTEMA DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA IN ITALIA: LA PERFORMANCE RISPETTO AI PRINCIPALI PEER EUROPEI E IL FUNZIONAMENTO DELL'ATTUALE ASSETTO NORMATIVO E REGOLATORIO

44. Il secondo Capitolo del Rapporto Strategico si propone, in prima istanza, di valutare e identificare le **caratteristiche salienti della performance** della rete di distribuzione in Italia, confrontandole con altri **Paesi benchmark in Europa** (di seguito anche chiamati *peer*). Come verrà approfondito successivamente, le *performance* sono state analizzate secondo diversi **Key Performance Indicator** (KPI), facendo leva sulle principali evidenze in letteratura, afferenti a 4 dimensioni:
- **capitale investito;**
 - **innovazione;**
 - **efficienza;**
 - **efficacia.**
45. Invece, nella seconda parte del seguente Capitolo viene approfondita la **rilevanza che il sistema normativo-regolatorio ha giocato per lo sviluppo del settore della distribuzione in Italia**, inteso come l'insieme di leggi, regolamenti e meccanismi di controllo che governano il funzionamento del settore, assicurando e monitorando che i distributori operino in modo equo, trasparente ed efficiente.

Una premessa: il funzionamento del settore della distribuzione dell'energia elettrica in Italia

- **Modello gestionale e assetto della distribuzione elettrica:** il settore elettrico italiano è **liberalizzato** e gli utenti finali possono scegliere il proprio fornitore di energia sulla base delle loro esigenze. Il fruitore è il punto di contatto tra il cliente finale e il DSO che opera in concessione nel territorio di competenza, erogando il servizio di distribuzione indipendentemente dal fornitore scelto dal cliente;
- **Distributori:** la distribuzione dell'energia elettrica è gestita da imprese di distribuzione energetica. Ogni DSO si occupa dell'attività di **trasporto** e di **trasformazione** di energia su reti di distribuzione **a media e a bassa tensione** ed è responsabile del servizio di connessione e misura;
- **Infrastrutture:** i DSO gestiscono e sviluppano un'ampia **rete di infrastrutture** che comprende impianti primari di trasformazione, linee di media tensione, cabine secondarie di trasformazione, linee di bassa tensione e apparati di misura dell'energia;
- **Regolamentazione:** il settore della distribuzione energetica è regolamentato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) che stabilisce le tariffe di distribuzione, la qualità del servizio e definisce le regole del mercato.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024

2.1. ASSESSMENT ANALITICO DELLA PERFORMANCE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA ITALIANA RISPETTO AI PRINCIPALI PEER EUROPEI

46. Una valutazione sul futuro della distribuzione elettrica in Italia e in Europa non può prescindere dalla relativa analisi della *performance* attuale. Con questa premessa, TEHA si è posta l'obiettivo di **identificare le caratteristiche salienti** della *performance* della rete di distribuzione in Italia, confrontandola con altri Paesi *benchmark* in Europa.
47. Al fine di presentare un'analisi comparativa efficace si è scelto di analizzare l'assetto della distribuzione di **5 Paesi comparabili** per dimensione socio-economica e per modello gestionale della distribuzione elettrica (di seguito anche definiti come *peers*): **Italia, Francia, Germania, Spagna e Regno Unito (UK)**³².
48. In particolare, il confronto sulla *performance* del settore della distribuzione è stato effettuato sulla base di alcuni KPI selezionati *ad hoc* e riclassificabili per **capitale investito, innovazione, efficienza ed efficacia**.
49. Prima di presentare l'analisi dettagliata sui KPI, è fondamentale evidenziare come la lettura di ciascuno di essi in maniera isolata offra solamente una comprensione limitata della situazione complessiva. Infatti, per ottenere una valutazione accurata e completa della *performance*, è indispensabile considerare questi **indicatori** in modo **integrato e trasversale**. Solo attraverso una lettura congiunta dei vari KPI è possibile cogliere appieno le dinamiche sottostanti e avere una **visione olistica della virtuosità o meno di un sistema**.
50. Anticipando i principali risultati dell'*assessment* analitico, la **rete di distribuzione elettrica italiana** risulta essere **fra le più virtuose in Europa**. L'elevata qualità della distribuzione italiana è stata resa possibile dal **capitale investito in maniera efficace**, che ha abilitato il raggiungimento di **alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale**.

³² A seconda della disponibilità di dati.

Metodologia: I KPI utilizzati per confrontare il sistema della distribuzione elettrica italiano con i benchmark europei selezionati

TEHA ha mappato i KPI più rilevanti, in ottica di comparabilità, per valutare la *performance* del sistema di distribuzione italiano. La selezione dei KPI, ai fini dell'analisi, sconta la disponibilità dei dati in ottica di comparazione tra i Paesi selezionati; esistono quindi altre variabili per valutare la *performance* di un settore della distribuzione. Gli indicatori selezionati afferiscono alle **4 dimensioni** di analisi citate in precedenza, nel dettaglio:

Capitale investito:

- **Regulatory Asset Base (RAB) per cliente:** misurato in migliaia di Euro/cliente finale, la RAB indica il valore del capitale investito ed è utilizzata per calcolare la remunerazione annuale ai gestori. Una RAB per cliente minore implica un minore impatto degli investimenti sulla bolletta del consumatore;
- **Regulatory Asset Base (RAB) per km di rete:** misurato in migliaia di Euro/km di rete, una RAB per km più bassa indica che il capitale è stato investito in maniera efficace;

Innovazione:

- **Tasso di penetrazione e funzionalità degli smart meter:** misurato come quota di contatori *smart* sul totale e numero di *Open Meter* installati e previsti. Questo indicatore comunica il livello di innovazione e la precisione di monitoraggio e misura delle attività di distribuzione;

Efficienza:

- **Perdite di rete:** misurate come quota di energia persa rispetto all'energia distribuita, le perdite di rete in fase di distribuzione esprimono l'efficienza operativa dei diversi assetti, al fine di contenere gli sprechi e i costi;
- **Economicità degli oneri di distribuzione:** misurati in Euro/kWh sia per i consumatori domestici sia per le PMI, gli oneri di distribuzione riguardano l'economicità dei costi relativi all'attività di distribuzione dell'energia elettrica che vengono inclusi nelle bollette dei consumatori. Oneri di distribuzione bassi sono associati a un'alta efficienza operativa;

Efficacia:

- **Capillarità della rete:** misurata come km di rete per 100 abitanti, un alto livello di capillarità è associato a una migliore qualità del servizio di distribuzione elettrica, capace di raggiungere anche le utenze più isolate;
- **Quota di elettricità fornita dai prosumer:** misurata come quota di energia elettrica prodotta dai *prosumer* (consumatori e produttori) rispetto alla domanda totale di elettricità. Al crescere di questo indicatore aumenta l'autonomia energetica dei consumatori;
- **Crescita dell'elettrificazione dei consumi:** misurata come variazione del tasso di elettrificazione dei consumi finali negli ultimi 10 anni. L'indicatore si riferisce al fabbisogno energetico soddisfatto con il vettore elettrico e che, vista la crescente penetrazione FER, è sintomo di un *mix* energetico più pulito.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024.

Capitale investito

51. Nel contesto dell'analisi delle *performance* della rete di distribuzione elettrica, il primo aspetto fondamentale da valutare è relativo al **capitale investito** nel settore. Il capitale investito non solo influisce sulla capacità della rete di **soddisfare le esigenze attuali e future**, ma gioca anche un ruolo cruciale nella sostenibilità e nella **capacità di innovare**. Valutare i KPI relativi al capitale investito, dunque, consente di comprendere meglio come gli investimenti contribuiscono alla *performance* complessiva del sistema, garantendo una distribuzione di energia efficiente e affidabile.
52. Per quanto riguarda la prima macrocategoria di indicatori, l'analisi di *performance* è stata basata sulla **Regulatory Asset Base (RAB)**. In particolare, la RAB identifica il valore del capitale investito ed è **utilizzata per calcolare la remunerazione annuale ai gestori**. Una RAB per cliente più bassa ha come effetto un **minore impatto dello stock investito sulla bolletta del consumatore** e, a parità di *performance*, fornisce **un'indicazione sul grado di efficacia** degli investimenti da parte dei gestori stesi.
53. Nonostante il confronto tra RAB del settore della distribuzione elettrica di diversi Paesi risenta di alcune **differenze strutturali** proprie dei diversi assetti e contesti (come, ad esempio, differenze territoriali, di rete e del settore energetico), dall'analisi si evince come l'Italia sia il Paese con una **RAB per cliente (0,71 mila Euro per cliente finale)** e una **RAB per km di rete (19,6 mila Euro per km di rete)** più basse rispetto ai *peer* europei. Per quanto riguarda la RAB per cliente, tra i *benchmark* analizzati il Paese con il valore più elevato è la Germania (1,41 mila Euro per cliente finale), seguita da Francia (1,39 mila Euro per cliente finale), UK (1,36 mila Euro per cliente finale) e Spagna (0,89 mila Euro per cliente finale). La RAB per km di rete, invece, è più alta in Francia (38,4 mila Euro per km di rete), con un valore quasi doppio rispetto a quello italiano. Questo è dunque un punto di partenza molto rilevante su cui basare la valutazione. Come accennato in precedenza, infatti, a parità di livelli di *performance*, che verranno valutati nel prosieguo del Capitolo, una RAB per cliente e/o per Km di rete inferiore restituisce un indicatore di **maggiore efficienza ed efficacia di investire il capitale**.

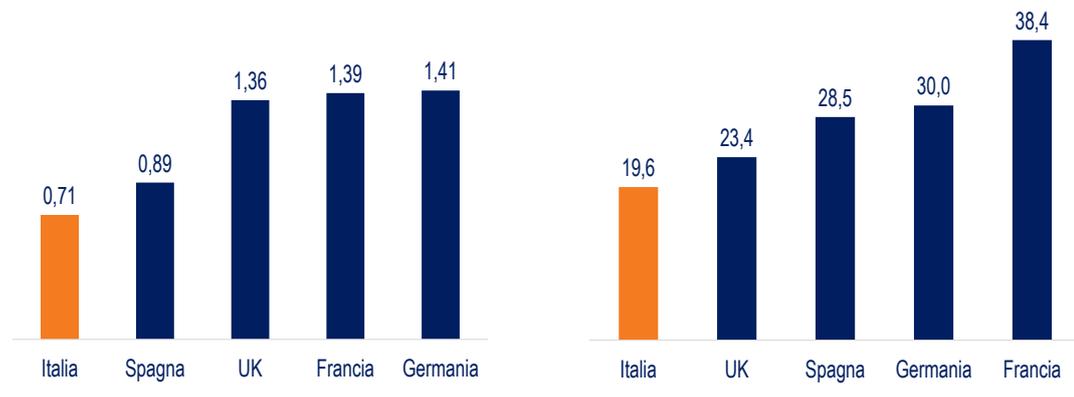


Figura 23. Grafico a destra: *Regulatory Asset Base (RAB) per cliente* in alcuni selezionati Paesi europei (kEuro/cliente finale), 2023 o ultimo anno disponibile e Grafico a sinistra: *Regulatory Asset Base (RAB) per km di rete* in alcuni selezionati Paesi europei (kEuro/Km di rete), 2023 o ultimo anno disponibile. Fonte: *elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e DSO dei vari Paesi, 2024.*

Innovazione

54. Nella seconda dimensione dei KPI analizzati, l'analisi si concentra sull'innovazione, un aspetto cruciale per valutare la competitività e l'evoluzione del settore della distribuzione elettrica. L'analisi si focalizza sulla **capacità di adottare e implementare nuove tecnologie, miglioramenti nei processi** e soluzioni innovative, nonché sui **costi associati** a tali sviluppi. L'obiettivo di questa sezione è valutare quanto la distribuzione italiana sia avanzata in termini di innovazione rispetto ai suoi *peer* europei e identificare le aree in cui è possibile migliorare per rimanere competitivi e all'avanguardia.
55. Focalizzando l'attenzione sulla capacità di innovazione della rete elettrica, è rilevante sottolineare come l'Italia sia stato il Paese pioniere in Europa, e uno tra i primi al mondo, a sostituire i contatori tradizionali³³ con gli **smart meter**. L'installazione degli **smart meter** rappresenta un importante **progresso per la gestione e il monitoraggio della distribuzione dell'energia** in quanto questi nuovi contatori elettronici consentono la **telegestione completa delle utenze**, abilitando, tra le altre cose, operazioni di telelettura, operazioni commerciali di variazione della potenza, distacchi e riallacci.
56. In questo contesto, **la Germania è il Paese con un minor tasso di penetrazione degli smart meter tra i peer europei** considerati, registrando un valore del **14%**. È infatti stimato che il completamento della sostituzione dei contatori tradizionali tedeschi avverrà oltre il 2032. *Performance* migliori della Germania si registrano tra gli operatori delle reti di distribuzione di UK e Francia che, avendo iniziato la sostituzione dei contatori nel 2016, ad oggi presentano tassi di penetrazione degli **smart meter** rispettivamente pari al 49% e al 92%. Solamente in Italia e in Spagna la sostituzione è stata completata, rispettivamente nel 2017 e nel 2019.

³³ Con l'espressione "contatori tradizionali" si intendono i contatori elettromeccanici, che funzionano grazie ad un disco metallico mosso dalla corrente a velocità proporzionale alla potenza impegnata.

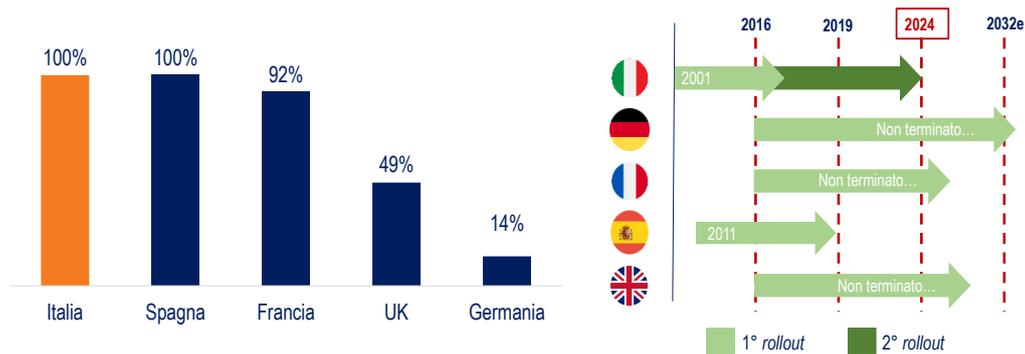


Figura 24. Grafico a sinistra: Tasso di penetrazione degli smart meter in alcuni selezionati Paesi europei (valori %), 2022 e Grafico a destra: Tempistiche di diffusione degli smart meter in alcuni selezionati Paesi europei. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2024.

57. È rilevante sottolineare come l'Italia non solo sia stato il primo Paese europeo a concludere la sostituzione di contatori tradizionali con gli smart meter, ma anche come, dal 2017, abbia avviato il secondo rollout di contatori innovativi: gli **Open Meter**. Questi ultimi consistono in dispositivi di seconda generazione, che, tra le altre funzioni, consentono un **migliore monitoraggio del flusso di elettricità**. Gli Open Meter sono innovativi in quanto capaci di registrare sia i prelievi che le immissioni di energia in *near real time*, abilitando un'attività di misurazione molto più raffinata rispetto ai modelli precedenti, garantendo una gestione da remoto, un monitoraggio dei consumi ogni 15 minuti e una misurazione delle perdite più precisa.
58. L'installazione dei contatori innovativi *Open Meter* è in corso di completamento in Italia nel 2024, mentre negli altri Paesi *benchmark* analizzati non è ancora stata avviata³⁴. In tema di contatori innovativi e precisione di monitoraggio emerge dunque come l'Italia continui ad affermare negli anni la sua posizione di *leadership*.
59. Il *trend* di innovazione sopra presentato è stato guidato dal **primo operatore** nel sistema di distribuzione elettrica italiano, il quale ha recepito la regolazione europea sugli smart meter di seconda generazione già nel 2017, 3 anni dopo l'emanazione del Decreto Legislativo 102/2014 in attuazione alla direttiva europea³⁵ che stabiliva "un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei contatori intelligenti".

³⁴ In Europa, oltre all'Italia, i Paesi che hanno iniziato ad installare gli *Open Meter* sono solamente Finlandia e Svezia.

³⁵ Direttiva 2012/27/UE.

Il recepimento della regolazione europea sugli *smart meter* di seconda generazione da parte della distribuzione elettrica italiana

Il principale operatore del settore della distribuzione elettrica in Italia ha giocato un ruolo fondamentale **nell'adozione delle nuove tecnologie**, in particolare per quanto riguarda i contatori *smart*. La presenza capillare sul territorio nazionale e le economie di scala hanno reso possibile un'implementazione efficiente e rapida di queste innovazioni.

Questo approccio non solo ha permesso al principale operatore di **adeguarsi prontamente alle direttive europee**, ma ha anche **facilitato l'adozione delle stesse da parte degli altri operatori del settore**. Il suo esempio, infatti, ha creato un **circolo virtuoso** che ha accelerato l'intero processo di innovazione con gli ***smart meter* di seconda generazione** all'interno dell'intero sistema elettrico italiano. **L'operatore principale**, grazie alla sua **dimensione e capacità di investimento**, ha svolto un ruolo chiave nel **promuovere un ambiente tecnologicamente avanzato** per tutti gli *stakeholder*.

Questa dinamica ha generato **benefici per il sistema elettrico nazionale nel suo complesso**, migliorando l'efficienza operativa, la qualità e la misurabilità del servizio, contribuendo significativamente al raggiungimento degli obiettivi della direttiva europea in termini di **modernizzazione dei contatori elettrici**.



Figura 25. Le principali tappe del recepimento della regolazione europea sugli *smart meter* di seconda generazione in Italia, 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024.

60. Nel contesto dell'implementazione dei contatori *smart*, è importante considerare anche il tema dei **costi**. Gli unici dati confrontabili a tal proposito sono disponibili nello Studio “*Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*” (2020) della Commissione Europea. Lo Studio presenta **un'analisi costi-benefici sull'installazione di *smart meter* nei Paesi europei**, con risultati non sempre positivi: infatti, tale analisi ha dato esito negativo in Germania, come si può evincere dalla Figura 26.

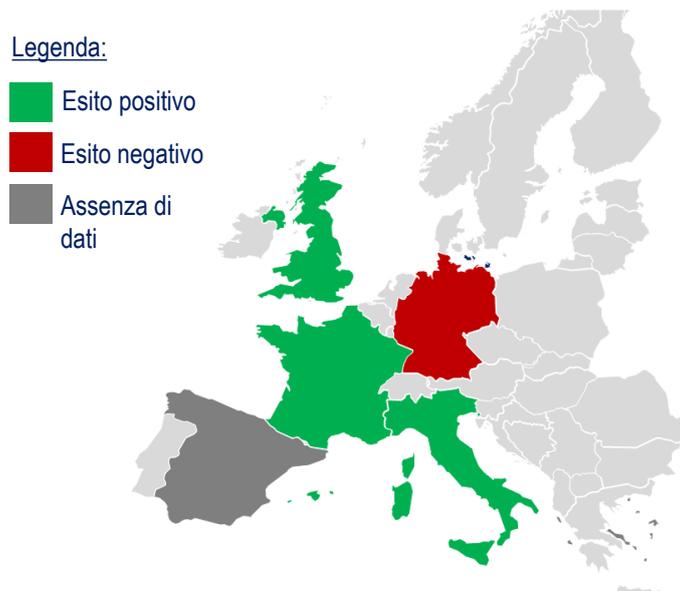


Figura 26. Esito dell'analisi costi-benefici con riferimento all'installazione di *smart meter* in selezionati Paesi europei, 2018. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea: «Benchmarking smart metering deployment in the EU-28» (2020), 2024.

61. È importante quindi sottolineare come il **contesto italiano sia favorevole anche in termini di costi di installazione** dei contatori innovativi riconosciuti dal regolatore. In Italia, infatti, questo costo è stimato pari a **94 Euro**, circa un sesto di quello stimato in Germania (546 Euro)³⁶, e notevolmente inferiore al costo stimato in UK (232 Euro) e in Francia (135 Euro)³⁷.

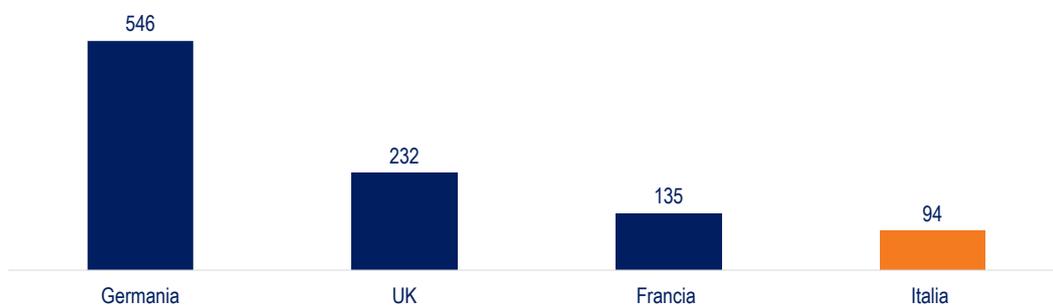


Figura 27. Costo di installazione riconosciuto dal regolatore di uno *smart meter* in alcuni selezionati Paesi europei (valore percentuale), 2018. Fonte: elaborazione TEHA su dati Commissione Europea: «Benchmarking smart metering deployment in the EU-28» (2020), 2024.

62. In questo contesto, è utile sottolineare come la **digitalizzazione** offra nuove opportunità di sviluppo per migliorare l'efficienza e la resilienza del sistema, sfruttando la raccolta e l'analisi di dati per implementare nuovi livelli di analisi, controllo e automazione. Le

³⁶ Il costo è stimato dalle singole autorità nazionali di regolamentazione e supervisione del mercato dell'elettricità in ciascuno Stato membro. I perimetri di calcolo dei costi associati all'installazione variano per ogni Paese e considerano sia i costi CAPEX che OPEX.

³⁷ Le differenze in termini di costi di installazione riconosciuti dal regolatore per gli *smart meter* risentono delle differenze dei costi che i diversi Paesi considerano nell'analisi costi-benefici sopra analizzata.

tecnologie digitali permettono, infatti, una maggiore comunicazione tra dispositivi e facilitano sia il controllo remoto che l'autoregolazione. Una rete intelligente, o **smart grid**, è una rete che sfrutta tecnologie digitali, capace di **coordinare le necessità e le capacità di tutti gli attori** del sistema elettrico per farlo funzionare in modo efficiente, riducendo, ove possibile, i costi e gli impatti ambientali, e aumentando l'affidabilità, la resilienza, la flessibilità e la stabilità del sistema nel suo complesso.

63. Inoltre, la **Smart Sector Integration** (pilastro della transizione energetica) gioca un ruolo fondamentale in questa evoluzione, promuovendo lo sviluppo di **infrastrutture energetiche più integrate e digitalizzate**. Questo approccio, infatti, mira a collegare in modo sinergico diversi settori energetici (come, ad esempio, l'elettricità, il riscaldamento e i trasporti) per ottimizzare l'uso delle risorse, migliorare l'efficienza complessiva del sistema e favorire una transizione energetica sostenibile.
64. La digitalizzazione a 360 gradi della rete di distribuzione elettrica, ovvero l'implementazione completa della *smart grid*, tuttavia, non riguarda solamente gli *smart meter*, ma anche l'integrazione di ulteriori tecnologie avanzate. Esistono infatti diversi **fattori abilitanti di una smart grid**, tra cui:
- **Reti di Telecomunicazioni e Telecontrollo** (*Smart Grid Telecommunication Network* - SGTN): collegano tutti i livelli della rete e permettono il flusso bidirezionale di informazioni e dati tra generazione, trasmissione, distribuzione e consumo, grazie a fibra ottica e *wireless*;
 - **Automazione evoluta**, come ad esempio la *Smart Fault Selection* (SFS) e la *Self-Healing Automatization* (SHA), che consente di identificare e isolare le porzioni di rete guaste in tempi molto brevi, rialimentando le parti di rete sane;
 - **Tecnologie di Cybersecurity**: fondamentali per proteggere la rete elettrica da attacchi informatici che potrebbero causare *blackout* e compromettere la sicurezza dei dati;
 - **Smart Grid Operation Support System (SGOOS)**: integra le tecniche di supervisione e controllo della SGTN con quelle di supervisione e controllo dei dispositivi intelligenti, oggi effettuata tramite i sistemi SCADA³⁸;
 - **Remote Terminal Unit**: un dispositivo elettronico utilizzato per la raccolta dati e il controllo remoto di attrezzature nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
 - **Remote Grid Data Monitor**: sistemi o dispositivi avanzati essenziali per la raccolta, l'analisi effettuata tramite Intelligenza Artificiale e la trasmissione in tempo reale dei dati relativi alle prestazioni della rete elettrica.

³⁸ L'acronimo SCADA si riferisce ai sistemi informatici di *Supervisory Control and Data Acquisition*.

L'integrazione con 5G e edge computing può accelerare il potenziale delle smart grid

L'integrazione delle tecnologie 5G ed edge computing con le reti elettriche può apportare significativi **vantaggi**, tra cui:

- **rilevamento automatico dei guasti**: il 5G consente di identificare e isolare i guasti nella rete di distribuzione in modo **tempestivo**, permettendo di **ripristinare rapidamente** il servizio;
- **monitoraggio avanzato**: le smart grid possono monitorare diversi flussi energetici, **ottimizzando la gestione dell'energia**;
- **ispezione remota**: l'uso di **sensori e videocamere** avanzati permette di ispezionare da remoto il lavoro, **evitando** possibili **errori in fase di accesso** alle sottostazioni primarie;
- **controllo in tempo reale** dei siti di produzione energetica, per favorirne la **manutenzione predittiva**;
- **riduzione dei tempi di risposta**: l'edge computing distribuisce l'elaborazione dei dati vicino alla fonte, **abbattendo i tempi di risposta e migliorando l'efficienza** operativa;
- **flessibilità e prestazioni**: il 5G è in grado di combinare le prestazioni offrendo una **gestione più efficiente della rete**.

Questi vantaggi contribuiscono a rendere le reti **elettriche più resilienti, efficienti e sicure, supportando la transizione** verso fonti di energia rinnovabile e la gestione delle smart grid.

Fonte: elaborazione TEHA su dati Smart5Grid, 2024.

65. La completa implementazione di tecnologie avanzate risulta una **condizione necessaria oltre il 2030** per il settore della distribuzione elettrica, sollevando la necessità per gli operatori di avere, sin da subito, **certezze sugli investimenti da effettuare** per aumentare il loro livello di maturità digitale. È rilevante sottolineare anche il fatto che il livello di maturità digitale di un operatore della distribuzione elettrica incide fortemente sulla capacità di garantire la sicurezza della fornitura e la resilienza della rete, anche alla luce delle nuove e peggiorative condizioni climatiche.
66. In particolare, la **maturità digitale** degli operatori della distribuzione viene comunemente valutata lungo **4 direttrici**:
- **costruzione della rete** e sua espansione al fine di allinearsi alla crescita delle rinnovabili e alla crescente domanda di energia elettrica;
 - **operatività della rete** al massimo del suo potenziale con l'obiettivo di raggiungere la maggiore efficacia ed efficienza;
 - **manutenzione della rete** abilitando la manutenzione «predittiva» e aumentando la sicurezza dei lavoratori e la produttività;
 - **raccolta e valorizzazione dei dati** grazie all'adozione di tecnologie che siano integrate, scalabili e sicure lungo le tre fasi della costruzione, dell'operatività e della manutenzione, permettendo di valorizzare i dati raccolti lungo le tre fasi in oggetto.
67. A completamento di quanto riportato poco sopra, è doveroso constatare come **la presenza di un operatore principale stimoli positivamente gli investimenti in digitalizzazione della rete** nel complesso, come si può notare dalla Figura 28. La

maturità digitale dei DSO è stata valutata attraverso una *survey* realizzata da Eurelectric³⁹, da cui emerge un **gap fra il livello di maturità digitale dei principali operatori** del settore della distribuzione elettrica e quello degli operatori medi in UE-27 lungo tutte le 4 direttrici. In particolare, all'interno della componente di utilizzo e valorizzazione dei dati, alla *cybersecurity* dei principali operatori viene assegnato un punteggio di 10 (il massimo) vs. 7,7 dei DSO in media.

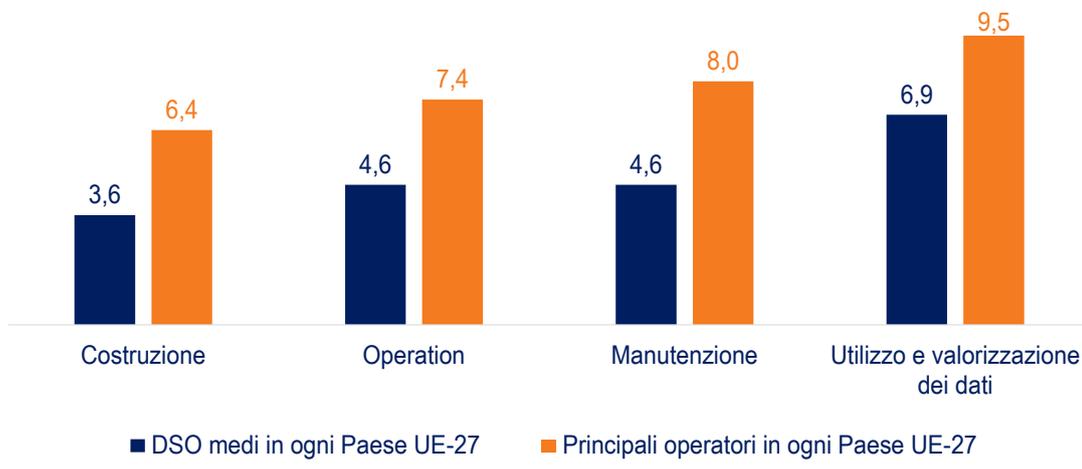


Figura 28. Maturità digitale dei DSO medi e dei principali operatori in ciascun Paese UE-27 (valori in una scala da 1=min a 10=max), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric: «Wired for tomorrow: unleashing the power of digitalization in grids», 2024.

Efficienza

68. All'interno della terza dimensione di analisi, viene affrontata la tematica dell'efficienza del servizio, altro elemento fondamentale per valutare la virtuosità del settore della distribuzione elettrica. Questa dimensione analizza la capacità del sistema di minimizzare le **perdite** di elettricità durante il processo di distribuzione e di gestire i **costi associati alla fornitura** dell'energia alle utenze finali.
69. L'indicatore più esplicativo di questo ambito di misurazione risulta senz'altro essere quello relativo alle **perdite di rete**. Le perdite di rete in fase di distribuzione, definite come **energia elettrica persa rispetto all'energia elettrica totale distribuita**, registrate in Italia nel 2022 si attestano intorno al **4,8%**. Questo valore è inferiore a quelli riportati da Spagna (9,4%), UK (6,7%) e Francia (5,8%), ribadendo ulteriormente la virtuosità del sistema di distribuzione elettrico italiano. L'unico Paese tra quelli selezionati per l'*assessment* a riportare un valore di perdite di rete inferiore a quello italiano è la Germania, che una quota intorno al 4% dell'energia elettrica distribuita. Tuttavia, vale la pena sottolineare come il valore delle perdite di rete sia anche **funzione della capacità di misurazione** del Paese. La Germania, come evidenziato nella Figura 26

³⁹ Fonte: «Wired for tomorrow: unleashing the power of digitalization in grids», Eurelectric, 2024. Eurelectric è la principale associazione di settore che rappresenta gli interessi comuni dell'industria elettrica a livello europeo.

e ripreso anche nella Figura 29 sotto, presenta un tasso di penetrazione degli *smart meter* pari al **14%**. Per questo motivo, il sistema di misurazione delle perdite tedesco non può essere considerato assimilabile a quello degli altri Paesi europei analizzati, non avendo ancora un sistema di contatori digitali sincronizzati orari diffusi (gli *smart meter*), oltre ad avere *standard* differenti rispetto alla tensione dei perimetri di alta, media e bassa tensione.

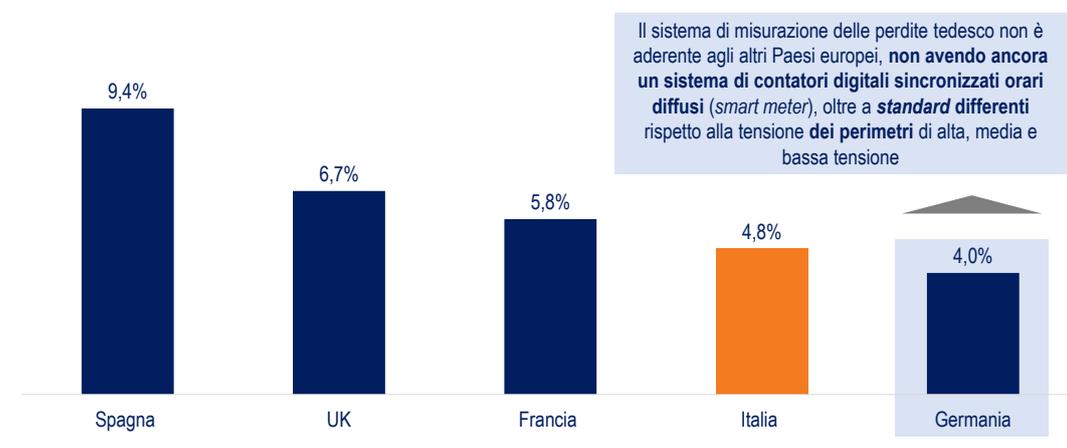


Figura 29. Perdite di rete in fase di distribuzione in alcuni selezionati Paesi europei (valori %), 2022 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e Council of European Energy Regulators (CEER), 2024.

70. La virtuosità in materia di perdite di distribuzione elettrica italiana risulta ancora più evidente quando analizzata congiuntamente all'energia distribuita. Esaminando la matrice che analizza la *performance* delle perdite di rete di distribuzione elettrica in funzione della generazione elettrica distribuita, si evince come l'Italia, pur avendo una quantità di energia distribuita simile a UK (306 TWh in Italia⁴⁰ rispetto ai 295 TWh in UK), riesca ad attestarsi su livelli di perdite di rete inferiori di 1,9 punti percentuali di quelli britannici (4,8% in Italia vs. 6,7% in UK).

⁴⁰ Per motivi di consistenza e comparabilità fra tutti i Paesi analizzati, come stima per l'energia distribuita è stato utilizzato il dato Eurostat "*Electricity available for final consumption*". Per l'Italia è stato utilizzato il consumo di elettricità totale al 2023 (trasmissione e distribuzione) riportato da Terna, pari a 306 TWh.



Figura 30. Asse delle y: Performance di perdite di rete di distribuzione elettrica e Asse delle x: Quantità di energia distribuita (valori % e GW), 2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024.

71. Un ulteriore indicatore di *performance* largamente utilizzato dalla letteratura scientifica per valutare l'efficienza della rete di distribuzione elettrica è quello relativo agli **oneri di distribuzione** a cui sono soggetti gli utenti finali. Anche analizzando questo indicatore, **la performance italiana risulta la più virtuosa** rispetto ai Paesi *benchmark* analizzati. In particolare, prendendo in considerazione gli oneri di distribuzione dell'energia per i consumatori domestici⁴¹, l'Italia ha sempre registrato un prezzo al kWh inferiore durante gli ultimi 7 anni (0,042 Euro/kWh rispetto a 0,060 Euro/kWh in Francia, 0,063 Euro/kWh in Germania e Spagna). Il fatto che gli oneri di distribuzione siano contenuti, nonostante l'Italia sia il sesto Paese in Europa più caro per quanto riguarda il costo dell'energia elettrica complessivo, sottolinea ancor più marcatamente l'efficienza della distribuzione elettrica italiana.

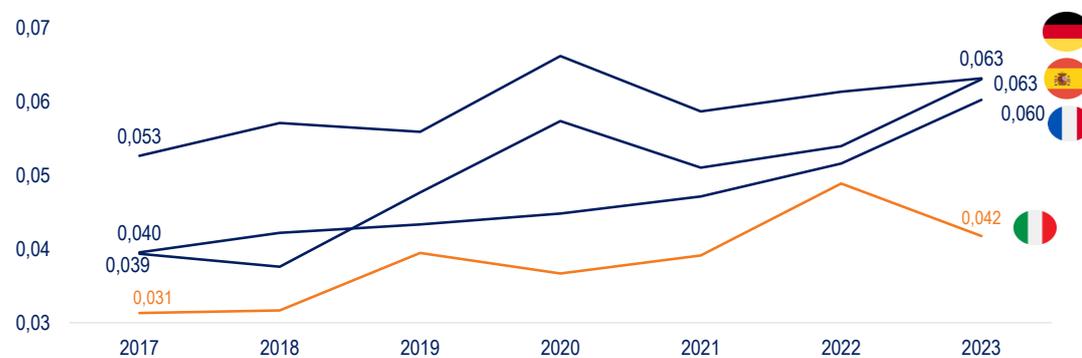


Figura 31. Trend degli oneri di distribuzione dell'energia elettrica per consumatori domestici in alcuni selezionati Paesi europei (Euro/kWh), 2017-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024. N.B.: Secondo la definizione di Eurostat, le utenze domestiche hanno un consumo annuo che varia fra i 2.500 e i 4.999 kWh. I dati relativi a UK non sono stati inclusi in quanto disponibili fino al 2019. A seguito dell'uscita dall'UE il Paese non comunica più i propri dati a Eurostat.

⁴¹ Secondo la definizione di Eurostat, le utenze domestiche hanno un consumo annuo che varia fra i 2.500 e i 4.999 kWh.

Focus: La bolletta dell'energia elettrica in Italia

La bolletta dell'energia elettrica è suddivisa in **diverse componenti** che influiscono sul costo complessivo:

- **Spesa per la materia energia:** composta da una quota fissa (Euro/anno) e una quota energia (Euro/kWh), comprende gli importi relativi alle attività svolte dal venditore per fornire elettricità al cliente;
- **Spesa per il trasporto e la gestione del contatore** (che include gli oneri di distribuzione analizzati nel presente Studio): composta da una quota fissa (Euro/anno), una quota potenza (Euro/kW/anno) e una quota energia (Euro/kWh), comprende le componenti della tariffa di trasporto, distribuzione e misura;
- **Spesa per oneri di sistema:** composta da una quota fissa (Euro/anno) e una quota energia (Euro/kWh), comprende i costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, che vengono pagati da tutti i clienti del servizio;
- **Imposte:** comprende le voci relative all'imposta di consumo (accisa) e all'imposta sul valore aggiunto (IVA).

La **composizione** della bolletta per un'utenza domestica tipo italiana (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo) è la seguente:

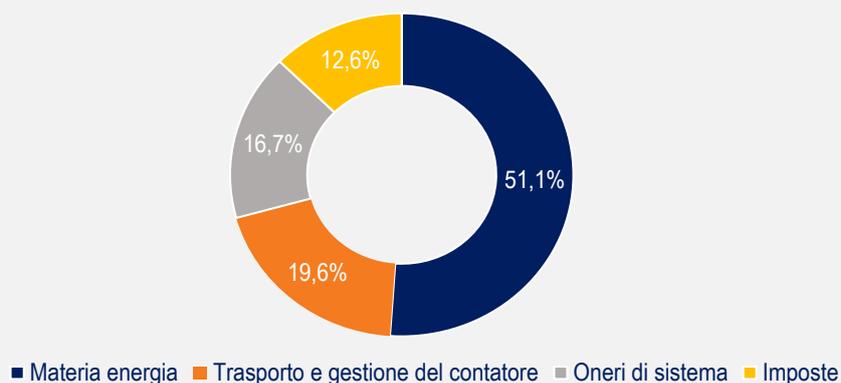


Figura 32. Composizione della bolletta elettrica per un'utenza domestica tipo in Italia (valori %), terzo trimestre 2024.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2024.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2024.

72. Considerazioni simili possono essere estese agli oneri applicati alle **utenze delle piccole e medie imprese (PMI)**⁴². È possibile osservare che, anche in questo caso, i costi per queste categorie di utenze in Italia siano le più basse tra quelle registrate nei Paesi *benchmark* selezionati. In termini quantitativi, nel 2023 gli oneri di distribuzione dell'energia elettrica per le PMI in Italia sono stati pari a 0,009 Euro/kWh, inferiori ai 0,024 Euro/kWh registrati in Francia, ai 0,027 Euro/kWh in Spagna e ai 0,041 Euro/kWh in Germania.

⁴² Secondo la definizione di Eurostat, le piccole e medie imprese (PMI) hanno tra i 10 e i 250 addetti e un fatturato annuo compreso fra 2 e 50 milioni di Euro. In media il consumo annuo di queste imprese varia fra i 500 e i 70.000 MWh. Queste imprese sono molto rilevanti per l'analisi in quanto costituiscono oltre il 90% delle imprese italiane.

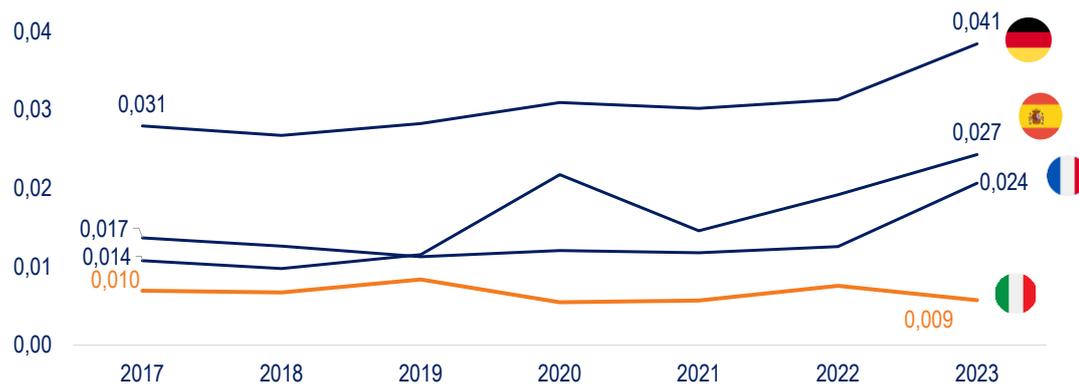


Figura 33. Trend degli oneri di distribuzione dell'energia elettrica per le PMI in alcuni selezionati Paesi europei (Euro/kWh), 2017-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024. N.B.: Secondo la definizione di Eurostat, le PMI hanno tra i 10 e i 250 addetti e un fatturato annuo compreso fra 2 e 50 milioni di Euro. In media, il consumo annuo di queste imprese varia fra i 500 e i 70.000 MWh. Agli oneri totali di trasporto e distribuzione è stata applicata la quota parte relativa alla sola componente di distribuzione da fonte Eurostat. I dati relativi a UK non sono stati inclusi in quanto disponibili fino al 2019. A seguito dell'uscita dall'UE il Paese non comunica più i propri dati a Eurostat.

Efficacia

73. L'ultima macrocategoria di KPI analizzati nel modello di *assessment* analitico riguarda l'efficacia della rete di distribuzione elettrica nei vari Paesi *benchmark* europei. In particolare, all'interno di questa sezione verranno trattate le due principali direttrici del cambiamento di assetto del sistema elettrico:
- la **generazione distribuita**, che implica l'integrazione di fonti di energia rinnovabile e decentralizzata direttamente nella rete di distribuzione;
 - l'**elettrificazione dei consumi finali**, che accentua e rende centrale il ruolo della rete di distribuzione nel soddisfare la crescente domanda di elettricità da parte delle utenze.
74. Valutare l'efficacia secondo queste direttrici permette di capire come il sistema si stia evolvendo per **gestire e ottimizzare le risposte al cambiamento** di paradigma del sistema elettrico, garantendo al contempo che la rete continui a operare in modo efficiente e sostenibile, nonostante le nuove sfide.
75. È importante sottolineare il fatto che, tra i *peer*, la rete di distribuzione elettrica italiana risulta **tra le più capillari**, seconda solo a quella tedesca. Per valutare la capillarità della rete, è stata utilizzato come indicatore la lunghezza della rete di distribuzione elettrica relativizzata alla popolazione del Paese. La rete italiana, che si estende per circa 1,3 milioni di km, risulta estesa per **2,17 km ogni 100 abitanti**. Performance migliore di quella italiana in termini di capillarità è esclusivamente quella del caso tedesco che, con una rete di distribuzione estesa per circa 1,9 milioni di Km, registra un valore del KPI pari a 2,26 Km ogni 100 abitanti.

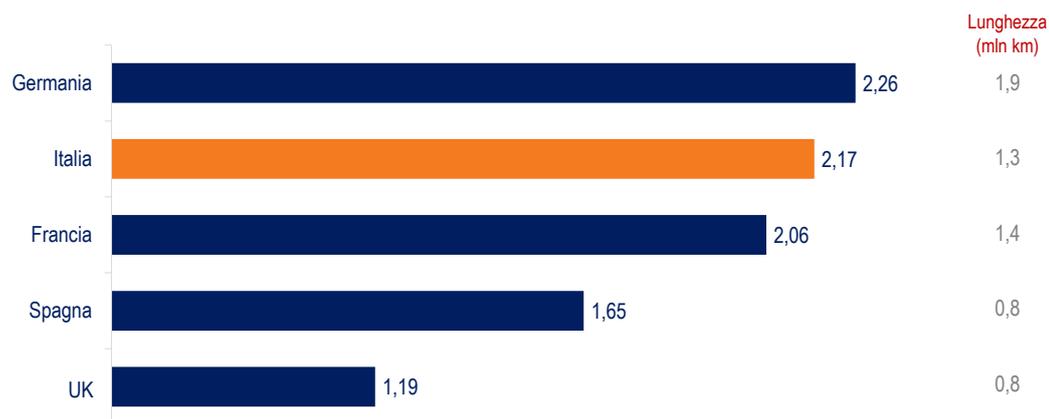


Figura 34. Lunghezza della rete di distribuzione elettrica in alcuni selezionati Paesi europei relativizzata alla popolazione del Paese stesso (km di rete per 100 abitanti), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati CEER, 2024. N.B.: Secondo la World Bank, in tutti i Paesi benchmark considerati la quota di popolazione raggiunta dalla rete elettrica è del 100%.

76. La virtuosità della rete di distribuzione italiana in termini di efficacia rispetto agli altri Paesi benchmark europei è resa ancor più evidente quando la dimensione della capillarità viene analizzata congiuntamente alla conformazione del territorio del Paese. Infatti, mettendo in relazione i km di rete ogni 100 abitanti con la **percentuale di territorio montuoso** sulla superficie totale del Paese si evince come, nonostante una percentuale di territorio montuoso **4 volte superiore** a quello della Germania (60% in Italia vs. 16% in Germania), la rete italiana risulti similmente capillare a quella tedesca (2,17 Km di rete ogni 100 abitanti in Italia, contro 2,26 Km di rete ogni 100 abitanti in Germania).



Figura 35. Asse delle y: Capillarità della rete di distribuzione (Km per 100 abitanti) e Asse delle x: Quota di territorio montuoso sulla superficie totale del Paese (valori %), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati CEER, Commissione Europea ed European Environment Agency (EEA), 2024.

77. Come approfondito nel Capitolo 1 dello Studio, la rete elettrica moderna è caratterizzata da un **flusso multidirezionale di elettricità**, da **molteplici fonti di generazione** e da un **nuovo ruolo dei consumatori**, che diventano parte attiva del sistema, contribuendo alla produzione di energia. L'integrazione efficace di queste fonti di energia distribuita costituisce una connotazione virtuosa della rete elettrica. Anche questo aspetto è stato

quindi valutato all'interno del modello TEHA di *assessment* analitico della *performance* del settore della distribuzione elettrica.

78. I **prosumer** sono i consumatori che svolgono anche attività di produzione di energia. Questi utenti utilizzano, ad esempio, fonti di energia rinnovabile, come i pannelli solari, per generare elettricità. L'energia che i *prosumer* producono in eccesso rispetto al loro fabbisogno può essere immessa nella rete elettrica, contribuendo così alla generazione distribuita e alla sostenibilità del sistema elettrico nel suo complesso. Tuttavia, questo ruolo ibrido di consumatore e produttore rappresenta una **sfida e al contempo un'opportunità** per la rete di distribuzione, che deve adattarsi ed evolvere verso il nuovo paradigma energetico, gestendo **i flussi bidirezionali di energia**.
79. Analogamente a quanto è emerso dall'analisi dei precedenti KPI, l'Italia è il **1°** fra i Paesi *benchmark* europei per **quota di elettricità, autoprodotta, quindi anche fornita dai prosumer**, con un valore pari al **4,1% della domanda totale** (contro una media dei *peer* europei di 3,9%). Gli altri Paesi selezionati per il confronto registrano valori inferiori, pari al 3,2% della domanda totale in Germania, 3,5% in Spagna e 4,1% in Francia. Inoltre, la domanda di elettricità fornita dai *prosumers* in Italia, secondo lo scenario elaborato dal CE Delft⁴³, è prevista crescere notevolmente al 2050, aumentando di **59 punti percentuali**, arrivando così a coprire circa il **64%** della domanda di energia elettrica in Italia.

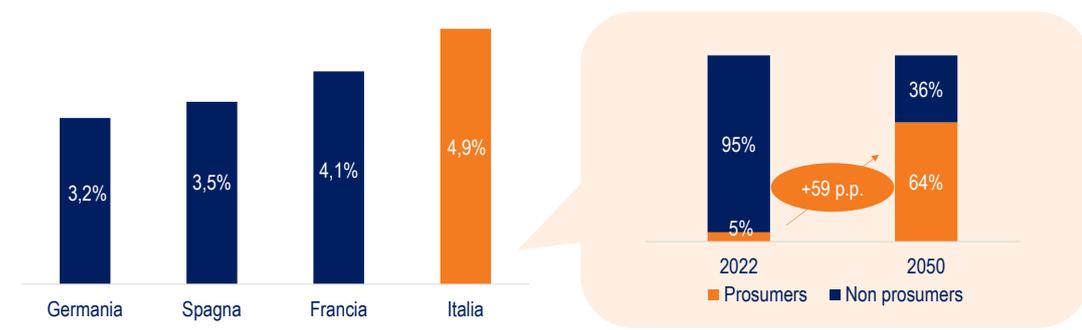


Figura 36. Grafico a destra: Domanda di elettricità fornita dai *prosumers* (valori %), 2022 e Grafico a sinistra: Potenziale di domanda di elettricità fornita dai *prosumers* (valori %), 2022-2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e CE Delft, 2024. N.B.: I *prosumer* sono al tempo stesso consumatori e produttori. I grafici fanno riferimento all'elettricità prodotta dai *prosumers* rispetto alla domanda totale di elettricità. I dati Eurostat sui *prosumers* sono riferiti agli autoproduttori in generale, con impianti di diversa taglia e di diversa tecnologia.

80. In conclusione, l'ultimo indicatore di *performance* analizzato nello Studio Strategico riguarda la **variazione del tasso di elettrificazione dei consumi finali**. Anche in questo caso la *performance* italiana è fra le migliori tra i Paesi analizzati. In particolare, dal grafico sottostante risulta evidente come nell'ultimo decennio, tra i Paesi europei analizzati, esclusivamente Francia ed Italia abbiano registrato un aumento della quota di elettrificazione dei consumi finali, rispettivamente di +0,8 e +0,6 punti percentuali,

⁴³ Secondo lo scenario "Potential of prosumer technologies in the EU" (CE Delft).

mentre Spagna, UK e Germania hanno riportato valori negativi e pari a zero in termini di variazione.

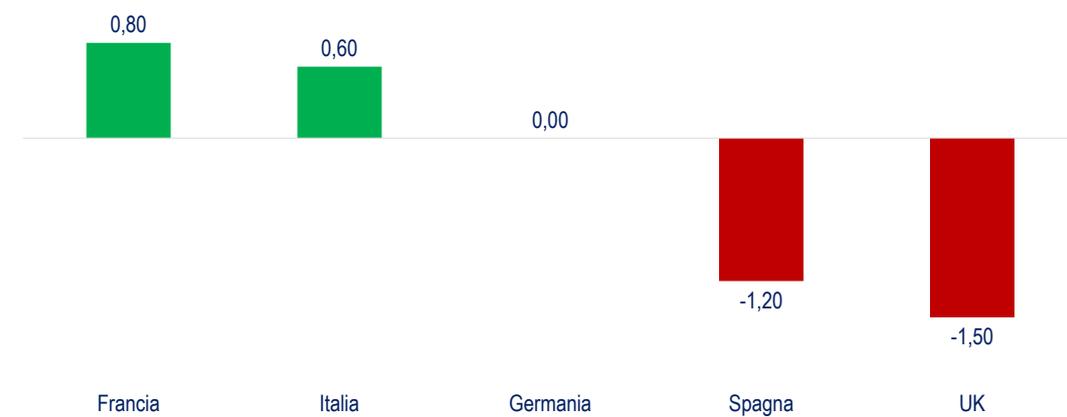


Figura 37. Variazione del tasso di elettrificazione dei consumi finali in alcuni selezionati Paesi europei (valori %), 2013-2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024. N.B.: I dati per il 2023 non sono disponibili.

81. Dopo aver illustrato nel dettaglio la *performance* della rete di distribuzione italiana alla luce di numerose prospettive di analisi, è utile fornire una visione di sintesi dei risultati. In merito a tutti i KPI analizzati, l'Italia risulta:

- 1° tra i *peer* europei per **efficacia degli investimenti (RAB/cliente e RAB/km di rete)**;
- 1° tra i *peer* europei per tasso di **penetrazione e funzionalità⁴⁴ degli smart meter**;
- 2° tra i *peer* europei per *performance* relativa alle **perdite di rete**;
- 1° tra i *peer* europei per **economicità degli oneri di distribuzione dell'energia per famiglie e per piccole e medie imprese (PMI)**;
- 2° tra i *peer* europei per **capillarità della propria rete di distribuzione elettrica**, nonostante sia 1° per **percentuale di territorio montuoso**;
- 1° tra i *peer* europei per **quota di elettricità fornita dai prosumer**;
- 2° tra i *peer* europei per capacità di aumento dell'**elettrificazione dei consumi** negli ultimi 10 anni.

⁴⁴ Per funzionalità si intende, per esempio, la capacità degli *smart meter* di misurare i dati e rendicontarli con un elevato livello di granularità.

2.2 LA RILEVANZA DEL SISTEMA NORMATIVO E REGOLATORIO PER LO SVILUPPO DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA IN ITALIA

82. L'**efficienza**, l'**efficacia**, l'**economicità** e l'**innovazione** della distribuzione di energia elettrica italiana precedentemente esposte sono state garantite da un **sistema normativo-regolatorio particolarmente sviluppato e integrato su più livelli**. Per sistema normativo-regolatorio si fa riferimento all'insieme di leggi, regolamenti e meccanismi di controllo che governano il funzionamento delle reti di distribuzione elettrica di un Paese, assicurando e monitorando che operino in modo equo, trasparente ed efficiente.

Gli schemi regolatori applicati ai DSO nei Paesi europei

Gli **operatori di distribuzione elettrica** (DSO) sono vincolati dagli **enti regolatori nazionali** ad applicare approcci e metodologie comuni per il calcolo dei **propri ricavi** e quindi delle **tariffe** richieste ai **consumatori**. In Europa sono applicati **differenti modelli/schemi regolatori**: esistono impianti regolatori orientati all'**efficienza dei costi**, alla **produttività** o all'**incentivo**. A livello europeo sono state identificate **quattro principali categorie** di modelli di regolazione:

- modelli **price-cap**: questi modelli stabiliscono un tetto massimo al prezzo che gli operatori possono addebitare ai clienti per unità di servizio (servizi di distribuzione) e di conseguenza i ricavi;
- modelli **revenue-cap**: in questo schema, viene stabilito un limite massimo ai ricavi totali che un operatore può ottenere in un periodo specifico;
- modelli **cost-plus**: in questi modelli gli operatori ricevono una remunerazione basata sui costi effettivamente sostenuti, più una percentuale di profitto predeterminata;
- modelli **integrati**: combinano elementi dei modelli *price-cap*, *revenue-cap* e *cost-plus*, cercando di bilanciare l'efficienza dei costi con la necessità di garantire adeguati investimenti e qualità del servizio.

Dei **Paesi europei** (con dati pubblici), il **59%** applica schemi **revenue-cap**, il **15%** schemi **price-cap**, il **15%** schemi **cost-plus** e il restante **11%** schemi **integrati**.

Legenda:
■ Price-cap
■ Revenue-cap
■ Cost-plus
■ Modelli integrati

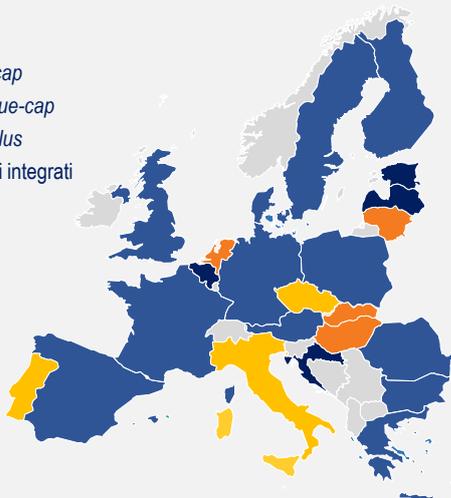


Figura 38. Schemi regolatori applicati ai DSO nei Paesi europei, 2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea (Distribution System Operator Observatory 2022), 2024.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea (Distribution System Operator Observatory 2022), 2024.

83. In Italia, il sistema è caratterizzato da diverse componenti chiave che, insieme, contribuiscono a rendere il settore della distribuzione elettrica **uno dei più avanzati e affidabili d'Europa**. Queste componenti includono:

- **meccanismi di incentivi regolatori volti all'efficienza:** questi meccanismi premiano gli operatori per le loro *performance*, incentivandoli a superare gli *standard* di qualità attraverso premi e penalità in funzione delle relative prestazioni;
- **sistema di remunerazione degli investimenti congruo e stabile:** gli investimenti nel settore della distribuzione elettrica sono remunerati secondo una logica di *rate of return*, che assicura la copertura dei costi effettivi incentivando così l'efficienza e l'innovazione;
- **elementi di protezione normativa e regolatoria ai consumatori:** grazie alla **tariffa unica nazionale**, i consumatori pagano le stesse tariffe di distribuzione a prescindere dai costi effettivi sostenuti dal loro distributore, garantendo che i prezzi rimangano sotto controllo e proteggendo i consumatori da aumenti eccessivi delle bollette. Le tariffe sono aggiustate annualmente per riflettere l'inflazione e altri fattori economici;
- **sistemi di misurazione diffusi e innovativi (*smart e open meter*):** il settore della distribuzione italiano è stato il primo in Europa ad adottare gli *smart meter* e dispositivi di seconda generazione "*Open Meter*", che permettono un monitoraggio *near real time* dei consumi e migliorano l'efficienza della rete;
- **indipendenza e stabilità dell'ente regolatore:** l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) è riconosciuta per la sua indipendenza politica e operativa, essenziale per mantenere l'integrità del processo regolatorio e garantire un sistema trasparente e affidabile;
- **trasparenza dei dati e monitoraggio continuo:** la disponibilità di dati dettagliati sulle *performance* degli operatori, statistiche sui consumi energetici e informazioni sui prezzi e progetti di investimento assicura un livello elevato di trasparenza e responsabilità.

Tali componenti operano congiuntamente per creare un **sistema integrato della distribuzione elettrica** che, non solo supporta la transizione energetica del Paese, ma garantisce anche un servizio di qualità a costi sostenibili per i consumatori finali. Ciascuna di queste componenti ha apportato sensibili benefici al sistema, che si sostanziano nei posizionamenti di *performance* analizzati nel precedente sotto-capitolo e che verranno ulteriormente declinati da qui in avanti.



Figura 39. Componenti del sistema normativo-regolatorio italiano della distribuzione elettrica sviluppato su più livelli. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2024.

Meccanismi di incentivi regolatori volti all'efficienza

84. Uno dei pilastri del sistema è rappresentato dai **meccanismi di incentivazione regolatori basati sulla qualità del servizio** fornito (*output-based*). L'ARERA ha implementato meccanismi di incentivazione che premiano gli operatori in base alle loro *performance*. Gli operatori possono ricevere premi per prestazioni superiori agli *standard* stabiliti e penalità per prestazioni inferiori. Questo modello, noto come "**efficacy-based**", stimola un costante miglioramento della qualità del servizio. Questi meccanismi di incentivazione hanno contribuito nel corso degli anni a migliorare le condizioni di efficienza della rete italiana, come dimostrato per esempio dalla *performance* sulle perdite di rete, dove l'Italia si posiziona al secondo posto tra i *Big-5* europei.

Esclusione dei piccoli DSO dai parametri di efficienza ed efficacia di ARERA

In Italia, i DSO di piccole dimensioni **non sono soggetti agli stessi vincoli di efficienza ed efficacia dei costi** imposti dall'ARERA agli operatori con dimensioni maggiori. Questa eccezione è stata confermata da una recente sentenza del Consiglio di Stato (sentenza n. 04805/2023).

ARERA, tramite la delibera n. 570/2019/R, aveva imposto attraverso il "Testo integrato di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura per il periodo 2020-2025" **pari vincoli e standard di efficacia ed efficienza di performance** tra i DSO a prescindere dalla loro dimensione. Tuttavia, la recente sentenza del Consiglio di Stato ha stabilito che le norme riguardanti l'efficienza e l'efficacia dei costi **non si applicano ai DSO di dimensioni più ridotte**.

Tale esclusione dai parametri regolatori di ARERA è stata motivata da vari fattori. In primo luogo, i DSO con dimensioni di più ridotte dispongono di **risorse finanziarie e operative più limitate** rispetto a operatori di maggiori dimensioni. L'applicazione di rigorosi requisiti di efficienza potrebbe quindi risultare insostenibile per queste imprese, mettendo a rischio la loro stabilità economica. Inoltre, le strutture di costo possono essere influenzate da fattori esterni, come la **densità della clientela** e le **caratteristiche del territorio servito**, rendendo più complicato raggiungere i livelli di efficienza imposti inizialmente dal regolatore.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti ARERA e Consiglio di Stato (sentenza n. 04805/2023), 2024.

Sistema di remunerazione degli investimenti congruo e stabile

85. Un'altra componente cruciale è il **sistema di remunerazione degli investimenti**, che segue una logica di "**rate of return**". Questo approccio di remunerazione riconosce la copertura dei costi effettivi sostenuti tramite l'applicazione di un *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* regolato. Tale sistema di remunerazione garantisce che gli operatori abbiano adeguati **incentivi per investire in infrastrutture e tecnologie innovative** necessarie per mantenere e migliorare la rete elettrica italiana. Tale meccanismo stabile e prevedibile ha contribuito a posizionare l'Italia, come già precedentemente approfondito, prima tra i Big-5 Paesi europei per efficacia degli investimenti, con una RAB per cliente e per km di rete migliore dei Paesi oggetto di analisi.

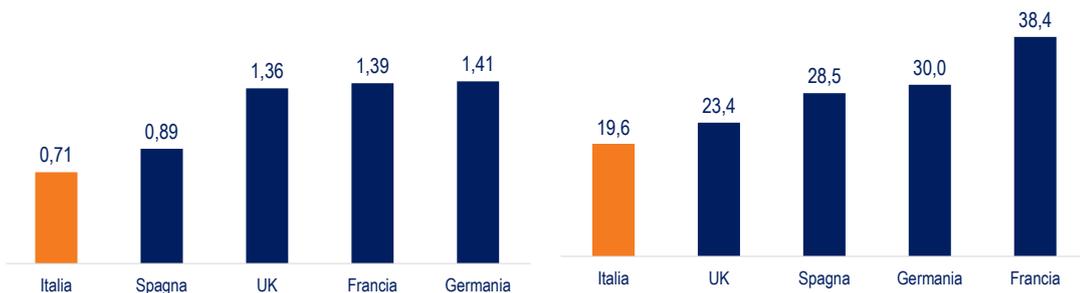


Figura 40. Grafico a sinistra: *Regulatory Asset Base (RAB)* per cliente nei Paesi europei (migliaia di Euro/cliente finale), 2023 o ultimo anno disponibile e Grafico a destra: *Regulatory Asset Base (RAB)* per km di rete nei Paesi europei (migliaia di Euro/Km di rete), 2023 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Arera, Eurostat e DSO dei vari Paesi, 2024.

Elementi di protezione normativo/regolatori ai consumatori

86. La **protezione dei consumatori** è un altro aspetto fondamentale del sistema di distribuzione elettrica italiano. Grazie alla **tariffa unica nazionale**, i consumatori pagano le stesse tariffe di distribuzione a prescindere dai costi effettivi sostenuti dal loro distributore, garantendo che queste siano accessibili ed eque. Le tariffe vengono periodicamente riviste per riflettere l'inflazione e altri fattori economici, come il costo dell'energia, l'andamento dei mercati finanziari e le necessità di investimento nelle infrastrutture di rete. Questo approccio dinamico assicura che i prezzi rimangano sotto controllo, proteggendo i consumatori da **aumenti eccessivi delle bollette** e garantendo al contempo la **sostenibilità economica del sistema di distribuzione**.
87. In questo senso, è utile riprendere rapidamente le analisi di confronto europeo sulla *performance* della rete di distribuzione riportate in precedenza; l'Italia, infatti, è uno dei Paesi più economici, tra quelli selezionati, per quanto riguarda gli oneri di distribuzione dell'energia per famiglie e per le piccole e medie imprese (PMI). Questo risultato è dunque frutto di una combinazione di **regolamentazione efficace**, **efficienza operativa** e **investimenti mirati** che hanno permesso di mantenere bassi i costi di distribuzione, senza compromettere la qualità del servizio. I consumatori italiani beneficiano quindi di

un servizio di distribuzione elettrica affidabile e a costi contenuti, un fattore che contribuisce positivamente alla **competitività dell'economia nazionale**.

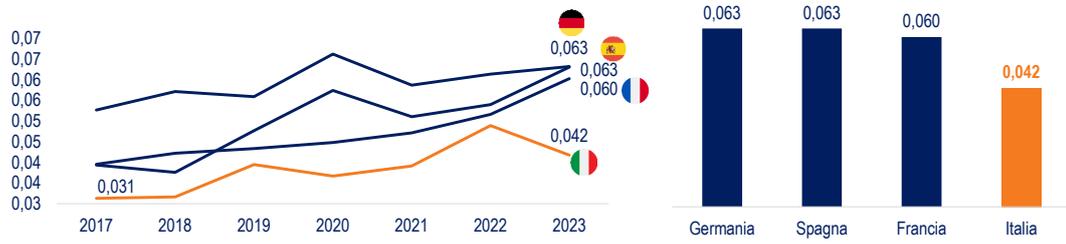


Figura 41. Grafico a sinistra: *Trend* degli oneri distribuzione dell'energia per consumatori domestici* nei Paesi europei (Euro/kWh), 2017-2023 e Grafico a destra: Oneri distribuzione dell'energia per consumatori domestici* nei Paesi europei nel 2023 (Euro/kWh), 2023. (*) Agli oneri totali di trasporto e distribuzione è stata applicata la quota parte relativa alla sola componente di distribuzione da fonte Eurostat. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024.

Sistemi di misurazione diffusi e innovativi (*smart e open meters*)

88. L'**innovazione tecnologica** gioca un ruolo significativo nel rendere il sistema di distribuzione efficiente ed efficace. L'Italia è stata pioniera nell'adozione degli *smart meters* e ha recentemente completato la sostituzione con dispositivi di seconda generazione **Open Meter**. Gli *Open Meter* sono innovativi in quanto capaci di **registrare sia i prelievi che le immissioni di energia**, abilitando un'attività di misurazione molto più raffinata rispetto ai modelli precedenti, garantendo una **gestione da remoto**, un monitoraggio dei consumi ogni 15 minuti e una misurazione delle perdite più precisa rispetto agli altri Paesi. L'adozione di questi sistemi di misurazione avanzati ha permesso all'Italia di mantenere una posizione di *leadership* tra i *Big-5* europei per tasso di "innovatività" e gestione efficiente della rete e delle perdite energetiche.

Indipendenza e stabilità dell'ente regolatore

89. L'**indipendenza e la stabilità di ARERA** sono elementi cruciali per il buon funzionamento del sistema regolatorio italiano. L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente è riconosciuta per la sua **indipendenza politica e operativa**, essenziale per mantenere l'integrità del processo regolatorio. Questo grado di indipendenza è garantito da un processo di nomina dei vertici che prevede criteri rigorosi e trasparenti: il Presidente e i membri del Consiglio di ARERA sono nominati con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Presidente del Consiglio dei Ministri, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, sentite le competenti Commissioni parlamentari. Questo processo di nomina multilivello garantisce che i vertici dell'autorità siano scelti per le loro competenze tecniche e professionali.
90. Non tutti i Paesi europei hanno lo stesso modello di *governance* del proprio ente regolatore. Ad esempio, in **Francia**, la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) vede i suoi membri nominati direttamente dal Governo, dunque espressione diretta del potere esecutivo. Analogamente, in **Spagna**, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) ha un processo di nomina sottoposto al Governo.

91. L'ente regolatorio italiano è dotato di **autonomia decisionale, finanziaria e organizzativa**, caratteristiche che ne rafforzano l'indipendenza. Questo permette ad ARERA di operare con imparzialità, adottando decisioni che riflettono esclusivamente l'interesse pubblico e la necessità di garantire stabilità ed efficienza del sistema energetico.

L'interdipendenza settoriale di ARERA

Il sistema regolatorio italiano, gestito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), si distingue in Europa per la sua esperienza e autorevolezza. La stabilità dell'attuale quadro regolatorio è fondamentale per gli **operatori economici**, in quanto è in grado di **garantire certezza e prevedibilità nel settore energetico**. La sua **autonomia** le permette di regolare cinque settori di competenza, mantenendo un equilibrio tra l'indirizzo politico del Governo e la regolazione tecnica.

In tutta l'UE solo **Italia e Lituania** dispongono di una **singola Autorità competente** per **elettricità, gas, telecalore, acqua e rifiuti**. Ci sono solo **quattro** altri casi in tutta l'Unione Europea di enti regolatori che trattano **contemporaneamente elettricità, gas, acqua e rifiuti**, ma non il teleriscaldamento (Grecia, Lettonia, Romania e Ungheria). **11** Autorità, invece, affiancano all'energia almeno un altro settore, tipicamente i **servizi idrici**.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti ARERA e fonti varie, 2024.

Trasparenza dei dati e monitoraggio continuo

92. Un altro pilastro fondamentale dell'ecosistema della distribuzione elettrica in Italia è rappresentato dalla **forte trasparenza dei dati** raccolti da tutti gli attori del sistema e dei **meccanismi di monitoraggio continuo** delle *performance* di distribuzione. La trasparenza dei dati e il monitoraggio continuo sono garantiti da **ARERA** e dal **Gestore dei Servizi Energetici** (GSE), che rendono disponibili al pubblico una vasta gamma di dati sulle *performance* degli operatori, statistiche sui consumi energetici, informazioni sui prezzi e dettagli sui progetti di investimento. Questo livello di trasparenza e monitoraggio continuo assicura un sistema affidabile, responsabile e governabile.
93. ARERA pubblica regolarmente *report* dettagliati sulle **performance degli operatori** del settore, offrendo una panoramica chiara e aggiornata sull'**efficienza** e l'**affidabilità** del sistema di distribuzione. Questi *report*, accessibili pubblicamente, includono dati sulle perdite di rete e sulla qualità del servizio fornito, permettendo ai consumatori e agli *stakeholder* di valutare le prestazioni degli operatori in modo trasparente.
94. Inoltre, ARERA fornisce **statistiche dettagliate sui consumi energetici**, suddivise per settore (residenziale, industriale, commerciale) e per regione, offrendo una visione completa del fabbisogno energetico del Paese. Questo livello di dettaglio è fondamentale per identificare tendenze di consumo, prevedere la domanda futura e pianificare investimenti nelle infrastrutture di rete.
95. Il **GSE**, invece, sempre su mandato di ARERA, gioca un ruolo fondamentale nel **monitoraggio**. Il GSE, infatti, raccoglie e pubblica dati sulla produzione di energia, sui certificati verdi e sui progetti incentivati. Questi dati sono accessibili tramite piattaforme

pubbliche, che permettono agli utenti di consultare **informazioni aggiornate in tempo reale**.

96. Un esempio concreto di come la trasparenza dei dati sia applicata è la **pubblicazione delle tariffe e dei prezzi dell'energia**. ARERA e GSE rendono disponibili informazioni dettagliate sui prezzi dell'energia elettrica, sulle componenti tariffarie e sugli eventuali adeguamenti periodici. Questo permette ai consumatori di comprendere meglio le proprie bollette e di prendere decisioni informate riguardo ai propri consumi energetici.
97. La trasparenza è ulteriormente supportata attraverso strumenti di **consultazione pubblica**. ARERA organizza regolarmente incontri e consultazioni con i vari *stakeholder*, inclusi consumatori, imprese, enti locali e associazioni di categoria. Questi momenti di confronto sono cruciali per assicurare che le decisioni regolatorie siano basate su un **ampio consenso** e tengano conto delle esigenze di tutti gli attori coinvolti.
98. Questo livello di trasparenza e monitoraggio continuo assicura un sistema affidabile e responsabile, che non solo **protegge i consumatori** ma favorisce anche un **ambiente competitivo e innovativo**.

CAPITOLO 3

GLI INVESTIMENTI RICHIESTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE E LE SFIDE FUTURE DERIVANTI DAL POSSIBILE MUTAMENTO DI ASSETTO NORMATIVO-REGOLATORIO

99. L'ultimo Capitolo del Rapporto Strategico si pone l'obiettivo di esaminare e quantificare gli **investimenti necessari per lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica** in Europa e in Italia, coerentemente con le sfide poste dal mutato assetto del sistema elettrico e dal cambiamento climatico. Saranno inoltre analizzati gli ambiti verso i quali indirizzare gli investimenti e i relativi **impatti diretti, indiretti e indotti, attuali e prospettici** sul sistema-Paese.
100. Inoltre, verranno analizzati i **possibili rischi** per il settore della distribuzione elettrica a fronte dell'incertezza e del mutamento dell'attuale sistema normativo – regolatorio, in particolar modo a fronte degli ingenti investimenti richiesti per affrontare le nuove sfide.

3.1 IL FABBISOGNO DI INVESTIMENTI PER GARANTIRE LO SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE IN ITALIA

101. Come analizzato nei precedenti Capitoli, a fronte delle **sfide** poste dalla transizione energetica dal mutato assetto del sistema elettrico moderno (caratterizzato da una maggiore incidenza di FER sulla generazione elettrica, da una sempre più crescente quota di elettrificazione dei consumi finali e da un ruolo dei consumatori finali sempre più attivo nella generazione elettrica) e da un **crescente impatto dei cambiamenti climatici**⁴⁵, è sempre più necessario un **adeguamento della rete elettrica**, che dovrà essere potenziata al doppio della velocità degli ultimi 50 anni.
102. In particolare, secondo le stime della Commissione Europea, più del **60%** degli investimenti previsti nella rete elettrica europea al 2030 è destinato alla rete di distribuzione (circa **351 miliardi di Euro**). In particolare, gli operatori della rete di distribuzione saranno chiamati a investire in alcune dimensioni strategiche:
- **gestione della domanda:** permettendo alla rete di essere in grado di gestire l'aumento della domanda di nuovi allacci dettata dalla crescente elettrificazione di riscaldamento, trasporti e settori industriali;
 - **gestione della generazione:** rafforzando la capacità della rete di gestire il flusso inverso di energia proveniente dalle fonti rinnovabili e consentendo una migliore e più efficiente distribuzione dell'energia prodotta in eccesso, specialmente dei clienti domestici;

⁴⁵ Per un maggiore approfondimento si rimanda al Capitolo 1 del presente Rapporto Strategico.

- **rinnovo e sostituzione:** investendo nel rinnovo e nella sostituzione delle infrastrutture di distribuzione più vetuste;
- **resilienza mirata:** migliorando la resilienza della rete per renderla adatta alla maggiore frequenza di eventi climatici estremi previsti per il prossimo futuro, tramite, ad esempio, l'interramento dei cavi o l'installazione di nuovi collegamenti di alimentazione, per aumentare la capacità di riserva;
- **diffusione degli smart meter:** potenziando la diffusione dei contatori intelligenti nei punti di connessione dei clienti e dei sistemi ausiliari e implementando i software necessari a gestire le informazioni che ne derivano e a garantirne il corretto funzionamento;
- **digitalizzazione del sistema:** investendo nella digitalizzazione dei sistemi e nell'automazione delle sottostazioni, aspetti fondamentali per migliorare l'efficienza e la sicurezza delle reti di distribuzione elettrica, al fine di aumentare la flessibilità della rete, ridurre i tempi di intervento e implementare misure di *cybersecurity* necessarie a proteggere le infrastrutture critiche da minacce informatiche e garantire la continuità del servizio.

103. Più nello specifico, a **livello europeo**, secondo le stime di Eurelectric, già tra il 2020 e il 2023 gli investimenti annui nella rete di distribuzione sono aumentati del **+24%**, passando da 29 miliardi di Euro investiti nel 2020 a 36 miliardi di Euro investiti nel 2023. Tuttavia, per far fronte alle sfide che la rete di distribuzione si ritroverà ad affrontare, gli investimenti annui nella rete di distribuzione sono previsti aumentare del **+80%** tra il 2024 e il 2050, arrivando a raggiungere una quota pari a **65 miliardi di Euro all'anno nei prossimi 27 anni**. Per raggiungere il fabbisogno di investimento stimato al 2050, rispetto alla media del periodo 2020 - 2023, gli investimenti annui dovrebbero quindi aumentare di **1,9 volte**.

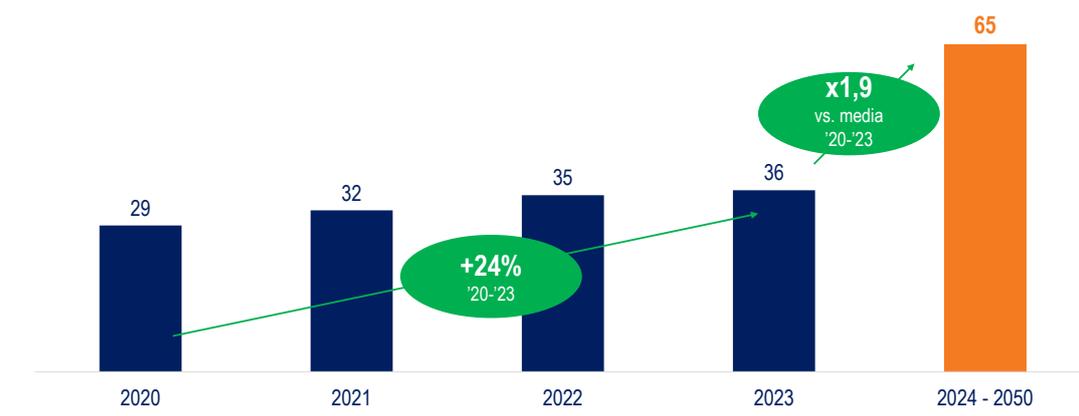


Figura 42. Investimenti annui storici e attesi nella rete di distribuzione in Europa (miliardi di Euro), 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024-2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric, 2024.

La ripartizione degli investimenti prospettici nella rete di distribuzione secondo Eurelectric

Gli investimenti stimati da Eurelectric fanno riferimento a uno scenario di massimo sviluppo della rete verso il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine. In particolare, secondo le stime, gli investimenti nella rete elettrica dovranno **raddoppiare** rispetto ai valori attuali nei prossimi 15 anni, passando **da 36 miliardi di Euro del 2023 a 72 miliardi di Euro annui tra il 2024 e il 2040**, per poi ridursi a 58 miliardi di Euro annui nell'ultimo decennio fino al 2050.

I 65 miliardi di Euro previsti all'anno corrispondono approssimativamente al **54,2%** dell'ammontare speso in sussidi ai combustibili fossili nell'UE, che è stato pari a circa 120 miliardi di Euro nel 2022. Non preparare la rete in tempo, infatti, rallenterebbe la transizione energetica e metterebbe a rischio la sicurezza dei sistemi economici, energetici e sociali. Basti pensare che nel 2021 i danni economici dovuti alle interruzioni di corrente sono stati stimati in **50 miliardi di Euro**.

Secondo Eurelectric, infatti, il decennio attuale è caratterizzato da una **crescita straordinaria dell'elettricità**, paragonabile ai periodi tra le due guerre mondiali e al periodo post-bellico. La crescita della domanda fino al 2040 è guidata dalla rapida elettrificazione dell'economia in generale, e in particolare dei settori dei trasporti e del riscaldamento. Un mancato intervento potrebbe portare a ritardi nelle connessioni e a una maggiore congestione della rete, rallentando la transizione energetica.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric, 2024.

104. A livello europeo, nei prossimi anni, secondo le stime di Eurelectric il rafforzamento della rete per soddisfare la domanda rappresenterà il **43% degli investimenti**. Quest'ultimi garantiranno che la rete sia sufficientemente dimensionata per gestire l'aumento della domanda derivante dall'elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti.
105. Si prevede infatti una diffusione di 165 milioni di veicoli elettrici entro il 2050 (vs. 10 milioni al 2022) e di 251 milioni di pompe di calore (vs. 19,8 milioni al 2022). La **sostituzione e il rinnovo degli asset** della rete rappresenteranno invece il **27%** degli investimenti, con l'obiettivo di modernizzare le infrastrutture della rete per ottimizzarne l'affidabilità e la resilienza. Il **rafforzamento della rete**, guidato dalla generazione, invece, rappresenta il **12%** degli investimenti annuali e consentirà di deviare l'eccesso di produzione rinnovabile da un'area locale a dove è più necessario. Infine, la **resilienza** mirata indirizzerà il **18%** degli investimenti, con l'obiettivo di rafforzare la rete e costruire ulteriori ridondanze attraverso la creazione di maglie.
106. Inoltre, gli investimenti nelle **reti a bassa tensione (BT)** dovranno rappresentare il **42,6%** dei 65 miliardi di Euro di investimenti annuali previsti, quelli nelle **reti a media tensione (MT)** il **39,7%** e quelli nelle reti ad **alta tensione (AT)** il **17,7%**.
107. In termini di **costi unitari**, i progetti in alta tensione risultano più costosi a causa della complessità tecnica e della scala. La rete in bassa tensione – rappresentando oggi il **60%** della lunghezza della rete – in ottica prospettica collegherà la maggior parte dei nuovi carichi di veicoli elettrici e pompe di calore, aggiungendo un carico sostanziale alla rete.

108. Spostando il *focus* sulla situazione italiana, tra il 2025 e il 2034 sono previsti circa **6 miliardi di Euro** di investimenti all'anno nella rete di distribuzione. Con riferimento all'andamento storico, l'Italia registra un *trend* di crescita degli investimenti, che tra il 2018 e il 2023 è raddoppiato, passando da 1,8 miliardi di Euro nel 2018 a 3,7 miliardi di Euro investiti nel 2023. Secondo i dati preliminari e i piani industriali dei principali operatori del settore, nel 2024 sono previsti **4,7 miliardi di Euro**, un ammontare di **1,8 volte** superiore rispetto alla media del 2018 – 2023, a sottolineare già l'attuale sforzo che gli operatori stanno portando avanti per rispondere alle crescenti sfide del settore della distribuzione elettrica.

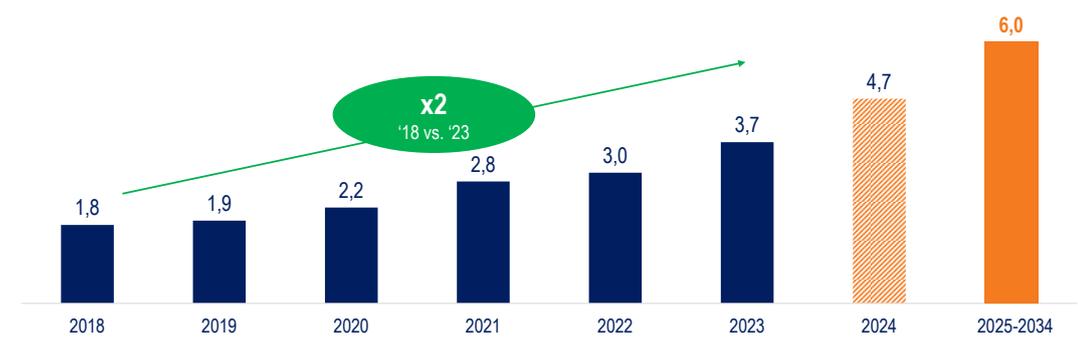


Figura 43. Investimenti annui per lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica in Italia (miliardi di Euro), 2018-2024 e 2025-2034. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurelectric e principali operatori del settore, 2024. N.B.: Gli investimenti considerano i principali operatori di distribuzione italiani. L'anno 2024 considera piani industriali e proiezioni di investimento dei principali operatori di distribuzione italiani.

3.2 GLI IMPATTI DIRETTI, INDIRETTI E INDOTTI DERIVANTI DAGLI INVESTIMENTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA IN ITALIA

109. Gli investimenti nella rete di distribuzione elettrica non si limitano a generare un impatto circoscritto al settore dell'energia, ma hanno positive e significative ricadute sull'intera economia nazionale. Ai fini del presente Studio, tali ricadute sono state stimate da Open Economics con una metodologia e un *dataset* proprietari. Nel dettaglio, è stata condotta un'analisi sugli **impatti socioeconomici diretti, indiretti e indotti** generati **nel Sistema economico italiani** dalla spesa in investimenti nella rete di distribuzione elettrica nazionale.

110. L'analisi è stata svolta utilizzando una Matrice di Contabilità Sociale dell'economia italiana (SAM) scomposta in 63 settori e disaggregata a livello provinciale. Tale metodologia applica strumenti e tecniche di valutazione in linea con le prassi metodologiche internazionali. Il *dataset* di configurazione SAM è da fonte ISTAT aggiornato al 2022.

111. Andando nel dettaglio dei risultati dell'analisi, si stima che i circa **6 miliardi di Euro** (precedentemente analizzati come ammontare annuo investito da parte degli operatori nella rete di distribuzione elettrica in Italia) potrebbero generare a loro volta nel Sistema Paese:

- circa **13 miliardi di Euro di Valore Aggiunto**. In altre parole, gli investimenti nella rete di distribuzione elettrica sono in grado di contribuire in modo diretto, indiretto e indotto alla generazione di circa lo **0,7% del PIL nazionale**. L'impatto sul PIL, in termini di Valore Aggiunto, è di **2,4 miliardi di Euro** di tipo diretto (la stessa spesa diretta in investimenti nettata dai flussi intermedi), di ulteriori **2,2 miliardi di Euro** generati dall'attivazione economica di catene di fornitura e sub-fornitura nell'economia Italiana e di **8,6 miliardi di Euro** generati dalla re-immissione nell'economia nazionale dei redditi abilitati dagli investimenti nella rete di distribuzione elettrica;



Figura 44. Impatto diretto, indiretto e indotto in termini di Valore Aggiunto degli investimenti nella rete di distribuzione italiana (infografica). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Open Economics, 2024.

- circa **27 miliardi di Euro di valore della produzione**. Gli investimenti nella rete di distribuzione potranno infatti generare un significativo incremento del fatturato per le aziende che vi partecipano, creando un impatto positivo sull'intero ecosistema economico. A titolo esemplificativo, quando vengono effettuati investimenti per modernizzare e ampliare le infrastrutture di rete, le aziende coinvolte in queste attività vedono un aumento diretto delle opportunità di *business* (es. la costruzione e l'ammodernamento delle reti richiedono, tra l'altro, forniture di materiali, impiego di ingegneri e tecnici specializzati);
- circa **170.000 occupati**. Gli investimenti nella rete di distribuzione non solo generano posti di lavoro direttamente legati alla costruzione e manutenzione delle infrastrutture, ma stimolano anche una serie di opportunità occupazionali indirette, contribuendo a un effetto positivo sull'intero mercato del lavoro e sull'economia locale, rappresentando una leva importante per la crescita e la stabilità dell'occupazione a lungo termine;
- circa **12 miliardi di Euro di redditi per le famiglie**. L'aumento della domanda di manodopera qualificata e specializzata, l'effetto positivo sugli stipendi diretti e l'impatto economico più ampio sui settori a monte e a valle della rete di distribuzione contribuiscono a migliorare le retribuzioni e il potere d'acquisto dei lavoratori, creando un ciclo di crescita e stabilità economica.



Figura 45. Quantificazione degli investimenti annui e degli impatti abilitati dagli investimenti nella rete di distribuzione (illustrativo). *Fonte: rielaborazione TEHA Group su dati OpenEconomics, 2024.*

3.3 VERSO UN FUTURO SOSTENIBILE PER LA DISTRIBUZIONE ELETTRICA IN ITALIA

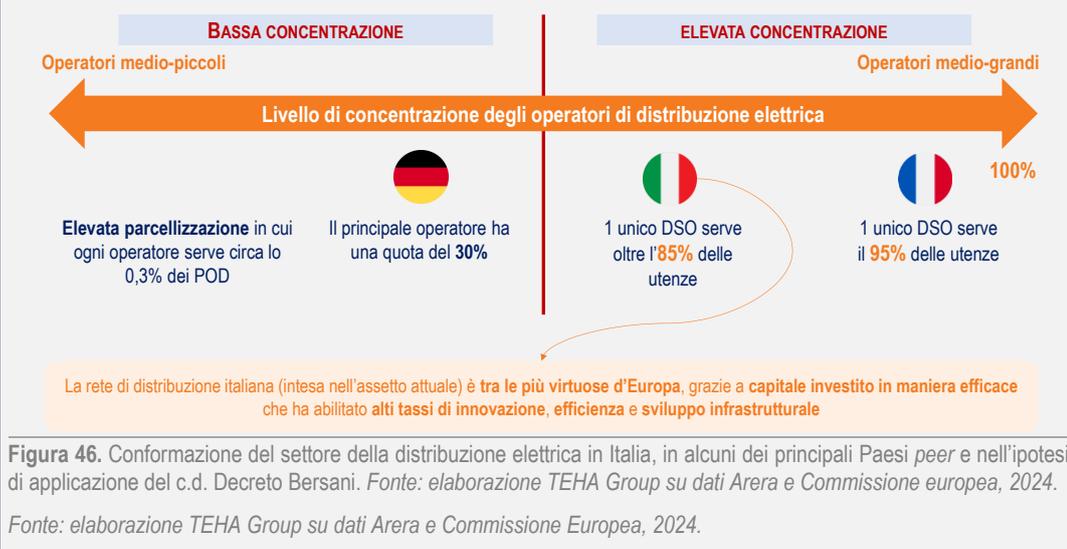
112. Come analizzato nel presente Rapporto Strategico, il sistema di distribuzione elettrica in Italia riporta risultati notevoli in termini di efficienza, efficacia e innovazione. Questo, come precedentemente esposto, è stato possibile grazie a un sistema integrato normativo-regolatorio avanzato e a una struttura del settore capace di affrontare positivamente le evoluzioni di contesto. Questi fattori hanno permesso di bilanciare gli interessi dei vari *stakeholder*, incentivando gli investimenti necessari per modernizzare la rete e rispondere alle esigenze in continua evoluzione.

Una visione di sintesi sulla configurazione del settore della distribuzione elettrica in Italia e i relativi potenziali sviluppi

L'**attuale configurazione** della rete di distribuzione elettrica italiana si distingue per la sua elevata efficienza e qualità del servizio, frutto di investimenti efficaci che hanno permesso di raggiungere alti livelli di innovazione e sviluppo infrastrutturale. In particolare, in Italia **un singolo DSO** serve circa l'**85%** delle **utenze**, garantendo **economie di scala** significative e una **gestione centralizzata efficiente**.

Il settore della distribuzione elettrica in Italia è disciplinato dal **Decreto Bersani** (Decreto Legislativo 79/1999), che ne ha stabilito le modalità di concessione. In particolare, il Decreto ha stabilito – alla scadenza delle concessioni fissata al 31/12/2030 – un **processo di riassegnazione mediante gara** delle stesse, avviando le procedure non oltre il quinquennio precedente la scadenza del 31 dicembre 2030 (ovvero entro il 31 dicembre 2025). Inoltre, il Decreto Bersani fissa anche i termini dimensionali dei lotti oggetto di gara: la dimensione minima dei lotti **non deve essere inferiore al territorio comunale**, mentre quella massima viene fissata a **un quarto dei clienti finali (25% del mercato)**.

Considerando i due scenari di minima e massima concentrazione previsto dal Decreto, l'applicazione del Decreto Bersani potrebbe portare l'Italia: *i)* ad una elevata parcellizzazione, in cui ogni operatore serve circa lo 0,3% dei POD (in Italia circa pari a 37 milioni), pari a 100.000 POD, ovvero la quota minima da raggiungere entro il 31 dicembre 2025 per partecipare alle gare per il rinnovo delle concessioni di distribuzione elettrica in scadenza nel 2030; *ii)* a una **conformazione del mercato simile a quella tedesca**, dove il principale operatore (E.ON) ha una quota di circa il 30%.



113. In un'ottica prospettica, è cruciale garantire le **condizioni di ottimizzazione** del sistema normativo-regolatorio per il settore della distribuzione elettrica in Italia. Alla luce della **necessità di effettuare ingenti e crescenti investimenti** nella rete già nel breve e medio termine, è fondamentale **assicurare la continuità delle performance conseguite** in termini di capacità ed efficacia degli investimenti, qualità del servizio, innovazione ed economicità per gli utenti finali.

114. Un'attenta valutazione dell'adeguatezza del quadro normativo-regolatorio è indispensabile per **evitare potenziali rischi**, che possono essere suddivisi in due categorie:

- **rischi per gli utenti finali;**
- **rischi per gli operatori.**

Rischi per gli utenti finali

- **Riduzione dell'efficienza, dell'efficacia e dell'economicità del servizio:** la frammentazione delle economie di scala potrebbe portare a una riduzione dell'efficienza e dell'efficacia del servizio offerto. Ciò potrebbe tradursi in una diminuzione della qualità del servizio e in un aumento dei costi operativi, penalizzando gli utenti finali che potrebbero usufruire di un servizio meno efficiente;
- **Potenziale rialzo delle tariffe:** la perdita delle economie di scala potrebbe comportare un incremento delle tariffe elettriche per gli utenti finali. Questo aumento dei costi potrebbe derivare dalla necessità di compensare la mancanza di efficienza economica attraverso un maggior prelievo tariffario. Diversamente, fino a oggi, il valore è sempre stato trasferito all'utente finale grazie alle economie di scala, che sono state valorizzate attraverso un'adeguata regolazione.

Rischi per gli operatori

- **Potenziali ritardi negli investimenti:** la complessità di un sistema con molti piccoli operatori potrebbe causare ritardi significativi negli investimenti necessari per l'aggiornamento e la manutenzione della rete. Questi ritardi si tradurrebbero in una minore capacità di investimento da parte dei nuovi concessionari, mettendo a rischio l'affidabilità e la modernizzazione della rete elettrica;
- **Minore propensione agli investimenti da parte degli attuali concessionari:** l'incertezza legata alla riassegnazione delle concessioni mediante gara può ridurre la propensione agli investimenti da parte degli operatori esistenti. Questa incertezza può derivare dal timore di non recuperare gli investimenti fatti, data la possibilità di perdere la concessione. Di conseguenza, gli operatori potrebbero essere riluttanti a impegnare capitali significativi, compromettendo così la qualità del servizio e l'innovazione tecnologica.

115. Per affrontare queste sfide, è necessario quindi che vi sia un **quadro normativo-regolatorio stabile e prevedibile**, che incentivi gli investimenti e garantisca una gestione efficiente della rete. Infatti, solo attraverso un quadro normativo stabile, una **regolazione adeguata** e un **coordinamento efficace tra i diversi attori** del settore sarà possibile mantenere e migliorare gli **standard di servizio** e **competitività** del sistema elettrico e industriale italiano.

116. Guardando al di fuori dell'Italia, con l'obiettivo di approfondire come l'assetto attuale normativo-regolatorio italiano per il settore della distribuzione elettrica si differenzi rispetto a quello dei principali Paesi europei, è stata sviluppata un'**analisi comparativa**

per meglio comprendere affinità e diversità relativamente alle concessioni di distribuzione elettrica.

117. In Europa, tra i Paesi peer analizzati (Germania, Francia, Spagna e UK), la **Germania** è l'unico Paese che adotta una **procedura competitiva** per l'assegnazione delle concessioni di distribuzione elettrica. Negli altri Paesi analizzati, l'assetto normativo per le concessioni di distribuzione elettrica varia significativamente. Nonostante le differenze, però, è bene sottolineare come tutti rispettino le normative europee, che richiedono standard minimi di servizio e regolazione. In particolare:

- in **Francia** le autorità locali sono responsabili dell'assegnazione dei contratti di concessione. Tuttavia, non possono scegliere l'operatore, che è stabilito per legge (Enedis e le altre società locali) ai sensi dell'articolo 111-52 della legge francese. I contratti di concessione restano assegnati in maniera continuativa tramite accordi plurilaterali e senza gare. La concessione per il servizio di distribuzione della città di Parigi, ad esempio, è stata recentemente rinnovata fino al 2050, confermando Enedis come gestore principale;
- in **Spagna** le aziende di distribuzione elettrica operano attraverso autorizzazioni amministrative che non hanno una durata predefinita e, una volta assegnate, restano valide fino a che l'azienda concessionaria rispetti le condizioni stabilite nel contratto di assegnazione;
- in **Germania** la legge impone alle autorità locali di assegnare le concessioni delle reti nell'ambito di una procedura pubblica competitiva e non discriminatoria. Non è consentito assegnare un contratto di concessione direttamente a un operatore pubblico locale e le concessioni non possono superare i 20 anni;
- nel **Regno Unito**, la rete di distribuzione è gestita tramite licenze e non si applica alcuna procedura competitiva per l'assegnazione.

Un'analisi comparativa tra la performance del modello italiano e i modelli tedesco e francese

Dall'analisi comparativa effettuata, è possibile individuare alcune considerazioni rilevanti per il caso italiano. Da un lato, il **modello tedesco** – caratterizzato da una **frammentazione significativa** – ha portato a **performance peggiori** rispetto all'Italia, come evidenziato da una minore installazione di *smart meter* e costi di distribuzione più elevati.

KPI	Differenza di performance tra Germania e Italia
Installazione di <i>smart meter</i>	-86 p.p. (e 1° rollout invece del 2°)
Costo installazione per <i>smart meter</i>	+480%
Oneri di distribuzione per consumatori domestici	+50%
Oneri di distribuzione per PMI	+375%
RAB per cliente finale	+100%
RAB per km	+35%

Figura 47. Differenza di performance tra sistema di distribuzione elettrico tedesco e italiano. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2024. NB. I valori della Germania relativamente alla RAB per cliente e per km fanno riferimento a E.ON, il più grande operatore di distribuzione elettrica tedesco. Relativamente agli oneri di distribuzione e alla RAB occorre sottolineare come i valori più elevati per la Germania possano essere ricondotti – almeno in parte – a una rete più estesa (a causa della maggiore superficie del territorio) rispetto a quella italiana (1,9 milioni di km vs. 1,3 milioni di km) e ad una maggiore energia distribuita (478mila GWh vs. 306mila GWh).

D'altra parte, il **modello francese**, garantendo **continuità e stabilità** attraverso un meccanismo di **rinnovo automatico delle concessioni** legato al raggiungimento di obiettivi di performance, assicura un controllo centralizzato delle infrastrutture e facilita la pianificazione a lungo termine.

118. Guardando dunque al futuro, il sistema di distribuzione elettrica italiano deve continuare a evolversi per rispondere alle nuove sfide poste dalla **transizione energetica** e dalla **crescente elettrificazione dei consumi**. È essenziale che gli investimenti nella rete di distribuzione continuino a crescere e che l'evoluzione prospettica del sistema normativo-regolatorio, attualmente in linea con la normativa europea, non diventi un ostacolo agli investimenti necessari per l'evoluzione della rete elettrica. In particolare, bisognerebbe evitare che eventuali cambiamenti nel quadro normativo-regolatorio possano frenare l'aggiornamento e il potenziamento delle infrastrutture di distribuzione.
119. La **frammentazione delle filiere**, sia in senso verticale che orizzontale, potrebbe complicare ulteriormente la gestione della rete, aumentando i costi complessivi e riducendo l'efficienza operativa. Una frammentazione eccessiva, infatti, rischierebbe di moltiplicare i punti di controllo e di decisione, creando **inefficienze e rallentamenti nei processi**.

120. Per raggiungere realisticamente gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione e per evitare rischi di deterioramento del sistema, è cruciale **costruire un quadro normativo-regolatorio chiaro e stabile**. Un sistema regolatorio ben strutturato è fondamentale non solo per mantenere l'affidabilità e la qualità del servizio, ma anche per promuovere l'innovazione e l'efficienza economica nel lungo periodo. Una *governance* efficace, supportata da un quadro normativo-regolatorio certo e duraturo, è la chiave per garantire che il sistema energetico italiano possa **affrontare le sfide future e continuare a crescere in modo sostenibile e resiliente**.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- ACER, “*Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*”, 2023
- Asian Development Bank (ADB), “*Climate Risk and Adaptation in the Electric Power Sector*”, 2012
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2023 – Volume 1*”, 2024
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2022 – Volume 1*”, 2023
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2021 – Volume 1*”, 2022
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2020 – Volume 1*”, 2021
- Bertolini M. e Blasi S., “*The Role of the DSOs in the Energy Transition Towards Sustainability. A Case Study from Italy*”, 2021
- Bundesnetzagentur e Bundeskartellamt, “*Monitoring Report 2022*”, 2022
- CE Delft, “*Potential of prosumer technologies in the EU*”, 2021
- CEER, “*2nd CEER Report on Power Losses*”, 2020
- CEER, “*CEER Report on Power Losses*”, 2017
- Center for Strategic & International Studies (CSIS), “*Significant Cyber Incidents Since 2006*”, 2024
- Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR), “*Relazione sulla sicurezza energetica nell’attuale fase di transizione ecologica*”, 13 gennaio 2022
- Commissione Europea, “*Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*”, 2019
- Commissione Europea, “*Clean energy for all Europeans package*”, 2019
- Commissione Europea, “*Distribution System Operator Observatory 2022*”, 2023
- Commissione Europea, “*Distribution System Operator Observatory 2020*”, 2021
- Commissione Europea, “*Distribution System Operator Observatory 2018*”, 2019
- Commissione Europea, “*Distribution System Operator Observatory 2016*”, 2016

- Commissione Europea, “*EU Action Plan for Grids*”, 2023
- Commissione Europea, “*Raggiungere l’impatto zero sul clima entro il 2050*”, 2019
- Commissione Europea, “*Smart grids in the European Union*”, 2023
- Commissione Europea, “*The European Green Deal*”, 2019
- Elettricità Futura, “*Piano 2030 del settore elettrico: le opportunità per la filiera italiana*”, 2023
- Elettricità Futura, “*REPowerEU per l’Italia al 2030*”, 21 giugno 2022
- Eurelectric, “*Decarbonisation Speedways*”, 2023
- Eurelectric, “*Distribution Grids in Europe*”, 2020
- Eurelectric, “*Eurelectric Action Plan on Grids*”, 2023
- Eurelectric, “*Grids for Speed*”, 2024
- Eurelectric, “*Power Distribution Grid: Critical enabler of the European Green Deal*”, 2020
- Eurelectric, “*Power System of the Future*”, 2023
- Eurelectric, “*Wired for tomorrow: unleashing the power of digitalization in grids*”, 2024
- Eurelectric e E.DSO, “*Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition*”, 2021
- European Environment Agency, “*Energy prosumers in Europe. Citizen participation in the energy transition*”, 2022
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2023 – Solare Fotovoltaico*”, 2024
- IEA, “*Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Market and Developing Economies*”, 2024
- TEHA Group, Community Valore Acqua per l’Italia, “*Libro Bianco Valore Acqua per l’Italia*”, 2024
- TEHA Group, Community Valore Acqua per l’Italia, “*Libro Bianco Valore Acqua per l’Italia*”, 2023
- TEHA Group, Community Valore Acqua per l’Italia, “*Libro Bianco Valore Acqua per l’Italia*”, 2022

- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*” (PNIEC), 2024
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*” (PNIEC), bozza di giugno 2023
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*” (PNIEC), 2019
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2024
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2023
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2022
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2021
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2020
- REA, “*Energy Transition Readiness Index 2023*”, 2023
- Terna e Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2022*”, 2022
- Terna, “*Impianti di generazione*”, 2023
- U.S. Department of Energy, “*Electric Grid Supply Chain Review: Large Power Transformers and High Voltage Direct Current Systems*”, 2022

