

Analisi 01

Preparare la rete elettrica dell'UE all'azzeramento delle emissioni nette



CORTE
DEI CONTI
EUROPEA

IT

2025

Indice

	Paragrafo
Sintesi	I - VII
Introduzione	01 - 14
Alimentare l'azione dell'UE per il clima mediante l'elettrificazione	01 - 02
La politica dell'UE sta plasmando il sistema elettrico del futuro	03 - 09
La rete elettrica dell'UE	10 - 12
Ruoli e responsabilità	13 - 14
Estensione e approccio dell'analisi	15 - 19
Investimenti nella rete elettrica nell'UE	20 - 39
Per la transizione energetica sono necessari investimenti di rete su vasta scala	20 - 23
L'attuale ritmo degli investimenti pianificati nella rete da parte dei gestori è inferiore al fabbisogno stimato dalla Commissione europea	24 - 26
I progetti di infrastrutture di rete richiedono più tempo dei progetti di energia da fonti rinnovabili	27 - 29
Una preparazione lunga e complessa ostacola investimenti tempestivi	30 - 37
Pianificazione della rete	31 - 34
Autorizzazioni, attrezzature e manodopera qualificata	35 - 37
Iniziative dell'UE per accelerare gli investimenti nella rete	38 - 39
Ottimizzare gli investimenti nella rete	40 - 58
Le misure di flessibilità riducono gli investimenti nella rete necessari	40 - 43
Possibilità di una maggiore flessibilità della rete	44 - 47
L'offerta genera flessibilità del sistema man mano che emergono soluzioni sul versante della domanda e dello stoccaggio	48 - 55
Flessibilità dell'offerta e della domanda	48 - 51
Soluzioni di stoccaggio	52 - 53
Prosumatori e comunità energetiche	54 - 55

Iniziative dell'UE per promuovere misure di flessibilità	56 - 58
Finanziare gli investimenti nella rete	59 - 77
I quadri normativi influenzano le decisioni di investimento	59 - 61
L'incidenza degli investimenti nella rete sulle bollette dell'energia elettrica non è chiaro	62 - 67
I gestori di rete necessitano di avere accesso ai finanziamenti	68 - 74
Iniziative dell'UE in materia di finanziamenti	75 - 77
Osservazioni conclusive	78 - 82
Allegato I – Evoluzione della politica dell'UE per le reti elettriche	
Allegato II – Principali caratteristiche delle reti elettriche dell'UE	
Allegato III – Evoluzione degli obiettivi dell'UE in materia di energia e di clima	
Allegato IV – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e settori da migliorare a livello dell'UE per quanto riguarda l'esercizio di pianificazione	
Allegato V – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e ambiti da migliorare a livello dell'UE per promuovere la flessibilità	
Allegato VI – Quadri normativi per la remunerazione dei gestori di rete negli Stati membri dell'UE	
Allegato VII – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e ambiti da migliorare a livello dell'UE per quanto riguarda i quadri normativi per la remunerazione dei gestori di rete	
Allegato VIII – Fondi dell'UE per gli investimenti in infrastrutture della rete elettrica	

Abbreviazioni

Glossario

Équipe della Corte dei conti europea

Sintesi

I Spesso diamo per scontato che l'energia elettrica sarà disponibile al semplice tocco di un interruttore, ma dietro le quinte occorre trovare un delicato equilibrio, perché l'elettricità deve essere utilizzata o stoccata nell'istante in cui viene prodotta. Sia nelle città affollate che nelle località più remote, la rete elettrica dell'UE deve trasmettere e distribuire costantemente e in modo uniforme l'energia elettrica alle abitazioni e alle imprese, collegando 266 milioni di famiglie e imprese con più di 11,3 milioni di km di linee, abbastanza per fare il giro della Terra 282 volte.

II Poiché le decisioni sulla neutralità climatica plasmano il futuro, è cruciale garantire che la rete sia pronta per l'azzeramento delle emissioni nette. La rete deve consentire il consumo di energia elettrica e integrare in modo affidabile l'energia da fonti rinnovabili per promuovere la decarbonizzazione e la sicurezza dell'approvvigionamento, mantenendo al contempo l'energia elettrica a prezzi accessibili. La presente analisi illustra la situazione attuale e le principali tendenze delle reti elettriche dell'UE nonché le politiche correlate. Sebbene vi sia ancora tempo per un'azione decisiva, il documento presenta anche sfide e opportunità per soluzioni più efficienti nel contesto della transizione energetica.

III Il presente documento non è una relazione di audit, bensì un'analisi basata prevalentemente su informazioni di dominio pubblico o su materiale raccolto appositamente a tal fine. Per fornire una panoramica completa della situazione, gli auditor della Corte hanno effettuato visite di informazione in due Stati membri e hanno avuto scambi con personale della Commissione, delle autorità nazionali di regolamentazione e con altri importanti portatori di interessi. Hanno esaminato i piani di sviluppo della rete e analizzato i dati relativi alla capacità finanziaria dei gestori di rete.

IV Per cercare di raggiungere l'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050, devono essere effettuati investimenti su vasta scala nella rete. Secondo le stime della Commissione, per soddisfare il fabbisogno fino al 2050 sono necessari da 1 994 a 2 294 miliardi di euro; il semplice mantenimento dell'attuale livello degli investimenti pianificati non sarà sufficiente. Si riconosce che sono necessari urgenti sforzi di potenziamento per accelerare il ritmo degli investimenti. Il successo dipende dal superamento di sfide cruciali, tra cui il coordinamento della pianificazione delle reti in tutta l'UE, la razionalizzazione delle procedure di autorizzazione e la soluzione delle carenze di attrezzature e di manodopera.

V Il fabbisogno di investimenti può essere ridotto rendendo più flessibile sia la rete che il sistema elettrico nel suo complesso. Il fatto che l'UE ambisca ad azzerare le emissioni nette e a raggiungere una maggiore indipendenza energetica rappresenta un'opportunità, che arriva al momento giusto, per promuovere soluzioni efficienti quali la gestione della domanda, lo stoccaggio dell'energia elettrica e tecnologie avanzate di rete, che contribuiscono a ridurre al minimo la necessità di espansioni infrastrutturali su vasta scala. Anche i consumatori che producono e consumano energia possono svolgere un ruolo importante nel nuovo sistema energetico più flessibile.

VI I quadri normativi sono fondamentali per garantire la disponibilità di investimenti sufficienti nella rete, in quanto determinano il guadagno e la remunerazione dei gestori. Le modalità di finanziamento sono particolarmente importanti in una situazione in cui alcuni gestori si trovano ad affrontare un aumento del rischio di credito e faticano ad accedere ai necessari investimenti iniziali. L'impatto a lungo termine degli investimenti nella rete sulla bolletta dell'energia elettrica è poco chiaro e difficile da prevedere. Anche se le tariffe di rete potrebbero aumentare nel breve periodo, la Commissione stima che il prezzo della produzione di energia elettrica rimarrà relativamente stabile nel lungo periodo, grazie al crescente utilizzo di energia meno costosa proveniente da fonti rinnovabili.

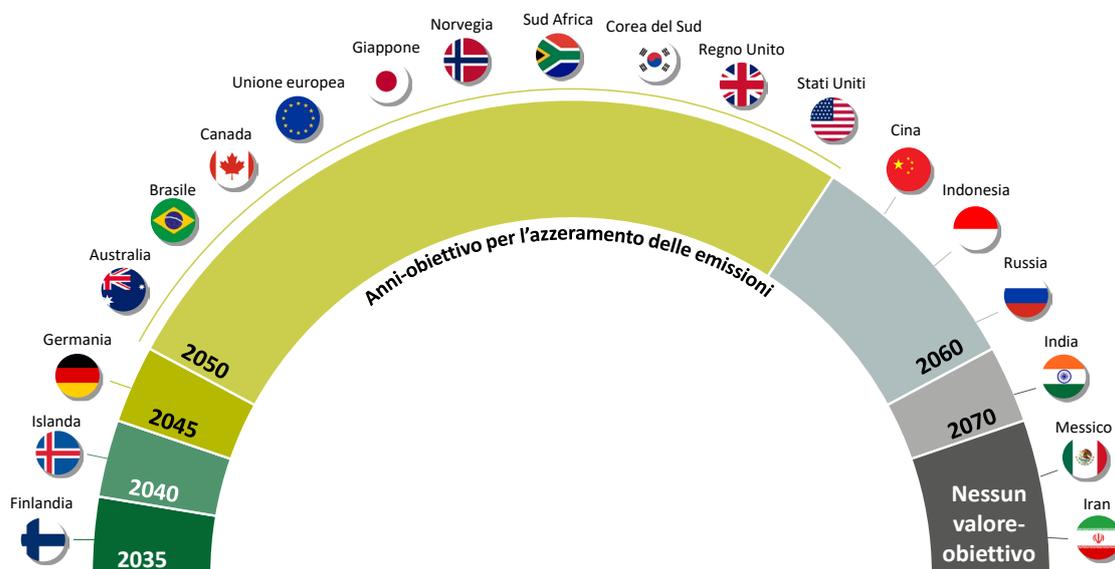
VII L'Unione europea svolge un ruolo fondamentale nel preparare la rete per l'azzeramento delle emissioni nette: in particolare, migliorando la governance e la pianificazione generali e creando il contesto normativo necessario. Allo stesso tempo, gli Stati membri e i gestori delle reti sono responsabili dello sviluppo delle reti e di affrontare le relative sfide pratiche, normative e finanziarie.

Introduzione

Alimentare l'azione dell'UE per il clima mediante l'elettrificazione

01 Nel 2015 il mondo ha concluso un [accordo](#) vincolante per contrastare i cambiamenti climatici e limitare il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2° C. Ciò richiede una riduzione significativa delle emissioni mondiali di gas a effetto serra e una trasformazione totale dei sistemi energetici responsabili di una parte significativa di tali emissioni. Nell'ambito di questo sforzo mondiale, l'UE si è impegnata a conseguire l'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050 ([figura 1](#)).

Figura 1 – Analisi comparativa dell'azione dell'UE per il clima



Fonte: Cortei dei conti europea, sulla base di dati tratti da AIE, *Global Energy and Climate Model*, Parigi, 2024, capitolo 1.1.2 *announced pledges scenario*, licenza CC BY 4.0.

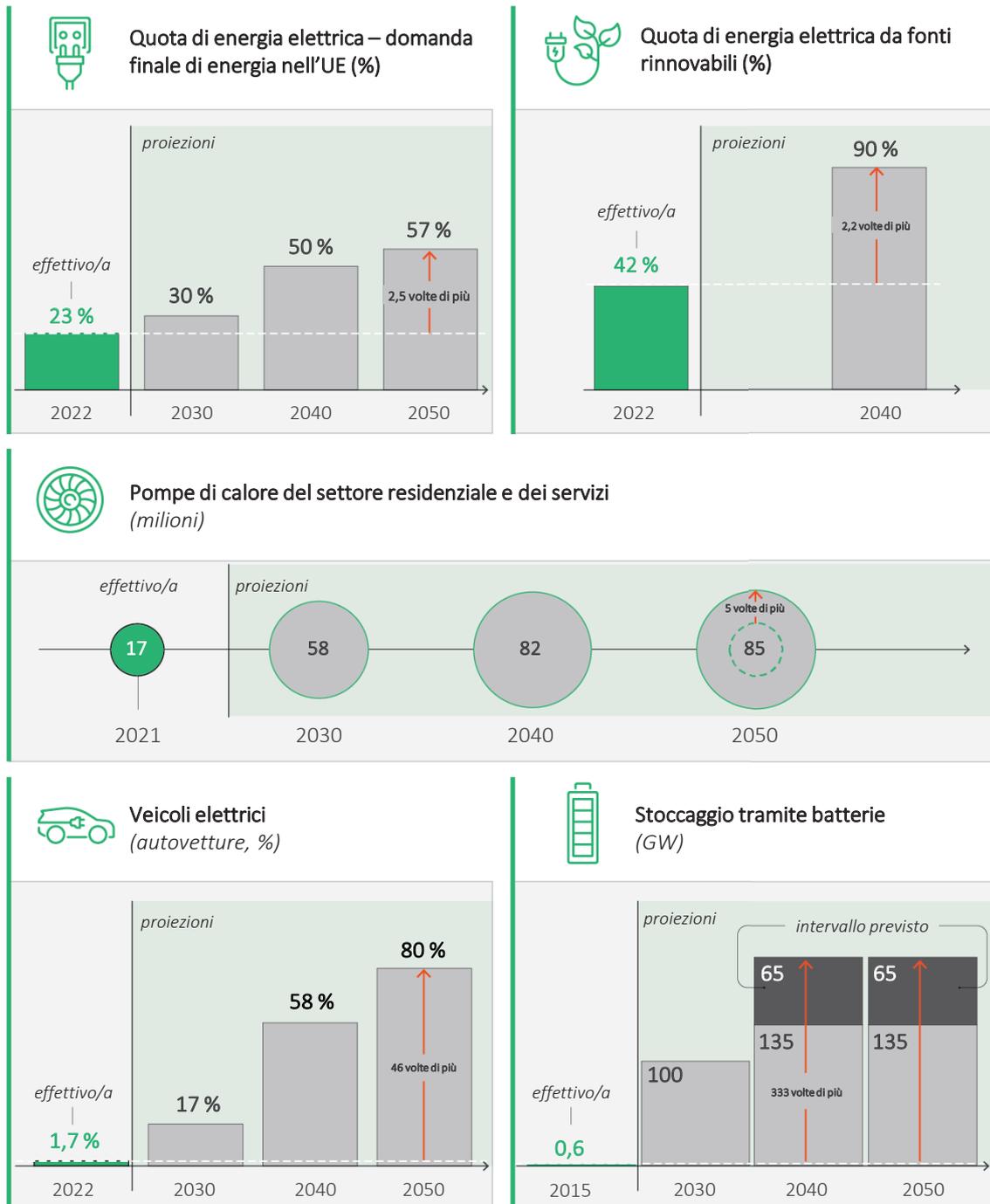
02 Secondo l'[Agenzia internazionale per l'energia \(AIE\)](#), ci troviamo ora in un decennio cruciale per gli sforzi in materia di azione per il clima. Le economie avanzate dovrebbero decarbonizzare i loro settori dell'energia elettrica entro il 2035, in un momento in cui l'energia elettrica dovrebbe svolgere un [ruolo sempre più significativo](#) nel sistema energetico nel suo complesso. Si prevede che la domanda di energia elettrica sarà più che raddoppiata tra il 2022 e il 2050 ([figura 2](#)), trainata da una forte crescita dei seguenti settori:

- trasporti (ad esempio, veicoli elettrici);
- riscaldamento (ad esempio, pompe di calore elettriche);

- industria (maggiore elettrificazione dei processi).

L'energia da fonti rinnovabili è al centro della transizione energetica: nel 2023 rappresentava già il **30 % della produzione mondiale di energia elettrica**. Uno dei principali risultati conseguiti dall'UE è stata la produzione di circa il **42 % di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2022**.

Figura 2 – Tendenze concernenti l'energia elettrica nell'UE



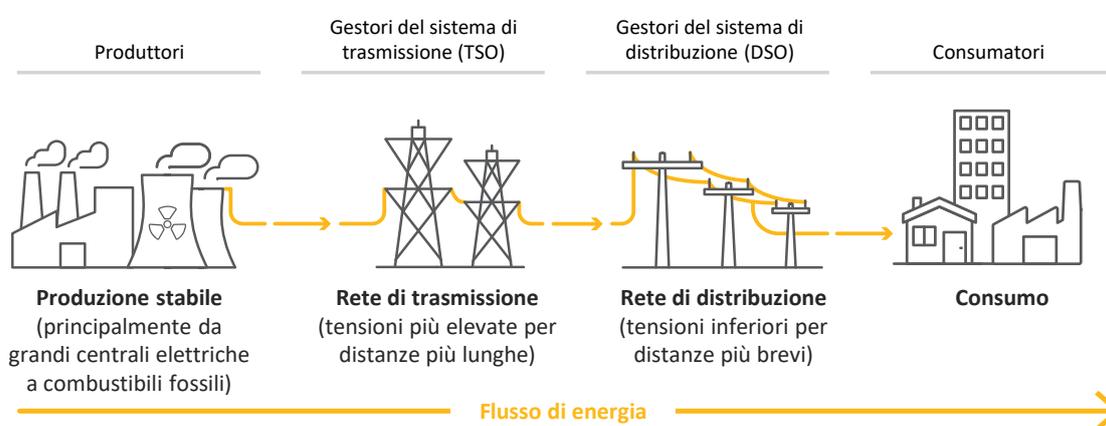
Fonte: Cortei dei conti europea, sulla base di dati Eurostat per i valori effettivi e sulla base di informazioni della Commissione per i rimanenti dati: [COM\(2024\) 63](#) e [SWD\(2024\) 63](#), *Securing our future, Heat pumps in the EU*, 2022, e [SWD \(2021\) 307](#), *Progress on competitiveness of clean energy technologies*.

La politica dell'UE sta plasmando il sistema elettrico del futuro

03 La politica dell'UE in materia di energia elettrica fa parte di una più ampia politica energetica volta a creare un mercato interno dell'energia elettrica competitivo, sicuro e sostenibile che consenta di conseguire sia gli obiettivi climatici che la crescita economica dell'UE.

04 Il mercato dell'energia elettrica era tradizionalmente dominato da monopoli integrati verticalmente, in cui l'energia elettrica passava a senso unico dalle grandi centrali ai consumatori attraverso sistemi elettrici gestiti a livello centrale (*figura 3*).

Figura 3 – Sistema elettrico tradizionale



Fonte: Corte dei conti europea.

05 Con l'introduzione del primo, secondo e terzo pacchetto legislativo dell'UE in materia di energia, i mercati monopolistici dell'energia elettrica sono stati aperti alla concorrenza. Questo cambiamento ha avvantaggiato i consumatori e, grazie al miglioramento delle interconnessioni di rete tra gli Stati membri, ha facilitato gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e ha migliorato la sicurezza dell'approvvigionamento. Oggi, solo le reti rimangono un monopolio e sono regolamentate dalle agenzie nazionali di regolamentazione (ANR). L'*allegato I* illustra l'evoluzione della politica dell'UE in materia di energia elettrica e i relativi atti normativi.

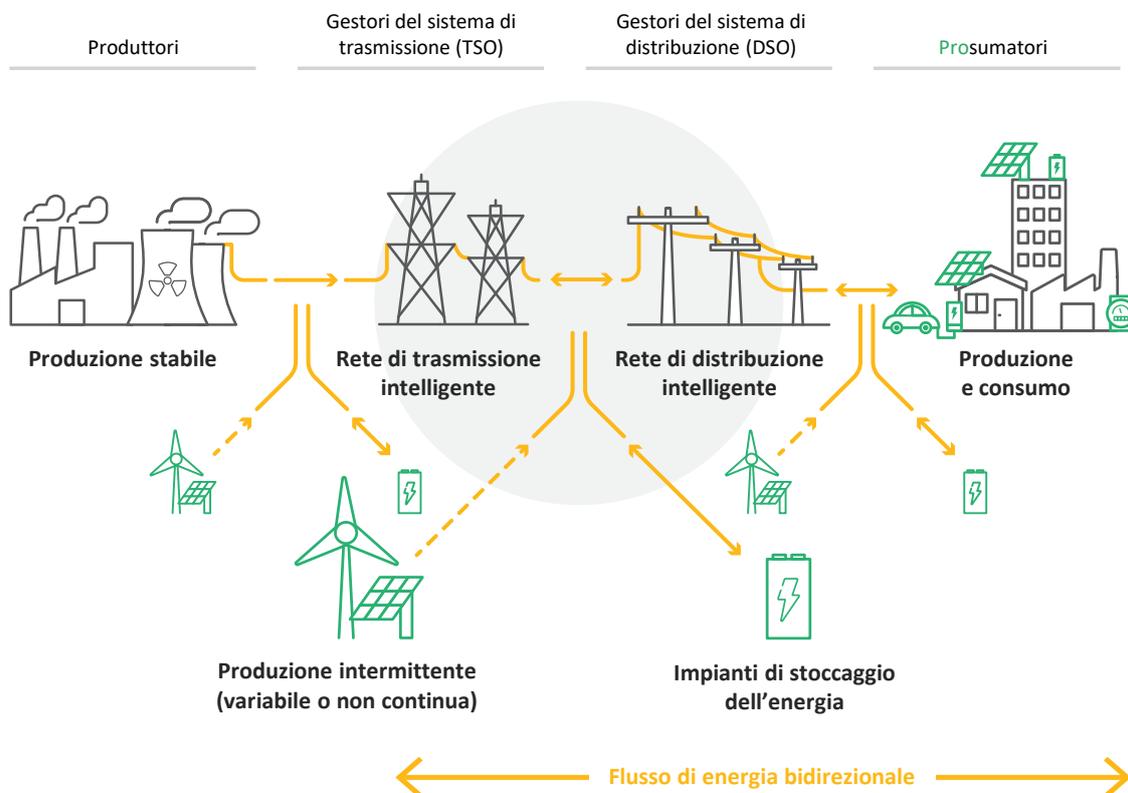
06 Poiché l'UE ha sempre più riconosciuto l'importanza del contrasto ai cambiamenti climatici, la politica in materia di energia elettrica ha iniziato a dare priorità alla decarbonizzazione e all'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili. L'adozione del [pacchetto per il clima e l'energia del 2020](#) ha segnato il primo passo significativo. Su tale base, il [pacchetto sull'energia pulita](#) ha ulteriormente posto l'accento sulla transizione dai combustibili fossili a un'economia neutra in termini di emissioni di carbonio, una traiettoria rafforzata dal [Green Deal europeo](#) e dal pacchetto *"Pronti per il 55 %"*.

07 La crisi energetica, innescata alla fine del 2021 dalla ripresa post-pandemia e da problematiche relative all'approvvigionamento di gas, è stata intensificata dall'invasione russa dell'Ucraina del 2022. Ha sottolineato la necessità di conseguire l'ambizione dell'UE di ridurre la dipendenza da fonti energetiche esterne, garantendo al contempo un'energia elettrica sicura e a prezzi accessibili. Tale necessità è stata affrontata mediante [misure temporanee](#), seguite dal [piano REPowerEU](#) e dalla riforma dell'assetto del mercato dell'energia elettrica, incentrata sulla protezione dei consumatori¹. Il [piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete](#) del 2023 è specificamente mirato alle reti elettriche, per migliorarne lo sviluppo, la trasparenza e i finanziamenti.

08 La politica dell'UE sta plasmando il sistema elettrico con un duplice approccio. Da un lato, promuove la decentralizzazione sostenendo la produzione locale di energia elettrica (ad esempio, pannelli solari sui tetti, turbine eoliche), il consumo locale (ad esempio, famiglie) e l'utilizzo delle batterie per lo stoccaggio di energia elettrica a livello locale. Dall'altro lato, promuove anche la centralizzazione, favorendo progetti su vasta scala in materia di energia da fonti rinnovabili, come parchi eolici *offshore* e parchi solari, ai quali sono collegate infrastrutture di trasmissione ad alta tensione e sistemi digitali e di controllo avanzati ([figura 4](#)).

¹ [Direttiva \(UE\) 2024/1711](#) e [regolamento \(UE\) 2024/1747](#) sull'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'UE.

Figura 4 – Verso il sistema elettrico del futuro



Fonte: Cortei dei conti europea.

09 Questo duplice approccio modifica le modalità con le quali le reti elettriche, in particolare le reti di distribuzione, vengono gestite. Sempre più spesso, le reti di distribuzione integrano numerosi generatori di energia elettrica di piccola e media dimensione basati su fonti rinnovabili ed integrano risorse di flessibilità (ad esempio, sistemi di stoccaggio). Risentono inoltre dell'aumento del consumo causato dai veicoli elettrici e dalle pompe di calore. Si prevede che, entro il 2030, il 70 % dell'energia da fonti rinnovabili sarà **connesso a livello di distribuzione**, per poi raggiungere l'80 % entro il 2040. Questo cambiamento presenta problematiche uniche per i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO).

La rete elettrica dell'UE

10 L'energia elettrica è una risorsa deperibile: deve essere consumata o stoccata nell'istante stesso in cui viene prodotta. Ciò crea una sfida costante per i gestori delle reti: mantenere un equilibrio perfetto tra offerta e domanda sempre più variabili, in particolare durante le ore di picco, ad esempio quando le città si svegliano il mattino o quando le persone ritornano a casa la sera. Che si tratti di città trafficate, di villaggi remoti o di isole, la rete deve garantire un approvvigionamento affidabile di energia elettrica per le abitazioni e le imprese, ovunque.

11 La rete elettrica è l'infrastruttura creata dall'uomo più grande, più complessa e più diffusa al mondo: si estende per 11,3 milioni di km nella sola UE² – abbastanza per fare 282 volte il giro della Terra (*figura 5*). Nell'UE, la rete è gestita da oltre 2 500 gestori dei sistemi di distribuzione (DSO), che ne controllano il 96 %, e da 30 gestori dei sistemi di trasmissione (TSO), che servono 266 milioni di clienti (famiglie e imprese) e collegano 27 paesi e più regioni dell'UE. La rete elettrica dell'UE è una parte fondamentale della più ampia rete europea, che costituisce la più grande rete interconnessa al mondo. Maggiori dettagli sulla rete dell'UE sono disponibili nell'*allegato II*.

² Informazioni fornite dalle ANR alla Corte dei conti europea e CEER, *Regulatory frameworks for European Energy Networks 2023, 2024*.

12 La rete elettrica dell'UE è la più grande del suo genere al mondo, ma, come in altre economie avanzate, sta invecchiando. La vita media delle linee elettriche varia da 40 a 60 anni³, a seconda che comprendano cavi sotterranei o linee aeree, e circa il 40 % delle reti di distribuzione ha più di 40 anni⁴.

Ruoli e responsabilità

13 Molteplici attori svolgono ruoli distinti e hanno responsabilità diverse nello sviluppo delle reti elettriche. La Commissione svolge un ruolo fondamentale nello sviluppo delle reti elettriche proponendo e supervisionando politiche volte a: istituire reti transeuropee, promuovere interconnessioni di rete transfrontaliere, rendere le reti più intelligenti e garantire l'interoperabilità delle reti. Si concentra inoltre sulla realizzazione del mercato interno dell'energia, sulla sicurezza energetica e sull'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili. A sostegno di tali obiettivi, la Commissione ha elaborato norme di mercato e orientamenti per gli investimenti infrastrutturali, basati su un quadro giuridico⁵. A livello dell'UE, diverse entità (ad esempio, ACER, ENTSO-E e EU DSO), tra le varie responsabilità specifiche, promuovono la cooperazione e sostengono il coordinamento tra i diversi attori dei sistemi elettrici nazionali.

14 Gli Stati membri sono responsabili dell'attuazione della politica energetica dell'UE, anche attraverso il conseguimento congiunto degli obiettivi in materia di clima e di energie rinnovabili mediante le rispettive strategie nazionali. Gli Stati membri creano inoltre le condizioni per gli investimenti nella rete, promuovono la flessibilità e sostengono i propri sistemi elettrici affinché funzionino in modo efficiente. Nell'ambito di tali sforzi, le ANR svolgono un ruolo importante istituendo il quadro di regolamentazione all'interno del quale operano i gestori di rete (*figura 6*).

³ AIE, *Electricity grids and secure energy transitions*, 2023, pag. 25.

⁴ COM(2023) 757, "Piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete", punto 1.

⁵ Regolamento (UE) 2022/869 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, direttiva (UE) 2019/944 e regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica.

Figura 6 – Principali attori del sistema elettrico dell'UE



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base della direttiva (UE) 2019/944, del regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 2019/942 che istituisce l'ACER.

Estensione e approccio dell'analisi

15 La presente analisi fa il punto sulle sfide legate all'adeguamento della rete elettrica all'azzeramento delle emissioni nette e illustra l'attuale stato di avanzamento delle iniziative adottate per affrontare tali sfide a livello nazionale e dell'UE. Le questioni relative alla sicurezza del mercato interno dell'energia elettrica, ossia la cibersicurezza e la protezione dei dati, non sono state incluse nell'estensione della presente analisi.

16 Il presente documento non è una relazione di audit, bensì un'analisi basata prevalentemente su informazioni di dominio pubblico e materiale raccolto appositamente a tal fine. A differenza di una relazione di audit, un documento di analisi fornisce un'analisi descrittiva e informativa. La Corte non mira a formulare raccomandazioni, ma ad individuare sfide ed opportunità per lo sviluppo della rete elettrica dell'UE. La finalità della Corte è sensibilizzare in merito al ruolo cruciale svolto dalla rete elettrica nel rendere possibile la transizione energetica.

17 A livello dell'UE, gli auditor della Corte si sono concentrati sul lavoro svolto dalla Commissione europea per definire le politiche per le reti elettriche. Viene qui fornita una panoramica dei fondi UE disponibili per gli investimenti nelle infrastrutture di rete nei periodi di programmazione 2014-2020 e 2021-2027 (*tabella 1*).

Tabella 1 – Fondi dell'UE per gli investimenti nelle infrastrutture di rete esaminati

Ente gestore	Fondo
Direzione generale dell'Energia	Meccanismo per collegare l'Europa (MCE)
Direzione generale della Politica regionale e urbana	Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR), Fondo di coesione (FC), Fondo per una transizione giusta (JTF)
Direzione generale Affari economici e finanziari	Dispositivo per la ripresa e la resilienza (<i>Recovery and Resilience Facility – RRF</i>)
Direzione generale per l'Azione per il clima	Fondo per la modernizzazione

Fonte: Corte dei conti europea.

18 Esaminando la situazione a livello nazionale, la Corte fornisce una sintesi dei numerosi investimenti previsti nella rete, dei regimi normativi utilizzati per remunerare i gestori delle reti, nonché le misure adottate per migliorare la capacità del sistema elettrico di adattarsi all'evoluzione dell'offerta e della domanda.

19 L'analisi della Corte si è basata su informazioni, relazioni e documenti accessibili al pubblico. Gli auditor della Corte hanno consultato esperti esterni e utilizzato dati della banca dati [ORBIS](#). Inoltre, hanno:

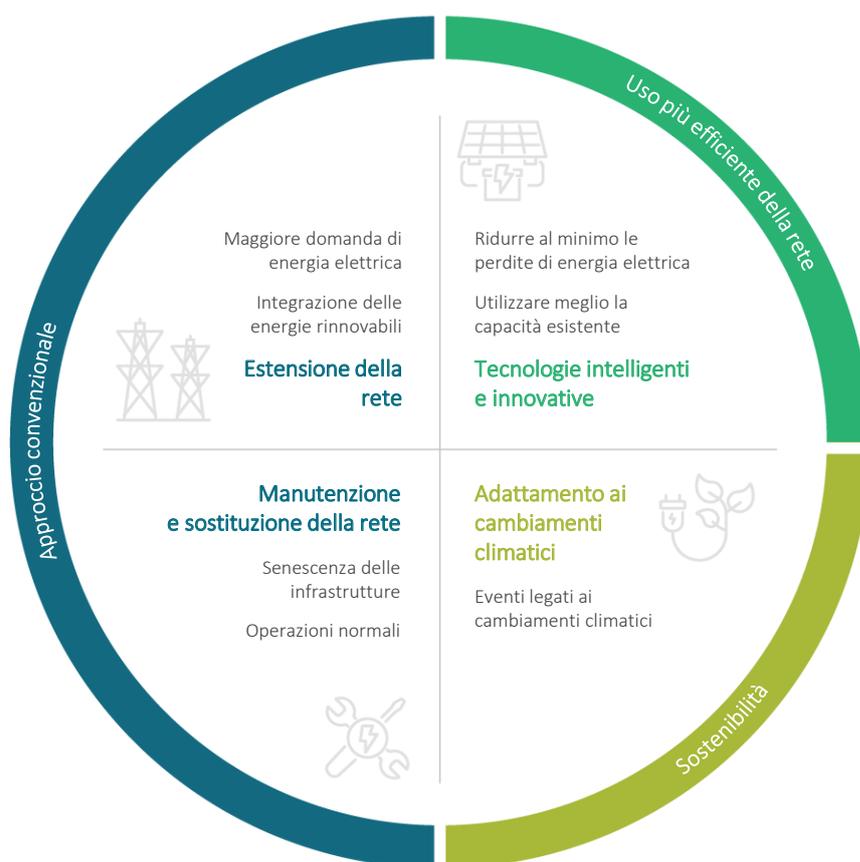
- o visitato due Stati membri (Germania e Italia) per comprendere meglio le politiche in materia di reti e l'attuazione delle stesse in questi Stati membri. Questi due Stati membri si trovano ad affrontare sfide comuni nella gestione dei flussi di energia elettrica dalle zone di produzione di energia da fonti rinnovabili verso le zone ad alto consumo, ma differiscono per quanto riguarda la struttura dei gestori, il contesto legislativo, l'adozione di contatori intelligenti e altri aspetti;
- o discusso con le direzioni generali (DG) della Commissione responsabili dello sviluppo delle politiche dell'UE in materia di energia elettrica (DG ENER) e con quelle che forniscono fondi;
- o raccolto informazioni sulle migliori pratiche, sugli investimenti e dati relativi all'energia elettrica presso le ANR di tutti gli Stati membri, ricevendo risposte da tutte le ANR tranne una;
- o discusso le sfide e le opportunità per preparare la rete dell'UE per l'azzeramento delle emissioni nette con altri soggetti coinvolti ([ACER](#), [CEER](#), [ENTSO-E](#), [EU DSO](#), [E.DSO](#), [Ember](#), [Eurelectric](#) e [JRC](#));
- o esaminato i piani di sviluppo della rete di tutti i 30 gestori dei sistemi di trasmissione e dei 57 maggiori gestori dei sistemi di distribuzione, rappresentanti oltre tre quarti degli utenti dell'energia elettrica dell'UE;
- o analizzato la capacità finanziaria di 685 gestori di rete e il rischio di credito di 605 di essi; ciascuno di essi rappresenta oltre il 90 % degli utenti di energia elettrica dell'UE.

Investimenti nella rete elettrica nell'UE

Per la transizione energetica sono necessari investimenti di rete su vasta scala

20 Sebbene l'energia solare e quella eolica siano in prima linea nella transizione energetica, il loro pieno potenziale non può essere sfruttato senza le infrastrutture necessarie a fornire energia elettrica pulita dai siti di produzione ai consumatori. Le reti di trasmissione e di distribuzione sono fattori abilitanti della transizione energetica e devono essere ampliate, potenziate e mantenute per gestire la domanda futura. Devono quindi diventare anche sempre più digitali ed adattarsi ai cambiamenti climatici (*figura 7*).

Figura 7 – Motori degli investimenti nella rete



Fonte: Corte dei conti europea.

21 L'**espansione della rete** è uno dei principali motori degli investimenti nella rete. È influenzata dalla crescente domanda di energia elettrica (in particolare, dal **previsto aumento del 60 % del consumo giornaliero di picco** tra il 2020 e il 2050) nonché dall'ubicazione delle fonti energetiche rinnovabili. Le centrali elettriche che emettono carbonio sono state spesso posizionate strategicamente in prossimità dei principali poli di consumo e delle zone popolate per contenere al massimo le perdite di energia elettrica e ridurre la necessità di linee di trasmissione estese. Invece, dato che la produzione di energia elettrica passa all'uso di fonti energetiche rinnovabili, i siti di produzione sono oggi spesso ubicati in regioni ventose o soleggiate con terreni disponibili; ciò significa che la rete deve essere ampliata per raggiungere tali siti.

22 Inoltre, le fonti energetiche rinnovabili presentano una maggiore intermittenza e variabilità, perché la loro produzione dipende dalle condizioni meteorologiche, a differenza delle centrali elettriche tradizionali che possono adeguare la produzione per soddisfare la domanda. Ciò, a sua volta, rende più difficile equilibrare il sistema. In aggiunta, la rete europea era originariamente progettata per funzionare con corrente alternata (un tipo di corrente elettrica che inverte la sua direzione molte volte al secondo, ad intervalli regolari). Invece, molte fonti di energia rinnovabili generano energia elettrica a corrente continua (che fluisce in una sola direzione), la quale deve essere convertita per la compatibilità con la rete e l'utilizzo. Di conseguenza, il potenziamento della rete, l'installazione di attrezzature specifiche e più moderne **tecnologie, intelligenti e innovative**, potrebbero essere necessari per adattarsi a queste fonti di energia (**riquadro 1**).

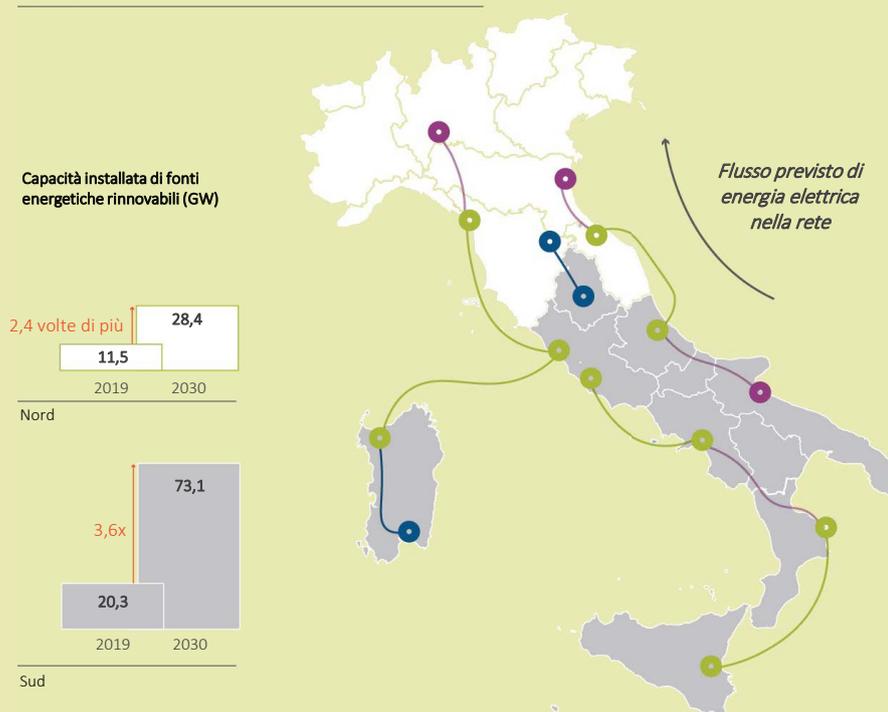
Riquadro 1

Trasporto di grandi quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante tecnologie moderne in Italia

Si prevede che, al 2030, la capacità di energia da fonti rinnovabili in Italia triplicherà. Gli impianti di produzione di tale energia si trovano per lo più nel sud soleggiato, mentre la maggior parte (circa due terzi nel 2023) del consumo avviene nelle regioni industriali settentrionali. Il TSO italiano (Terna) ha proposto un progetto da 11 miliardi di euro (l'“hypergrid”) per incentivare gli scambi di energia elettrica tra l'Italia settentrionale e quella meridionale. Il progetto raddoppierà quasi la capacità di scambio, facendola passare da 16 GW a oltre 30 GW, mediante la modernizzazione delle linee elettriche con tecnologia a corrente continua ad alta tensione e l'aggiunta di nuove connessioni sottomarine.

L'hypergrid dopo il 2032

- Cavi elettrici sottomarini ad alta tensione con corrente continua
- Conversione da corrente alternata a corrente continua
- Ammodernamento delle linee a corrente alternata



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dei dati di TERNA.

23 Un altro fattore chiave degli investimenti è costituito dai lavori di **manutenzione e sostituzione della rete**, soprattutto alla luce della senescenza delle infrastrutture. Anche l'adattamento ai **cambiamenti climatici** richiede investimenti (*riquadro 2*), come materiali più solidi e più resistenti alle condizioni meteorologiche o l'utilizzo di sottostazioni resistenti alle inondazioni per proteggerle dall'aumento del livello dell'acqua. **La Commissione ha sottolineato** che, senza adattamento, i danni alla rete potrebbero aumentare di sei volte entro la metà del secolo.

Riquadro 2

L'impatto dei cambiamenti climatici sulle reti elettriche: un esempio italiano

Nel luglio 2023 un prolungato sistema meteorologico ad alta pressione ha causato un'intensa ondata di calore in Sicilia. Le temperature hanno superato i 41 °C e le condizioni di siccità hanno favorito numerosi incendi boschivi. Le alte temperature hanno danneggiato i cavi sotterranei e causato interruzioni di corrente, con migliaia di collegamenti interrotti per oltre 24 ore.

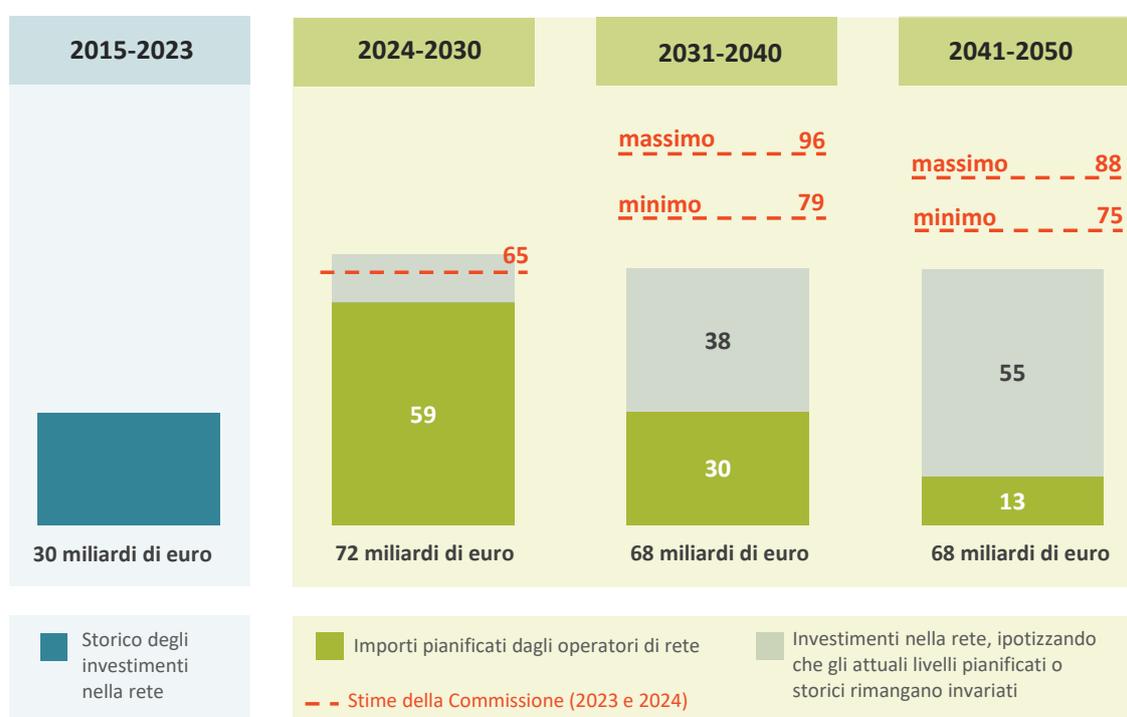
Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dei dati di [E-Distribuzione](#).

L'attuale ritmo degli investimenti pianificati nella rete da parte dei gestori è inferiore al fabbisogno stimato dalla Commissione europea

24 I gestori di rete stanno pianificando investimenti ingenti in ragione del fabbisogno futuro e degli obiettivi della transizione energetica. Per valutare la **portata e tempistica degli investimenti nella rete**, la Corte ha chiesto alle ANR gli importi degli investimenti pianificati e ha aggregato le informazioni ricevute. Nei casi in cui i dati delle ANR non erano disponibili (per i TSO di cinque Stati membri e per DSO di sei Stati membri), la Corte ha raccolto informazioni dai piani di sviluppo della rete dei maggiori gestori oppure si è basata sugli investimenti storici (calcolati come variazione degli attivi, aggiustata per tenere conto dell'ammortamento). Questi casi rappresentano il 4,7 % degli importi totali pianificati tra il 2024 e il 2050. Gli auditor della Corte hanno quindi ipotizzato che, in vista del 2050, i gestori di rete avrebbero continuato a investire o gli importi da ultimo pianificati oppure gli ultimi importi storici.

25 In base a tale approccio, gli investimenti nella rete raggiungerebbero i 72 miliardi di euro l'anno fino al 2030, scendendo a 68 miliardi di euro dal 2031 al 2050 (*figura 8*), per un totale di 1 871 miliardi di euro nell'intero periodo. Ciò equivarrebbe ad investire lo 0,41 % del prodotto interno lordo dell'UE del 2023, ogni anno, fino al 2050 (una percentuale compresa tra lo 0,10 % e l'1,20 % a livello di Stato membro), ossia circa il doppio dell'importo degli investimenti storici dell'UE. La maggior parte degli investimenti pianificati è destinata a modernizzare ed espandere le **reti di trasmissione** (4 % della rete totale). Gli investimenti nelle **reti di distribuzione** si concentreranno verosimilmente sul rafforzamento, sul rinnovo e sulle sostituzioni.

Figura 8 – Investimenti dei gestori di rete e fabbisogno di investimenti stimato della Commissione (importi annui, prezzi costanti)



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di dati delle ANR, della banca dati ORBIS, dei piani di sviluppo della rete dei maggiori gestori di rete e della Commissione.

26 Nel lungo periodo, il semplice mantenimento del livello degli investimenti attualmente previsti non sarà sufficiente a soddisfare il fabbisogno di investimenti stimato dalla Commissione per la rete elettrica⁶, stimato tra 1 994 e 2 294 miliardi di euro (tra il 2024 e il 2050). Ciò detto, vi è un notevole grado di incertezza che cresce man mano che i piani si estendono nel futuro. Tale incertezza deriva non solo dal calendario, ma anche dagli scenari che sono alla base dei piani di sviluppo della rete. Questi scenari sono influenzati da una serie di fattori, tra cui i cambiamenti nella domanda di energia elettrica, la diffusione dei veicoli elettrici e delle pompe di calore e i miglioramenti nell'efficienza energetica e nel risparmio di energia (*riquadro 3*).

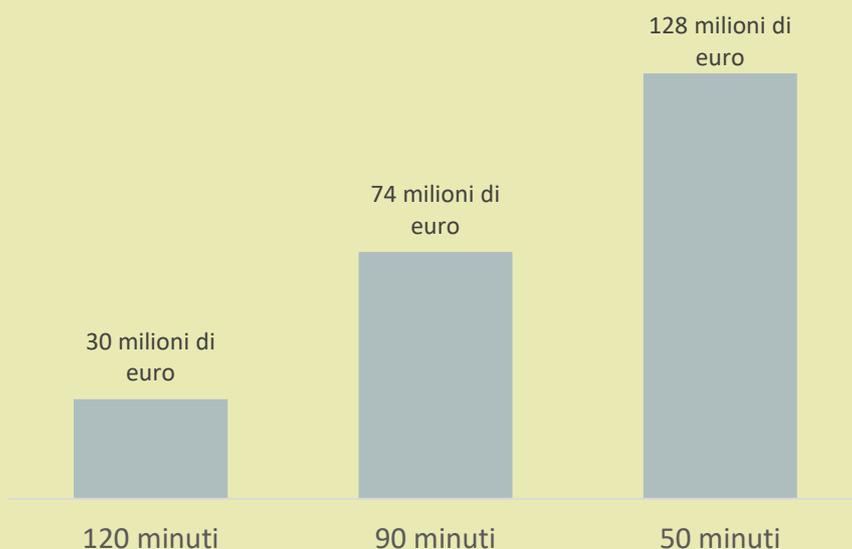
⁶ "Piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete", COM(2023) 757, e *Impact assessment report accompanying the document "Securing our future"*, SWD(2024) 63, parte 1.

Riquadro 3

In che modo le ipotesi incidono sulla pianificazione della rete: l'esempio estone

Il piano di sviluppo della rete del DSO estone presenta tre scenari di investimento per migliorare la resilienza climatica della rete a media tensione entro il 2030. Mantenere gli attuali livelli di investimento comporterebbe una durata media di interruzione di 120 minuti l'anno, mentre ridurre tale durata a 50 minuti richiederebbe un livello di investimento oltre quattro volte maggiore di quello attuale. Tutti gli scenari prevedono la sostituzione di linee di conduttori nudi con alternative resistenti alle intemperie, con valori-obiettivo inferiori per la durata dell'interruzione, che richiedono miglioramenti infrastrutturali più estesi e costosi.

Impatto dei valori-obiettivo concernenti la durata media di interruzione sugli investimenti annuali necessari nella rete (periodo 2024-2030)

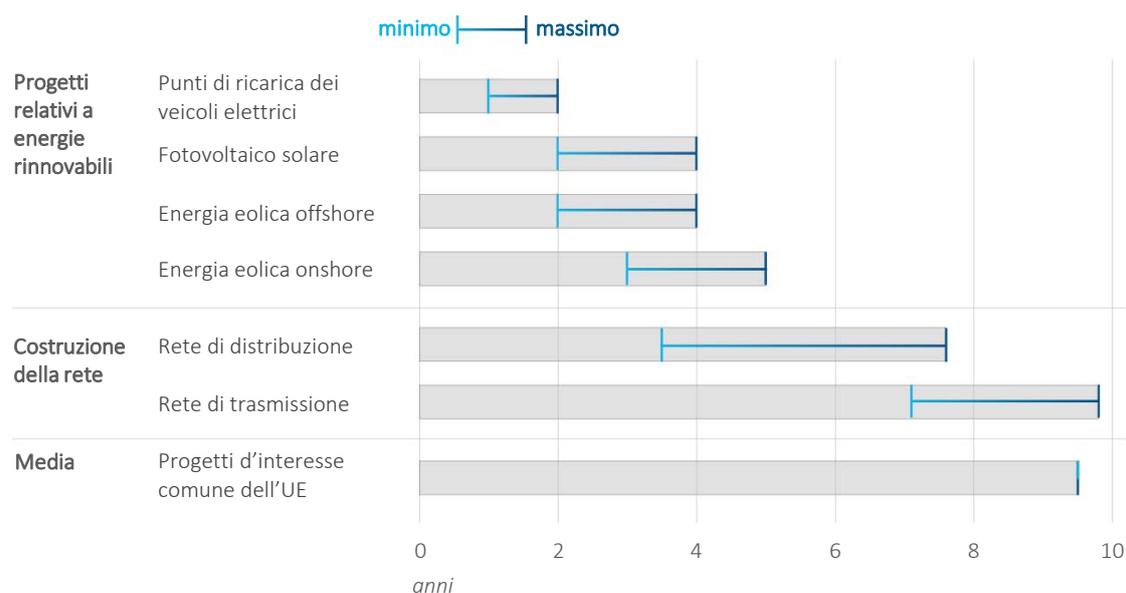


Fonte: Corte dei conti europea, sulla base del [piano di sviluppo della rete](#) del DSO.

I progetti di infrastrutture di rete richiedono più tempo dei progetti di energia da fonti rinnovabili

27 L'Ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'UE ha segnalato un rapido aumento del numero di **richieste di connessione** da parte di produttori di energia rinnovabile. Tuttavia, i progetti di infrastrutture di rete richiedono spesso più tempo rispetto ai progetti per le energie rinnovabili, come la costruzione di impianti eolici o solari (*figura 9*). Gli auditor della Corte hanno chiesto alle ANR la capacità totale dei progetti di energie rinnovabili in attesa di connessione alla rete in ciascuno Stato membro. Dalle 12 risposte ricevute per il 2023, la Corte osserva che l'arretrato è considerevole, in media approssimativamente pari alla capacità esistente delle fonti energetiche rinnovabili nel 2022 in tali paesi. La Corte osserva anche, tuttavia, che non tutte le richieste saranno probabilmente accettate in futuro (ad esempio, progetti di energie rinnovabili non maturi).

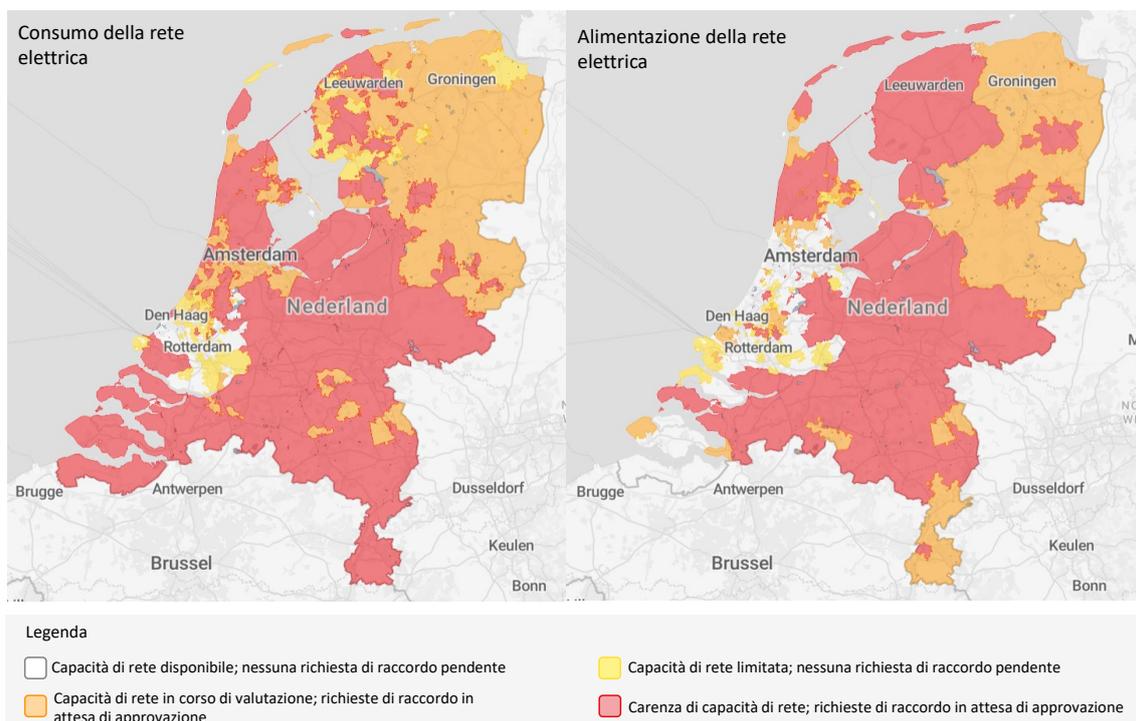
Figura 9 – Tempo totale di completamento dei progetti relativi alle infrastrutture di rete e alle energie rinnovabili



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dei dati della Commissione, delle risposte di 12 ANR e dei dati dell'AIE.

28 La conseguenza più immediata dello sfasamento tra i progetti concernenti la rete e quelli di produzione di energia rinnovabile è un ritardo nella connessione delle fonti energetiche rinnovabili alla rete. Per far fronte a questa sfida, alcuni gestori o enti di rete forniscono **mappe della capacità** (*figura 10*) che illustrano l'attuale capacità di rete disponibile, delineano le espansioni programmate per un aumento della rete ed evidenziano la possibilità di connessioni flessibili nelle aree congestionate. Con queste informazioni, le mappe orientano i titolari di progetti di energia rinnovabile – e i consumatori di energia elettrica – verso zone con capacità residua esistente. Ciò riduce la necessità di un'espansione immediata della rete e accelera le connessioni alla rete.

Figura 10 – Esempio di mappatura della capacità di rete



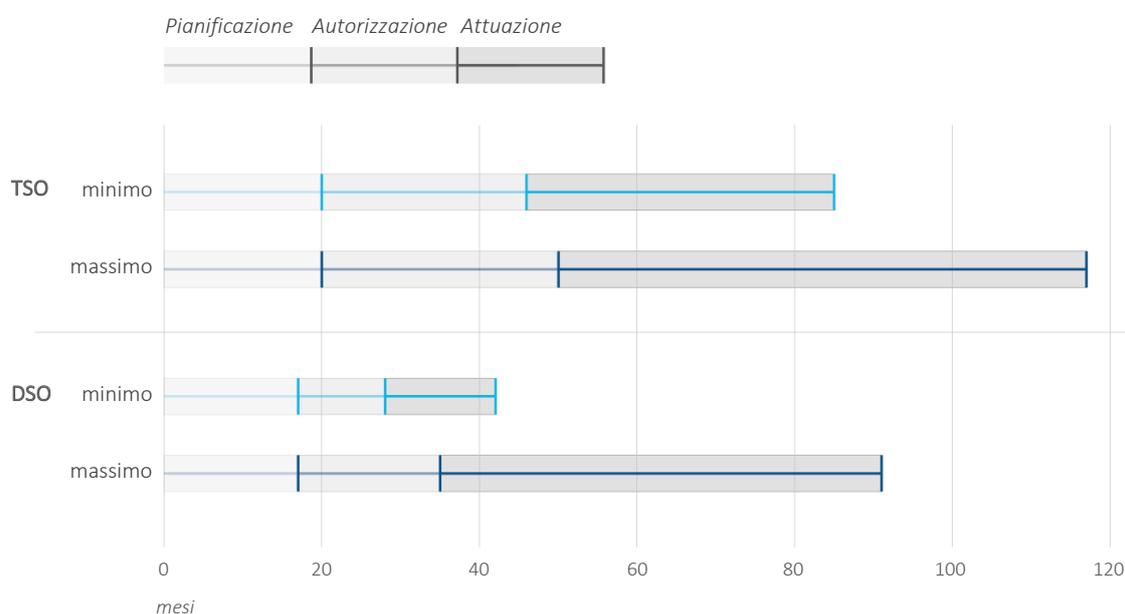
© [Netbeheer Nederland](#), situazione al 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

29 I tempi lunghi degli investimenti nella rete possono anche portare a una **congestione**: la domanda di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica supera la capacità di rete disponibile in una determinata zona, problema che sta diventando sempre più frequente. Secondo l'[ACER](#), nel 2023 la necessità di gestire situazioni di congestione è aumentata del 14,5 % rispetto al 2022. Ciò ha comportato costi di sistema elevati, pari a 4,3 miliardi di euro, e ha avuto come conseguenza il fatto che oltre 12 terawattora di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'UE sono stati deliberatamente non prodotti (equivalenti a circa l'11 % della quantità lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta nel 2022).

Una preparazione lunga e complessa ostacola investimenti tempestivi

30 Secondo le risposte trasmesse dalle ANR, la pianificazione della rete richiede circa un quarto del **tempo** totale necessario **per gli investimenti nella rete**. In media, e se combinata con la procedura di autorizzazione, la fase di preparazione per gli investimenti nella rete richiede circa 4 anni per le reti di trasmissione e circa 2,5 anni per le reti di distribuzione ([figura 11](#)).

Figura 11 – Pianificazione e autorizzazione: circa la metà del tempo totale per i progetti di infrastrutture di rete



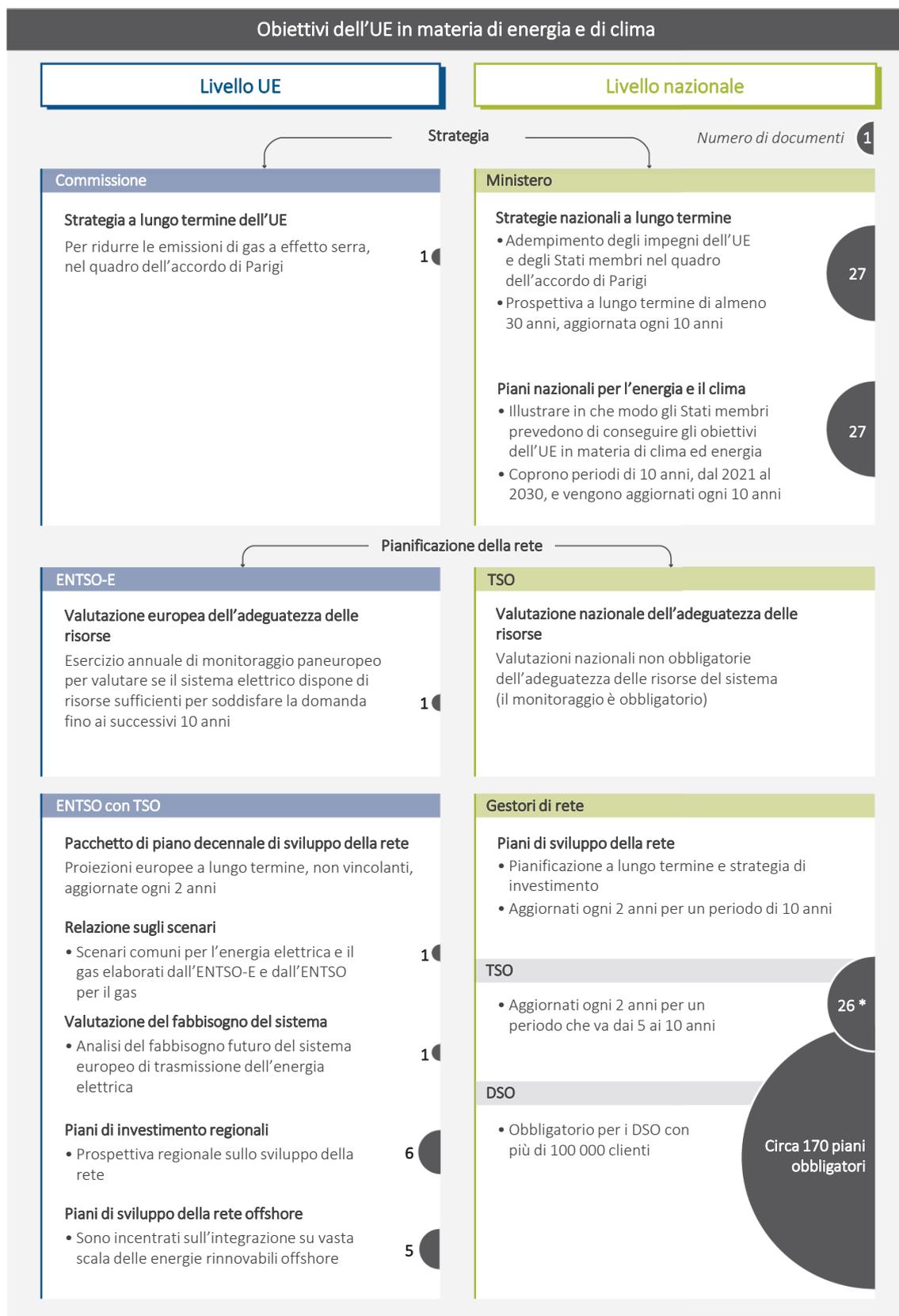
Nota: sulla base delle informazioni trasmesse dalle ANR di 12 Stati membri. Non tutti questi Stati membri hanno fornito risposte per ciascuna fase.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle risposte delle ANR.

Pianificazione della rete

31 Nell'UE la pianificazione della rete coinvolge un'ampia gamma di enti e di documenti (*figura 12*). Il processo è guidato dagli obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia, a cominciare da strategie a lungo termine per conseguire l'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050. Tali obiettivi sono poi descritti in dettaglio nelle strategie nazionali e regionali a lungo termine, sulla cui base i gestori di rete pianificano gli investimenti – individuando, ad esempio, i livelli attesi di elettrificazione e la capacità di energia da fonti rinnovabili da integrare. I piani di rete sono integrati dal **piano decennale di sviluppo della rete dell'ENTSO-E**, che funge da strumento per individuare i principali progetti infrastrutturali transfrontalieri di interesse comune dell'UE e per verificare la coerenza dei piani di sviluppo nazionali.

Figura 12 – Principali enti e documenti per la pianificazione delle infrastrutture di rete nell'UE



* Malta non ha un gestore del sistema di trasmissione.

Fonte: Corte dei conti europea.

32 La complessità del coordinamento di strategie e piani multipli rende **difficile** armonizzare gli investimenti e garantire la comparabilità dei dati. Ciò è ulteriormente aggravato dai seguenti aspetti.

- o Non tutti i DSO sono tenuti a elaborare piani di rete (solo quelli con più di 100 000 clienti)⁷.
- o Non tutti i progetti di rete sono integrati in questi piani. Secondo l'**ACER**, il 20 % dei progetti di interesse comune dell'UE è escluso per vari motivi, ad esempio se non si tratta di investimenti dei TSO o se i progetti non sono sufficientemente avanzati. Secondo le ANR, tale esclusione può verificarsi anche quando gli investimenti non richiedono l'approvazione delle ANR.
- o I dati riguardanti la rete (sia quella pianificata che quella effettiva) **non sono sempre accessibili al pubblico** e sono spesso difficili da reperire.

⁷ [Direttiva \(UE\) 2019/944](#) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, articolo 32, paragrafo 5.

33 Inoltre, dall'esame dei piani di sviluppo di 59 gestori di rete (26 TSO e 33 DSO con la più grande base di consumatori negli Stati membri) è emerso che non esiste un approccio standardizzato alla pianificazione della rete.

- Alcuni gestori di rete presentano piani distinti per le reti *onshore* e *offshore*. Tuttavia, gli auditor della Corte hanno individuato un esempio di pianificazione integrata della rete ([riquadro 4](#)).

Riquadro 4

Piano di sviluppo integrato della rete tedesca: allineare la pianificazione della rete continentale e di quella *offshore* agli obiettivi di azzeramento delle emissioni nette per il 2045

In Germania vi sono quattro TSO che dispongono di un piano comune di sviluppo della rete, approvato dall'ANR nel marzo 2024. Detto piano copre sia la rete continentale che quella *offshore*. Per la prima volta, comprende anche una visione per il 2045, l'anno-obiettivo per l'azzeramento delle emissioni nette in Germania. In futuro, i DSO dovranno anche allineare i loro piani all'obiettivo di azzerare le emissioni nette entro il 2045.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dell'[Energiewirtschaftsgesetz](#) (legge per il settore dell'energia).

- I gestori di rete non sono tenuti ad allineare i propri scenari alle proiezioni dell'UE e l'orizzonte temporale dei loro piani varia, sia tra gli Stati membri che all'interno degli stessi ([figura 13](#)). Solo in due Stati membri vi sono TSO che stanno pianificando lo sviluppo della propria rete in linea con l'orizzonte a zero emissioni nette, e un DSO di un solo Stato membro estende la propria pianificazione fino a quel momento.

Figura 13 – Orizzonti temporali dei piani di sviluppo della rete



* Germania e Italia hanno tempistiche diverse, perché non tutti i gestori applicano lo stesso orizzonte di pianificazione.

Fonte: Corte dei conti europea.

34 Infine, gli **obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia**, in costante evoluzione (*allegato III*), aggiungono ulteriore complessità alla pianificazione della rete, richiedendo adeguamenti continui a cascata dalle strategie nazionali e regionali ai piani di sviluppo della rete. L'*allegato IV* fornisce una panoramica delle migliori pratiche e degli ambiti da migliorare a livello dell'UE in materia di pianificazione, come evidenziato dalle ANR.

Autorizzazioni, attrezzature e manodopera qualificata

35 Il rilascio delle autorizzazioni è una delle principali cause dei ritardi negli investimenti nella rete. Secondo i dati raccolti dalle ANR, richiede circa un quarto del tempo totale necessario per gli investimenti nella rete (*figura 11*). I progetti relativi alla rete elettrica spesso coinvolgono durante la realizzazione molteplici autorità e giurisdizioni, e ciascuna autorità deve esaminare e approvare i piani prima di concedere l'approvazione. Secondo la Commissione⁸, l'opposizione dei cittadini porta spesso a procedimenti giudiziari e consultazioni su vasta scala, che contribuiscono anch'essi ai ritardi. Il coordinamento transfrontaliero, le valutazioni dell'impatto ambientale e le modifiche del quadro giuridico possono complicare ulteriormente il processo (*riquadro 5*).

⁸ SWD(2020) 346, *Impact assessment accompanying a proposal for a regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure*, punto 2.2.

Riquadro 5

Fattori che possono ritardare gli investimenti nella rete: esempi dalla Germania

Il *Bundesrechnungshof* (istituzione superiore di controllo tedesca) ha realizzato un audit sulla transizione energetica tedesca e ha esaminato anche i progressi compiuti nell'espansione della rete. La relazione di audit più recente ha evidenziato che l'espansione della rete è in ritardo di 7 anni e 6 000 km. Secondo risultanze precedenti, tra i motivi figurano la lunghezza delle procedure di pianificazione e autorizzazione e il coordinamento complesso tra le regioni.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle relazioni di audit della *Bundesrechnungshof* del 2019 e del 2024.

La linea elettrica *SuedLink* è stata progettata per collegare il ventoso nord al sud della Germania, per oltre 694 km, utilizzando la tecnologia della corrente continua ad alta tensione (HVDC). È stata approvata dall'ANR per la prima volta nel 2012. Nel 2015 una nuova legge ha dato priorità all'espansione della rete utilizzando cavi sotterranei anziché linee aeree per la tecnologia HVDC. Tale legge ha comportato cambiamenti nel progetto iniziale, ritardandone l'attuazione e aumentando i costi. Secondo l'ANR, il processo di approvazione non è potuto iniziare prima del 2017. A novembre 2024, sono in fase di costruzione o quasi costruiti 145 km. Per i restanti 549 km, l'ANR prevede che il processo di approvazione (comprese le autorizzazioni) si concluderà entro il 2025.

Tali ritardi hanno interessato anche altri progetti HVDC avviati nel 2012, come A-Nord e SuedOstLink. L'ANR ha riferito che il processo di approvazione di questi progetti è iniziato rispettivamente nel 2017 e nel 2018 e prevede che tale processo si concluderà nel 2025.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base della [legge tedesca](#), della pagina di informazione ufficiale di *SuedLink* e delle informazioni fornite dalla *Bundesnetzagentur* (autorità nazionale di regolamentazione tedesca).

36 Anche altre grandi economie hanno fissato valori-obiettivo ambiziosi in materia di energia, stimolando uno sviluppo significativo dei rispettivi sistemi elettrici. Di conseguenza, l'Europa è in concorrenza con altri paesi per quanto riguarda **i materiali e le attrezzature** necessari per sviluppare le proprie reti. Ciò crea grandi sfide per assicurarsi i fattori produttivi necessari, visto che la domanda mondiale aumenta e le catene di approvvigionamento sono sotto crescente pressione. Le sfide diventeranno ancora più impegnative alla luce dei valori-obiettivo nazionali in materia di energia e clima fissati dai governi. Per di più, si prevede che la produzione mondiale di energia elettrica da fonti rinnovabili [quadruplicherà al 2050](#).

37 La transizione energetica richiede inoltre una **forza lavoro qualificata** per effettuare lavori di manutenzione della rete e lavori connessi agli investimenti. La disponibilità di lavoratori qualificati è spesso indicata⁹ come una delle sfide principali per assicurare investimenti tempestivi nella rete. Dall’analisi della Corte sulle tendenze della forza lavoro tra i gestori di rete è emerso che il numero di lavoratori è aumentato del 13 % dal 2014 al 2022. Il **riquadro 6** fornisce un esempio del modo in cui i gestori di rete stanno affrontando la sfida.

Riquadro 6

Iniziative dell’ENEL volte a rafforzare le competenze tecniche e la capacità della forza lavoro dei fornitori

ENEL, società madre di E-distribuzione, il più grande DSO italiano, ha avviato alla necessità di tecnici specializzati nella transizione energetica nei modi seguenti:

- offrendo un programma di formazione gratuito di cinque settimane attraverso istituti certificati (nell’ambito del programma “*Energie per Crescere*”), rivolto alle persone in cerca di lavoro e ai disoccupati;
- creando partenariati con istituti tecnici e professionali per fornire formazione specializzata agli studenti dell’ultimo anno di tali istituti (mediante il programma “*Energie per la Scuola*”) per mettere in contatto il mondo della scuola e quello del lavoro.

Questi programmi preparano a lavorare come “tirafili”, “giuntista cavi” e “operatore sotto tensione BT”. I partecipanti selezionati potranno poi essere assunti dalle società partner dell’ENEL.

Avviato nel 2022, ad ottobre 2024 il programma “*Energie per Crescere*” aveva ricevuto 34 300 domande (con un’età media dei richiedenti di 29 anni) e aveva formato 4 200 persone. L’obiettivo è formarne 5 500 entro la prima metà del 2025.

Con il programma “*Energie per la Scuola*” nell’anno scolastico 2023/2024 sono stati creati partenariati con 93 istituti scolastici e 54 fornitori dell’ENEL, formando circa 475 studenti dell’ultimo anno per un impiego nel settore della rete elettrica.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle informazioni fornite da [E-Distribuzione](#).

⁹ COM(2023) 757, “Piano d’azione dell’UE per le infrastrutture di rete”, punti 1 e VII.

Iniziative dell'UE per accelerare gli investimenti nella rete

38 Per accelerare gli investimenti nella rete, nel [piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete](#) la Commissione ha stabilito quanto segue.

- Pianificazione: la Commissione sottolinea l'importanza di migliorare il coordinamento e le prospettive a lungo termine, promuove l'integrazione delle reti *onshore* e *offshore* nel quadro di un piano comune di sviluppo della rete della durata di 10 anni e incoraggia la coerenza dei piani di sviluppo delle reti.
- Autorizzazioni: la Commissione promuove definizioni armonizzate della capacità di hosting della rete (per contribuire a indirizzare le richieste di connessione verso le zone in cui è disponibile capacità di rete, ottimizzando in tal modo lo sviluppo della rete). La Commissione introduce inoltre misure volte a fornire assistenza tecnica alle autorità nazionali, anche in sede di designazione di zone in cui i progetti di energia da fonti rinnovabili possono essere approvati più rapidamente grazie al loro status di interesse pubblico prevalente (affinché i gestori di rete possano indirizzare meglio gli aggiornamenti delle infrastrutture).
- Problematiche della catena di approvvigionamento: la Commissione promuove la standardizzazione dei requisiti di fabbricazione in tutta l'UE per migliorare la disponibilità di componenti della rete quali cavi e sottostazioni.

39 Nell'ambito del piano d'azione dell'UE per "digitalizzare il sistema energetico"¹⁰, la Commissione promuove lo sviluppo e l'adozione di indicatori comuni per le reti intelligenti, per concentrare gli investimenti sulla digitalizzazione delle reti e contribuire al monitoraggio dei progressi compiuti. In aggiunta, con la proposta di regolamento denominata "[normativa sull'industria a zero emissioni nette](#)", la Commissione mira a migliorare l'ambiente d'investimento per produrre all'interno dell'UE tecnologie fondamentali per le reti, riducendo così la dipendenza dalle importazioni.

¹⁰ COM(2022) 552, "Digitalizzare il sistema energetico – Piano d'azione dell'UE", sezione 3.

Ottimizzare gli investimenti nella rete

Le misure di flessibilità riducono gli investimenti nella rete necessari

40 Man mano che l'offerta di energia elettrica diventa più intermittente e che la domanda aumenta, le reti devono far fronte a picchi più elevati, a una maggiore fluttuazione e imprevedibilità sia nella domanda che nell'offerta. Per attenuare la necessità di una costosa espansione della capacità, si è iniziato a porre l'accento su una maggiore flessibilità della rete e del sistema elettrico (*riquadro 7*).

Riquadro 7

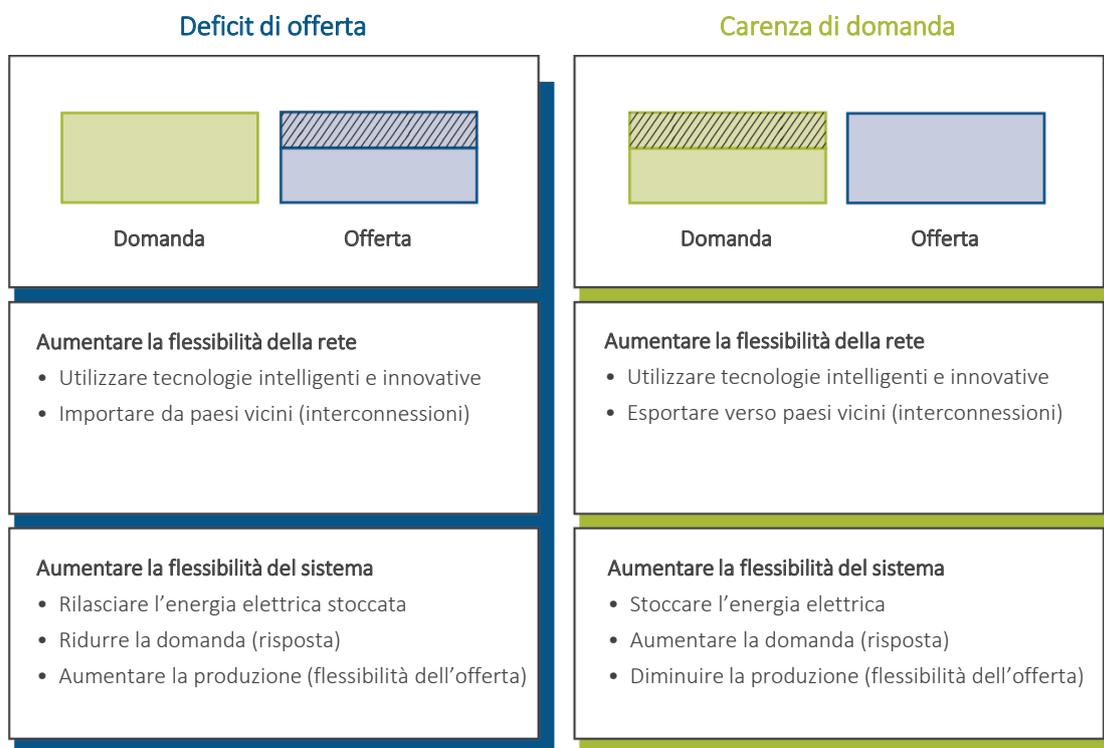
Diverse opzioni per garantire la capacità di rete: un esempio italiano

Areti, DSO di Roma, prevede un aumento significativo del consumo di energia elettrica di picco per il 2032, a causa del crescente utilizzo di veicoli elettrici, pompe di calore e piastre di cottura a induzione, tale da richiedere circa 1 075 milioni di euro di investimenti infrastrutturali. Tuttavia, con capacità di rete superiori a 2,5 GW utilizzate solo l'11 % del tempo, il DSO ha esaminato la possibilità di adottare misure di flessibilità. Areti ha concluso che l'introduzione di misure di flessibilità nel sistema potrebbe ridurre l'investimento necessario a 406 milioni di euro, con un risparmio di 669 milioni di euro nell'arco di 10 anni.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di informazioni fornite da [Areti](#).

41 Gli operatori stanno elaborando diverse misure per gestire meglio le rispettive reti, adeguando i tempi e le modalità di utilizzo dell'energia elettrica (*figura 14*).

Figura 14 – In che modo la flessibilità può consentire di affrontare le fluttuazioni della domanda e dell’offerta di energia elettrica



Fonte: Corte dei conti europea e informazioni fornite dall’[AEA/ACER](#).

42 Queste misure di flessibilità alleviano la pressione sulla rete adattandosi alle variazioni giornaliere, settimanali e stagionali dei modelli di consumo e di produzione (*figura 15*).

Figura 15 – Fabbisogno di flessibilità giornaliera, settimanale e stagionale

Giornalmente	Settimanalmente	Stagionalmente
 Picchi di domanda mattutini e serali	 Differenze di domanda tra giorni lavorativi e fine settimana	 Periodi di riscaldamento/raffreddamento
 Differenze di produzione tra giorno e notte	 Fluttuazioni dei profili del vento	 Andamento meteorologico stagionale
<p>La domanda di energia elettrica è inferiore di notte, aumenta la mattina e raggiunge il picco la sera, quando le persone tornano a casa.</p> <p>La produzione di energia da fonti rinnovabili varia durante il giorno; in particolare, l'energia solare raggiunge picchi durante il giorno e cala la sera.</p>	<p>La domanda di energia elettrica è più elevata durante i giorni lavorativi e inferiore nel fine settimana, a causa dei diversi modelli di attività umana.</p> <p>Anche l'offerta varia nel corso della settimana, con la produzione eolica spesso fluttuante in risposta al mutare degli andamenti meteorologici.</p>	<p>In inverno, la domanda di solito aumenta a causa del fabbisogno di riscaldamento e la produzione di energia solare è più bassa.</p> <p>In estate, la produzione di energia solare raggiunge i picchi, ma può superare la domanda in determinati periodi. Anche la produzione eolica può variare notevolmente da una stagione all'altra.</p>

Fonte: Corte dei conti europea e [AEA/ACER](#).

43 L'*allegato V* fornisce una panoramica delle migliori pratiche e dei settori da migliorare a livello dell'UE per promuovere la flessibilità, come evidenziato dalle ANR.

Possibilità di una maggiore flessibilità della rete

44 È possibile aumentare la flessibilità della rete con migliori **interconnessioni** tra i paesi, sfruttando le differenze geografiche e meteorologiche localizzate.

Ciò contribuisce a bilanciare i cambiamenti nella disponibilità di energia eolica e nell'irradiazione solare in tutta l'UE, riducendo così in misura significativa l'energia elettrica pulita e poco costosa deliberatamente non prodotta e, secondo l'*ENTSO-E*, facendo risparmiare tra i 5 e i 9 miliardi di euro circa all'anno.

45 La realizzazione di un mercato interno dell'energia elettrica è un obiettivo di lunga data per l'UE, che ha fissato come valore-obiettivo per gli Stati membri il 15 % di **capacità di interconnessione** entro il 2030. Ciò consentirà di trasmettere ai paesi vicini almeno il 15 % della capacità installata di produzione di energia elettrica di ciascun paese. In una **relazione**, la Corte aveva già rilevato che i progressi nell'integrazione del mercato dell'energia elettrica sono stati lenti e disomogenei in tutta l'UE e l'**ENTSO-E** aveva evidenziato la necessità di più che raddoppiare le interconnessioni entro il 2040.

46 Inoltre, l'UE impone che, entro il 2025¹¹, il 70 % della capacità di trasmissione sia messo a disposizione per gli scambi tra zone di offerta (grandi aree, spesso paesi in cui l'energia elettrica è negoziata senza limitazioni) al fine di ridurre i vincoli tra di esse. Tuttavia, l'**ACER** ha sottolineato che l'obiettivo del 70 % sta diventando sempre più difficile e costoso da raggiungere. Vi sono anche rischi connessi alle infrastrutture già esistenti. I **recenti incidenti** con gli interconnettori elettrici hanno indotto l'UE a ribadire il suo impegno a garantire la resilienza e la sicurezza delle infrastrutture critiche dell'Unione. Nel giugno 2024 il Consiglio ha adottato un **programma per le infrastrutture critiche** per rispondere meglio agli incidenti transfrontalieri.

47 I gestori di rete stanno inoltre introducendo **tecnologie** più intelligenti e più **avanzate** per utilizzare la rete in modo più efficiente. Alcune di queste (ad esempio, la classificazione dinamica delle linee, che adegua la capacità in tempo reale in base alle condizioni meteorologiche, e i sistemi flessibili di trasmissione a corrente alternata, che migliorano la stabilità della rete e il flusso di energia) aumentano la capacità disponibile delle linee esistenti e migliorano il controllo sui flussi di energia, riducendo al minimo la necessità di ammodernare l'infrastruttura.

¹¹ Regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica, articolo 16, paragrafo 8.

L'offerta genera flessibilità del sistema man mano che emergono soluzioni sul versante della domanda e dello stoccaggio

Flessibilità dell'offerta e della domanda

48 Un'alternativa all'aumento della flessibilità della rete consiste nel migliorare la flessibilità all'interno del più ampio sistema elettrico, il che in ultima analisi va a vantaggio della rete. Tradizionalmente, la **flessibilità** è stata conseguita principalmente adeguando l'**offerta** di energia elettrica da fonti controllabili, come i combustibili fossili o le dighe idroelettriche, che può essere facilmente incrementata o ridotta se necessario. Si tratta ancora della **soluzione più comune** per integrare l'offerta da fonti rinnovabili.

49 Parallelamente, stanno emergendo misure di **flessibilità della gestione della domanda**. Dette misure incentivano i consumatori a ridurre o a spostare il consumo di energia elettrica in periodi di forte domanda o congestione della rete, contribuendo a ridurre i picchi della domanda e favorendo un utilizzo più efficiente della capacità di rete disponibile.

50 Una possibile misura di flessibilità consiste nell'utilizzare tariffe di rete che cambiano in base alle condizioni di congestione della rete, aumentandole nei periodi di elevata congestione e diminuendole quando la congestione è bassa. Indicare chiaramente nella bolletta dell'energia elettrica la componente di rete incentiva i consumatori a reagire alle modifiche tariffarie. Tuttavia, le tariffe di rete potrebbero non sempre essere in linea con le tendenze dei prezzi dell'energia elettrica, limitando potenzialmente l'efficacia di tale approccio. Un'altra opzione consiste nell'utilizzare dispositivi di consumo controllabili o appalti basati sul mercato per premiare i consumatori per la loro flessibilità (**riquadro 8**).

Riquadro 8

Esempi di approcci di flessibilità

Un esempio portoghese

Nel 2022 [E-REDES](#), il più grande DSO portoghese, ha indetto un'asta del mercato della flessibilità locale in otto aree, per valutare la disponibilità degli utenti della rete ad adeguare la loro produzione o il loro consumo di energia elettrica in cambio di una compensazione. Potevano partecipare i consumatori diretti e le entità che aggregano consumatori più piccoli. Alla prima asta sono state presentate 623 offerte, provenienti da 21 soggetti diversi, principalmente clienti industriali. La flessibilità richiesta con un preavviso di una settimana ha suscitato il maggiore interesse ed è stata più popolare di quelle opzioni che richiedevano tempi di attivazione più brevi.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di una [presentazione di E-REDES](#) e del [sito Internet del progetto FIRMe](#).

Un esempio tedesco

La legge tedesca sul settore energetico, che è stata aggiornata nel 2021, consente ai gestori di rete di gestire la domanda in modo flessibile, utilizzando incentivi economici e il controllo diretto di dispositivi quali pompe di calore e caricabatterie per veicoli elettrici. In cambio di tariffe di rete più basse, gli utenti devono accettare di adeguare il loro consumo in funzione delle esigenze della rete. Sebbene sia data priorità agli incentivi economici, il controllo diretto può essere applicato ogniqualevolta ciò sia necessario per mantenere l'equilibrio del sistema.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dell'[Energiewirtschaftsgesetz](#).

51 Per funzionare efficacemente, le misure di gestione della domanda richiedono sistemi di misurazione e dispositivi intelligenti che consentano il monitoraggio a distanza in tempo reale, la comunicazione, l'interoperabilità dei dati ed il controllo dell'uso dell'energia elettrica. Nel 2023, 14 Stati membri hanno installato con successo contatori intelligenti per l'80 % o più dei loro consumatori domestici, raggiungendo il valore-obiettivo dell'UE¹² fissato per gli Stati membri. Tuttavia, in almeno sette Stati membri meno del 20 % dei clienti civili disponeva di contatori intelligenti ([figura 16](#)). L'[ACER](#) ha individuato altri ostacoli alle misure di gestione della domanda, tra cui il quadro giuridico e la complessità delle norme per la partecipazione ai mercati della flessibilità.

¹² [Direttiva 2009/72/CE](#) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, allegato I, punto 2; [direttiva \(UE\) 2019/944](#) sul mercato interno dell'energia elettrica, allegato II.

Figura 16 – Disparità nella diffusione dei contatori intelligenti in tutta l'UE

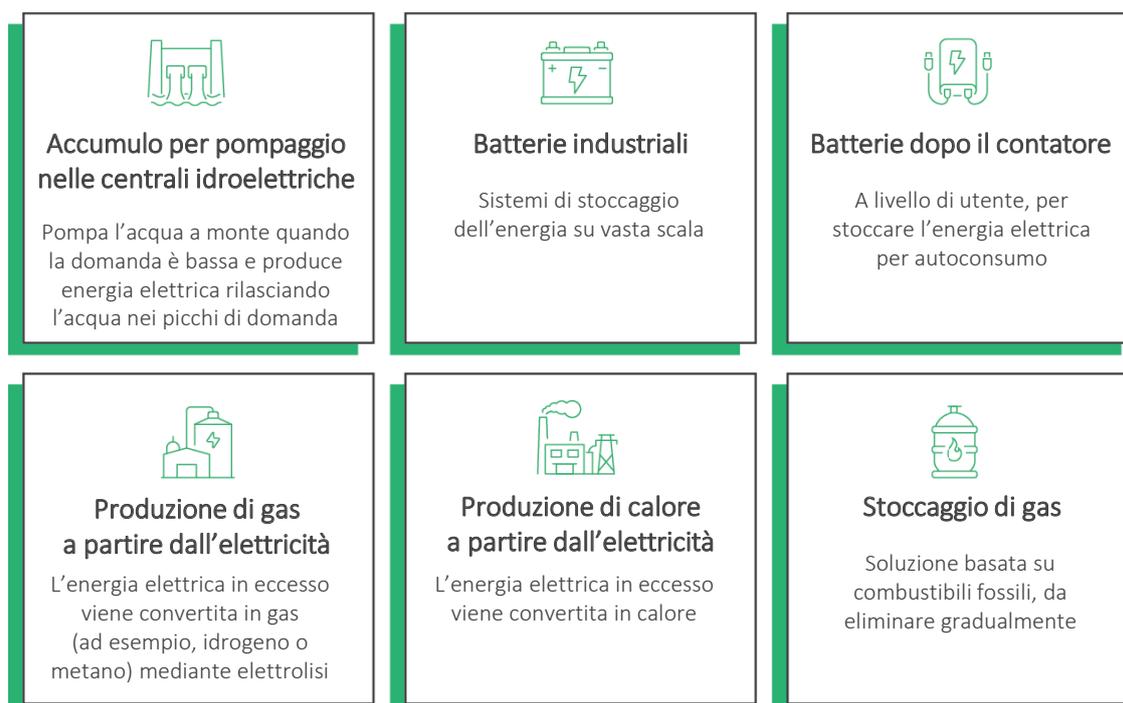


Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di dati dell'ACER.

Soluzioni di stoccaggio

52 Le misure di gestione della domanda diventano più efficienti se combinate con **soluzioni di stoccaggio** (*figura 17*) per immagazzinare l'energia elettrica in eccesso quando l'offerta supera la domanda e liberarla per integrare la produzione in altri momenti.

Figura 17 – Soluzioni di stoccaggio disponibili



Fonte: Corte dei conti europea.

53 Si prevede che la capacità di potenza totale degli impianti di stoccaggio dell'UE quadruplicherà entro il **2040** rispetto al **2020**. Il principale serbatoio di stoccaggio di energia dell'UE nel 2020 è stato l'**accumulo idroelettrico mediante pompaggio**. Lo stoccaggio delle batterie è aumentato in modo esponenziale dal 2020¹³, una tendenza che dovrebbe continuare con una riduzione dei costi prevista del 40 % entro il 2030¹⁴. Anche l'utilizzo dell'energia elettrica per produrre e stoccare idrogeno è una possibile soluzione, ma, secondo la **relazione speciale della Corte sull'idrogeno**, presenta alcuni svantaggi, quali le elevate perdite di energia e gli alti costi di produzione. Richiede inoltre la riconversione o la costruzione di nuove infrastrutture.

¹³ Solar Power Europe, *European market outlook for battery storage*, 2024, figura 1.

¹⁴ AIE, *Batteries and secure energy transitions*, 2024, sintesi.

Prosumatori e comunità energetiche

54 La flessibilità e le soluzioni di stoccaggio sono più facili da attuare con il **coinvolgimento pubblico** e quando i consumatori sono consapevoli dei benefici. I prosumatori (consumatori che producono energia elettrica) e le comunità energetiche (che collettivamente producono e consumano energia elettrica) possono svolgere un ruolo importante. Producono energia da fonti rinnovabili a livello locale, fornendo stoccaggio e flessibilità, sensibilizzando e investendo fondi privati nella transizione energetica. Le loro risorse di stoccaggio e di produzione possono essere messe in comune attraverso aggregatori, consentendo loro di partecipare collettivamente ai mercati dell'energia elettrica e della flessibilità (cfr. [riquadro 8](#)).

55 Tuttavia, i prosumatori e le comunità energetiche si trovano ad affrontare diverse **problematiche** nel fornire tale flessibilità ([riquadro 9](#)) e possono anche creare pressioni sulla rete. Ad esempio, durante i periodi di picco della produzione, come i pomeriggi soleggiati, la loro produzione di energia elettrica può sovraccaricare la rete.

Riquadro 9

La comunità energetica *Bürgerenergie* di Berlino

Gli auditor della Corte hanno visitato *Bürgerenergie Berlin*, una cooperativa di comunità energetiche con quasi 2 000 membri, incentrata sulla promozione della partecipazione dei cittadini e di soluzioni energetiche sostenibili. Collabora con cooperative edilizie per installare pannelli solari sui tetti. Detta cooperativa ha installato pannelli solari con una potenza di picco in uscita di 35,5 kW per 36 unità partecipanti. Ciò ha richiesto la rimozione di due punti di connessione esistenti e la costruzione di una rete interna con un'unità centrale di misurazione, il che ha comportato un aumento dei costi di installazione. Sebbene la cooperativa miri a condividere l'energia con gli edifici vicini, attualmente ciò non è fattibile senza creare una rete locale parallela. Inoltre, i rappresentanti di detta cooperativa hanno affermato che fornire flessibilità al sistema non è finanziariamente interessante, a causa della bassa compensazione in euro/kWh che si riceve per l'energia elettrica fornita alla rete.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle informazioni fornite da *BürgerEnergie Berlin*.

Iniziative dell'UE per promuovere misure di flessibilità

56 Per promuovere l'ottimizzazione degli investimenti, nel [piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete](#) la Commissione sostiene una maggiore flessibilità della rete incoraggiando l'uso di reti intelligenti e di tecnologie per l'efficienza della rete attraverso [Technopedia](#), una piattaforma digitale che fornisce informazioni sulle tecnologie innovative nel settore dell'energia elettrica. In aggiunta, il piano dell'UE del 2022 sulla digitalizzazione del sistema energetico¹⁵ promuove lo scambio di dati tra diversi attori del settore dell'energia, nonché lo sviluppo di gemelli digitali (una rappresentazione virtuale) delle reti elettriche dell'UE. Questi elementi mirano a sbloccare la flessibilità dal lato della domanda e ad aiutare le reti a trarne il massimo dei benefici.

57 Per quanto riguarda la flessibilità del sistema, la [direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica del 2019](#) ha stabilito principi fondamentali per la gestione della domanda e ha esortato i gestori dei sistemi a utilizzare i servizi di flessibilità. L'ultima versione del [regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica](#) impone ora agli Stati membri di effettuare valutazioni delle esigenze di flessibilità e di definire un obiettivo nazionale per la "flessibilità non fossile". La riforma dell'assetto del mercato dell'energia elettrica e il nuovo codice di rete per la gestione della domanda¹⁶, [previsto per il 2025](#), sono volti ad accelerare l'uso dei servizi di flessibilità e della gestione della domanda.

58 La Commissione promuove inoltre lo stoccaggio dell'energia per migliorare la flessibilità del sistema. Ai sensi della direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica¹⁷, i DSO sono tenuti ad includere nei loro piani di sviluppo della rete servizi di flessibilità, come la gestione della domanda e lo stoccaggio, nonché a chiarire le modalità con cui saranno utilizzati come alternative all'espansione della rete. La [Commissione](#) ha inoltre esortato gli Stati membri a integrare soluzioni di stoccaggio nella pianificazione della rete.

¹⁵ [COM\(2022\) 552](#), "Digitalizzare il sistema energetico – Piano d'azione dell'UE", settori di intervento 1 e 2 rispettivamente.

¹⁶ [Regolamento \(UE\) 2019/943](#) sul mercato interno dell'energia elettrica, articolo 59.

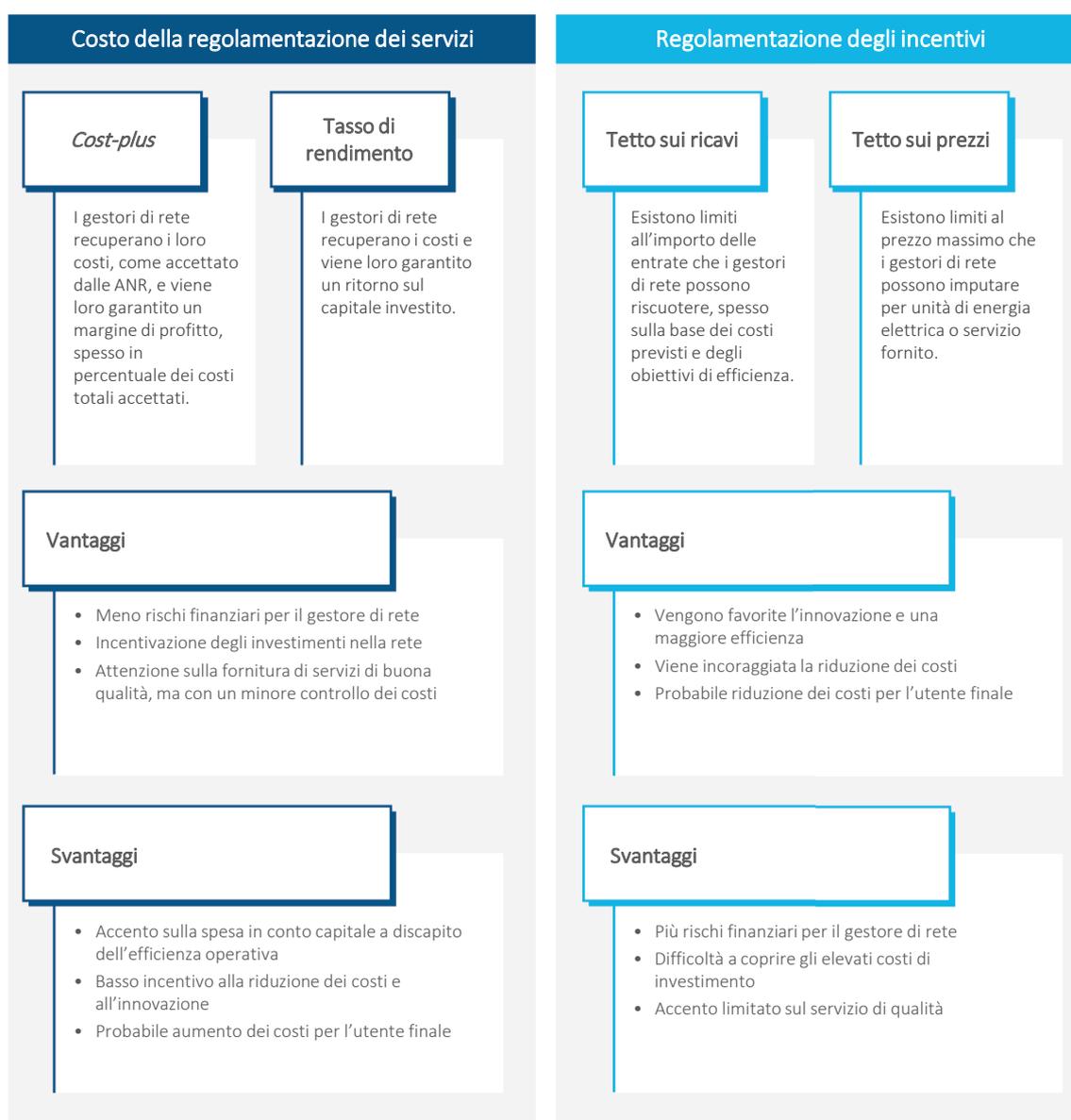
¹⁷ [Direttiva \(UE\) 2019/944](#) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, articolo 32.

Finanziare gli investimenti nella rete

I quadri normativi influenzano le decisioni di investimento

59 I quadri normativi determinano i ricavi dei gestori di rete bilanciando obiettivi strategici quali gli investimenti, il controllo dei costi e l'efficienza. La **figura 18** mostra i due quadri fondamentali per la remunerazione dei gestori di rete.

Figura 18 – Quadri fondamentali per remunerare i gestori di rete



Fonte: Corte dei conti europea.

60 Nessun singolo approccio normativo è ottimale in ogni contesto. I quadri normativi che offrono maggiori vantaggi ai gestori di rete per aumentare gli investimenti nella rete (ossia la regolamentazione dei costi del servizio) possono portare a spese inefficienti. Ciò significa che i gestori di rete possono investire troppo in infrastrutture di rete (ad esempio, nuove linee) e investire in modo insufficiente nell'innovazione e nel miglioramento dell'efficienza (ad esempio, lo sviluppo di soluzioni digitali). Per ovviare a questa distorsione è possibile, tra l'altro, riservare lo stesso trattamento agli investimenti nella rete e ai costi operativi, spingendo le imprese a scegliere l'opzione più efficace sotto il profilo dei costi, premiando l'efficienza e concentrandosi sulla performance piuttosto che sulla spesa (*riquadro 10*).

Riquadro 10

Contrastare la distorsione a favore degli investimenti nella rete mediante incentivi: l'approccio italiano

Il quadro normativo italiano per il 2024-2031 collega le entrate dei gestori di rete a premi di efficienza anziché ad investimenti nella rete. I gestori di rete possono mantenere una parte dei risparmi derivanti dagli investimenti di rete proposti quando sono confrontati con altre soluzioni alternative o con i costi storici. I gestori delle reti sono inoltre incentivati a ridurre le interruzioni e le perdite di energia elettrica. Il TSO è ulteriormente ricompensato se riduce il costo del bilanciamento dell'offerta e della domanda di energia elettrica e se aumenta la quantità di energia elettrica che può essere trasportata tra aree geografiche, specie se ottenuta con una spesa in conto capitale ridotta.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle informazioni fornite da ARERA, [deliberazione 597/2021/R/EEL](#), [TIROSS 2024-2031](#), ["regolazione output-based" per i TSO](#) e ["regolazione output-based" per i DSO](#).

Contrastare la distorsione a favore degli investimenti nella rete mediante confronto con parametri ottimali di efficienza: l'approccio tedesco

In Germania, la fissazione di parametri di riferimento ottimali viene utilizzata per determinare le entrate dei gestori di rete confrontandone l'efficienza. Devono partecipare i gestori con oltre 30 000 clienti connessi. Per i TSO, l'analisi comparativa può comportare confronti con imprese nazionali o internazionali – se i dati lo consentono – o con una rete modello "ideale". I gestori efficienti possono trattenere un più grande ammontare di ricavi, mentre quelli meno efficienti sono soggetti a massimali di ricavi più bassi, il che stimola a migliorare.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dell'[Anreizregulierungsverordnung \(Ordinanza per la regolazione degli incentivi\)](#).

Utilizzare la pianificazione per contrastare la distorsione a favore degli investimenti nella rete: il principio NOVA

Il principio NOVA, incluso nella legge tedesca sul settore energetico, impone ai TSO di dare priorità all'ottimizzazione della rete (*Netz-Optimierung*) e al potenziamento della rete (*Netz-Verstärkung*) invece che all'espansione della rete (*Netzausbau*) per ovviare alle esigenze di trasmissione. Ad esempio, l'ottimizzazione potrebbe comportare l'utilizzo di tecnologie come il [rating dinamico delle linee](#) per aumentare la capacità delle linee esistenti, mentre il potenziamento potrebbe comprendere la sostituzione dei cavi esistenti con conduttori a più alta capacità. Una nuova espansione della rete dovrebbe essere presa in considerazione solo se tali misure sono insufficienti.

Fonte: [Energiewirtschaftsgesetz](#).

61 L'*allegato VI* presenta i quadri normativi utilizzati dagli Stati membri e l'*allegato VII* fornisce una panoramica delle migliori pratiche e dei settori da migliorare a livello dell'UE per quanto riguarda il quadro normativo per la remunerazione dei gestori di rete, come evidenziato dalle ANR.

L'incidenza degli investimenti nella rete sulle bollette dell'energia elettrica non è chiaro

62 I quadri normativi stabiliscono l'importo massimo che i gestori di rete sono autorizzati a guadagnare dalla distribuzione e dalla trasmissione di energia elettrica agli utenti, ai quali vengono generalmente addebitate **tariffe di rete**. Si tratta dei cosiddetti **ricavi consentiti**. Generalmente, si consente ai gestori di ottenere un utile sui loro investimenti nella rete, coprendo nel contempo anche l'ammortamento degli attivi e le spese operative necessarie per gestire la rete.

63 Le **tariffe di rete** sono definite in modo differente nell'UE: ogni ANR stabilisce la propria metodologia per assegnare i ricavi e distribuire i costi tra gli utenti della rete (ossia famiglie, imprese, industria, unità di stoccaggio e produttori). Nel 2023, in media, le famiglie dell'UE hanno pagato 0,072 euro/kWh per le tariffe di rete e i clienti non domestici hanno pagato 0,035 euro/kWh, ma tali importi variano da uno Stato membro all'altro¹⁸.

64 Nel lungo periodo, l'**impatto degli investimenti nella rete sulle tariffe di rete** non è ancora chiaro. Gli auditor della Corte hanno chiesto alle ANR di stimare l'effetto dell'aumento degli investimenti nella rete sulle tariffe. La stragrande maggioranza (22 per le tariffe dei TSO e 21 per le tariffe dei DSO) non ha risposto oppure non disponeva di stime. Nel breve periodo, e come avvenuto nei Paesi Bassi, le tariffe potrebbero aumentare per i consumatori (*riquadro 11*), ma, in prospettiva, l'aumento del consumo di energia elettrica potrebbe ripartire i costi su una quantità totale maggiore di kWh e su un gruppo più ampio di utenti, limitando potenzialmente l'aumento delle tariffe per kWh.

¹⁸ Corte dei conti europea, sulla base dei dati Eurostat sulle componenti dei prezzi dell'energia elettrica per gli **utenti non domestici** e gli **utenti domestici**.

Riquadro 11

Aumenti tariffari determinati da costi operativi e di investimento: un esempio olandese

Negli ultimi anni, l'autorità olandese per i consumatori e i mercati, l'autorità che regola il settore energetico, ha approvato aumenti tariffari sia per i DSO che per i TSO, sulla spinta dei crescenti costi operativi e della necessità di importanti investimenti nella rete per sostenere la transizione energetica. Per le famiglie, le tariffe di rete sono aumentate, in media, di 10 euro al mese nel 2023 e di 7 euro al mese nel 2024, con un aumento previsto di circa 5 euro al mese nel 2025.

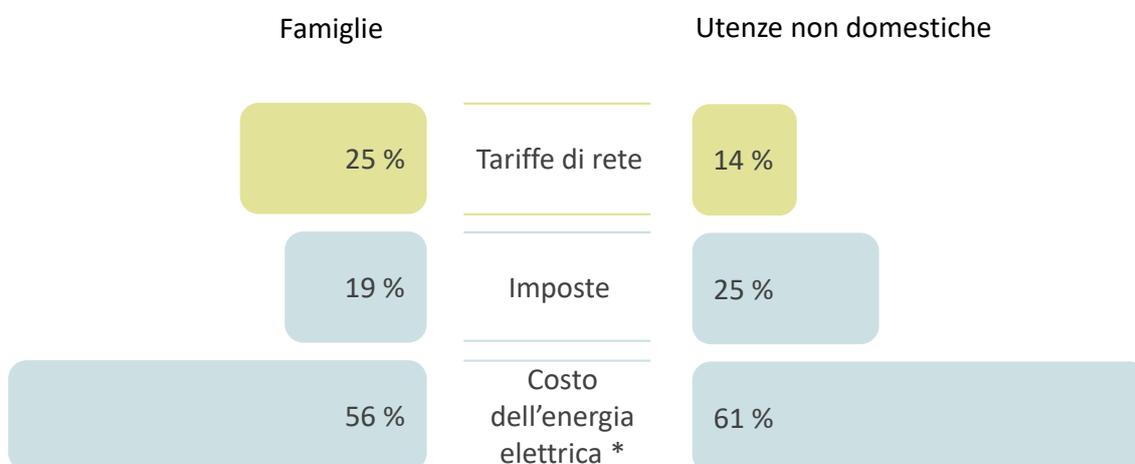
Analogamente, le piccole e medie imprese hanno registrato aumenti compresi tra il 30 % e il 53 % nel 2023 e un ulteriore aumento dell'11 % è previsto per il 2025.

Gli utenti su larga scala collegati direttamente alla rete nazionale ad altissima e ad alta tensione hanno dovuto far fronte a un forte aumento nel 2023 e nel 2024, ma si prevede che nel 2025 beneficeranno di una diminuzione o subiranno un aumento limitato.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dell'Autorità olandese per i consumatori e i mercati, [proposta tariffaria 2023](#), [tariffe 2024](#), [decisione sulle tariffe dei TSO per il 2024](#), [tariffe 2025](#), [decisione sulle tariffe dei TSO per il 2025](#).

65 Le tariffe di rete non sono generalmente la componente principale delle **fatture dell'energia elettrica dei consumatori**. La bolletta dell'elettricità è composta di tre elementi: tariffe di rete, imposte e costo proprio dell'energia elettrica, che di solito costituisce la parte più grande sul totale ([figura 19](#)). Ciò significa che il totale della bolletta dell'energia elettrica è influenzato da altri fattori oltre alle tariffe di rete.

Figura 19 – Struttura della bolletta dell’energia elettrica
(importi medi, 2023)



* Prezzo dell’energia elettrica moltiplicato per consumo.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di dati Eurostat.

66 I consumatori industriali dell’UE pagano tradizionalmente costi di rete inferiori rispetto alle famiglie, ma devono far fronte a **prezzi dell’energia elettrica** più elevati rispetto ad altri paesi, come gli Stati Uniti. Secondo la Commissione¹⁹, storicamente il prezzo al dettaglio dell’energia elettrica nell’UE era da una volta e mezzo a due volte maggiore che negli Stati Uniti. Tra il 2021 e il 2023, tuttavia, l’industria dell’UE ha pagato da due a tre volte in più rispetto alle controparti statunitensi. Questa disparità potrebbe incidere negativamente sulla **competitività dell’UE** e rappresenta una sfida per le ANR nell’affrontare i crescenti investimenti necessari per le infrastrutture di rete. Di conseguenza, potrebbero esservi pressioni per ridistribuire i costi delle tariffe di rete tra i consumatori o per ripartire tali costi attraverso il sistema fiscale²⁰.

67 La Commissione stima che, mano a mano che i combustibili fossili verranno sostituiti da fonti rinnovabili sempre più economiche, i **prezzi dell’energia elettrica** rimarranno relativamente stabili nel lungo periodo²¹. Ciò detto, la necessità di dispacciare energia elettrica da siti di produzione di energia rinnovabile spesso lontani potrebbe comportare costi aggiuntivi per il sistema²² – costi che attualmente non sono un fattore nella definizione dei prezzi dell’energia elettrica.

¹⁹ COM(2024) 163, “Un’industria europea forte per un’Europa sostenibile”, punto 4.

²⁰ ACER, *Challenges of the future electricity system*, 2024, punto 4.1.

²¹ SWD(2024) 63, *Securing our future*, part 3, tabelle 36, 37 e 47.

²² JRC, *Redispatch and congestion management*, 2024.

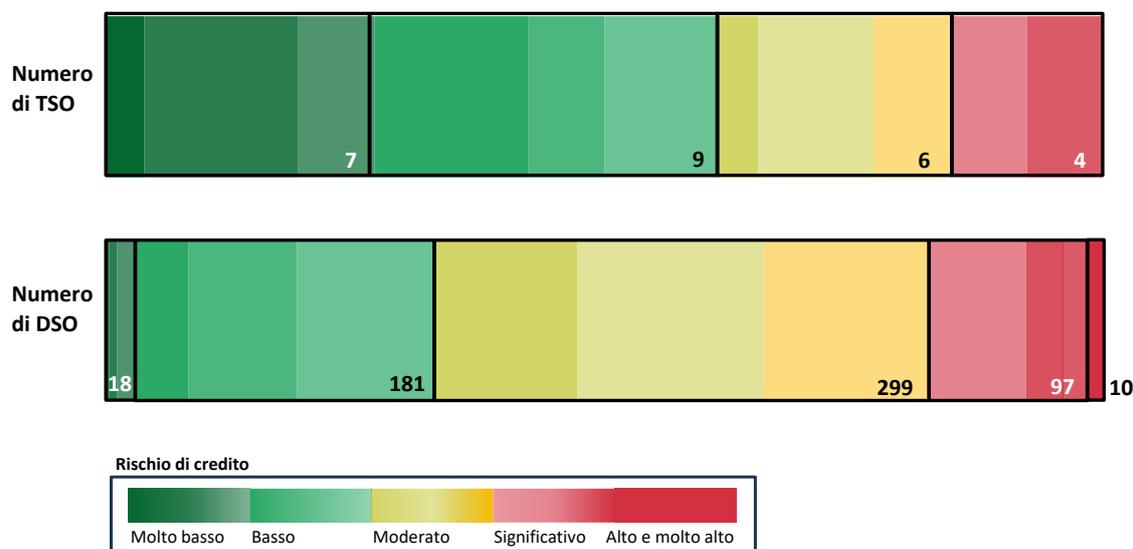
I gestori di rete necessitano di avere accesso ai finanziamenti

68 Il settore dell'energia elettrica è ad alta intensità di capitale, con notevoli costi di investimento iniziali necessari per lo sviluppo delle infrastrutture. Sebbene i gestori di rete recuperino i loro investimenti nel tempo mediante una remunerazione (cfr. paragrafo **62**), essi devono assicurarsi i finanziamenti in anticipo. Ciò può avvenire attraverso risorse interne (capitale proprio) o prendendo in prestito dai mercati finanziari. Tuttavia, **vari portatori di interessi** hanno sottolineato una problematica cruciale: il divario tra il significativo investimento iniziale e i finanziamenti disponibili.

69 Gli auditor della Corte hanno analizzato i dati sulla **capacità finanziaria** dei gestori di rete utilizzando la probabilità di inadempimento calcolata da **Moody's** e il rating di credito implicito per 631 gestori di rete, nonché i dati finanziari contenuti nella banca dati ORBIS per 711 gestori. Il rating del credito dei gestori di rete indica la loro capacità di soddisfare gli obblighi di pagamento nei confronti dei creditori. L'analisi comprende tutti i TSO e i DSO che sono membri dell'EU DSO e del **GEODE** e per i quali la Corte ha ottenuto dati aggiornati da ORBIS.

70 La maggior parte dei gestori di rete analizzati ha **rating di rischio di credito** da molto bassi a moderati: si ritiene che meno del 18 % presenti un rischio elevato o molto elevato di inadempimento dei rispettivi obblighi finanziari, il che li rende meno attraenti per le banche. In particolare, i TSO tendono ad avere un rischio di credito inferiore. I rischi sono maggiori per i DSO. Circa il 34 % di essi, che insieme servono più di un quarto dei clienti connessi ai gestori di rete analizzati, rientrano nei livelli di rating del credito più bassi, anche nella categoria classificata come speculativa (**figura 20**). Tali gestori potrebbero incontrare difficoltà ad assicurarsi finanziamenti a prezzi accessibili per i futuri investimenti nella rete.

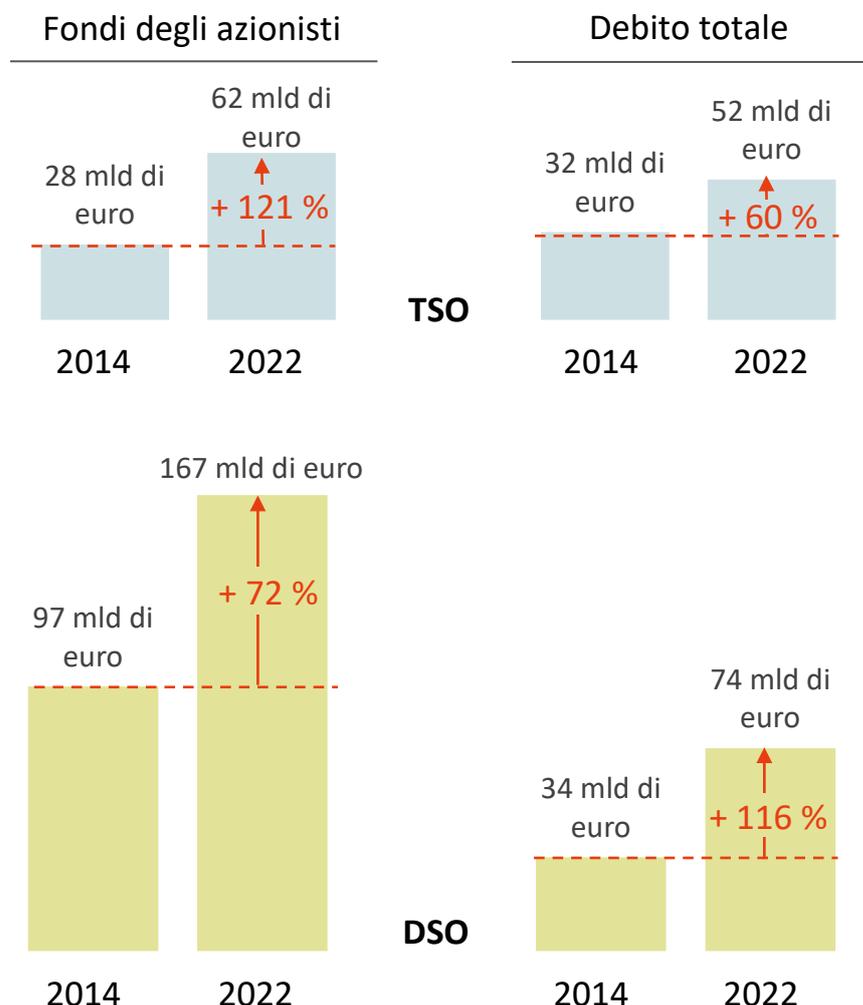
Figura 20 – Panoramica del rischio di credito: stabile per i TSO, più rischioso per i DSO



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base dei dati più recenti disponibili nella banca dati ORBIS (2022 o 2023).

71 Dall'analisi effettuata dalla Corte è emerso che i bilanci dei gestori di rete mostrano maggiori **sforzi di finanziamento**, con livelli crescenti di debito e fondi degli azionisti ([figura 21](#)). Per rafforzare la loro posizione finanziaria, i gestori di rete utilizzano **strategie**, quali la vendita di attività non essenziali, la ricapitalizzazione o l'emissione di titoli di debito ibridi che combinano elementi di debito e di capitale.

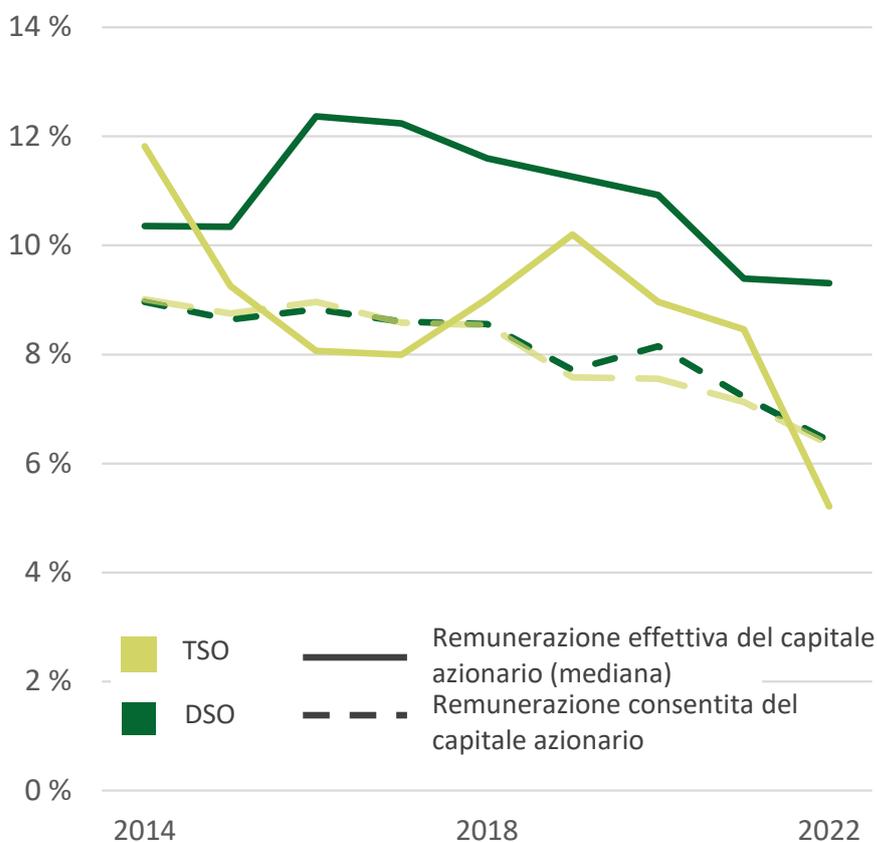
Figura 21 – Maggiori sforzi di finanziamento da parte dei gestori di rete



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base della banca dati ORBIS.

72 Dall'analisi effettuata dalla Corte è inoltre emersa una tendenza al ribasso del rendimento del capitale proprio. I gestori delle reti di distribuzione, in particolare quelli di piccole dimensioni, godono di rendimenti più elevati rispetto ai gestori delle reti di trasmissione (*figura 22*). Nella maggior parte degli anni, i gestori di rete ottengono rendimenti superiori all'importo del ricavo consentito. Ciò è dovuto al fatto che i **rendimenti effettivi** possono differire dagli importi consentiti, a causa di numerosi fattori, quali l'efficienza operativa e, specie per i gestori delle reti di distribuzione, fonti di reddito aggiuntive al di là del settore dell'energia elettrica.

Figura 22 – Rendimento inferiore del capitale proprio per i gestori di rete



Fonte: Corte dei conti europea, sulla base delle informazioni fornite dalle ANR per i ricavi consentiti e della banca dati ORBIS per i ricavi effettivi.

73 Per attirare gli investitori, i gestori delle reti devono rimanere attraenti ed i **quadri normativi** svolgono un ruolo fondamentale. Detti quadri devono adattarsi alle condizioni di mercato, come l'aumento dei tassi di interesse o dei costi operativi, e al contempo devono garantire ai gestori un equo rendimento degli investimenti (cfr. [riquadro 12](#) per un modo di affrontare tale sfida).

Riquadro 12

Garantire la stabilità finanziaria: l'approccio italiano

Il quadro normativo italiano 2024-2031 riduce il rischio finanziario per i gestori di rete bilanciando i ricavi effettivi e quelli consentiti attraverso meccanismi di compensazione. Se i ricavi effettivi sono inferiori, ciò è compensato da specifiche componenti tariffarie. L'autorità di regolamentazione controlla il rendimento del capitale proprio regolamentato e i livelli di debito per garantire la salute finanziaria, contribuendo all'ottenimento di prestiti favorevoli. Il quadro prevede inoltre una compensazione per i costi operativi incrementali e le variazioni impreviste dei costi, come le modifiche normative o degli obblighi di servizio, e consente aggiustamenti ex post per tener conto dell'inflazione.

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base di informazioni fornite da [Arera](#).

74 Un altro modo in cui le ANR possono aiutare i gestori di rete ad avere accesso ai finanziamenti è consentire loro di investire sulla base delle esigenze future previste, preparando la rete alla domanda futura anziché attendere che tali esigenze siano confermate. Sebbene tale strategia comporti il rischio che gli investimenti siano sottoutilizzati o diventino obsoleti prima di esser stati pienamente utilizzati, contribuisce ad attenuare l'aumentata incertezza alla quale sono confrontati i gestori di rete. [Secondo l'ACER e il CEER](#), le ANR potrebbero consentire ai gestori di rete di avviare attività di pre-costruzione sui progetti di rete prima di concedere la piena approvazione dei progetti. Ciò contribuirebbe ad accelerare il processo, ma richiede un'attenta valutazione e pianificazione per assicurarsi che tali investimenti siano necessari.

Iniziative dell'UE in materia di finanziamenti

75 Per facilitare l'accesso dei gestori di rete ai finanziamenti, la Commissione, nel [Piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete](#):

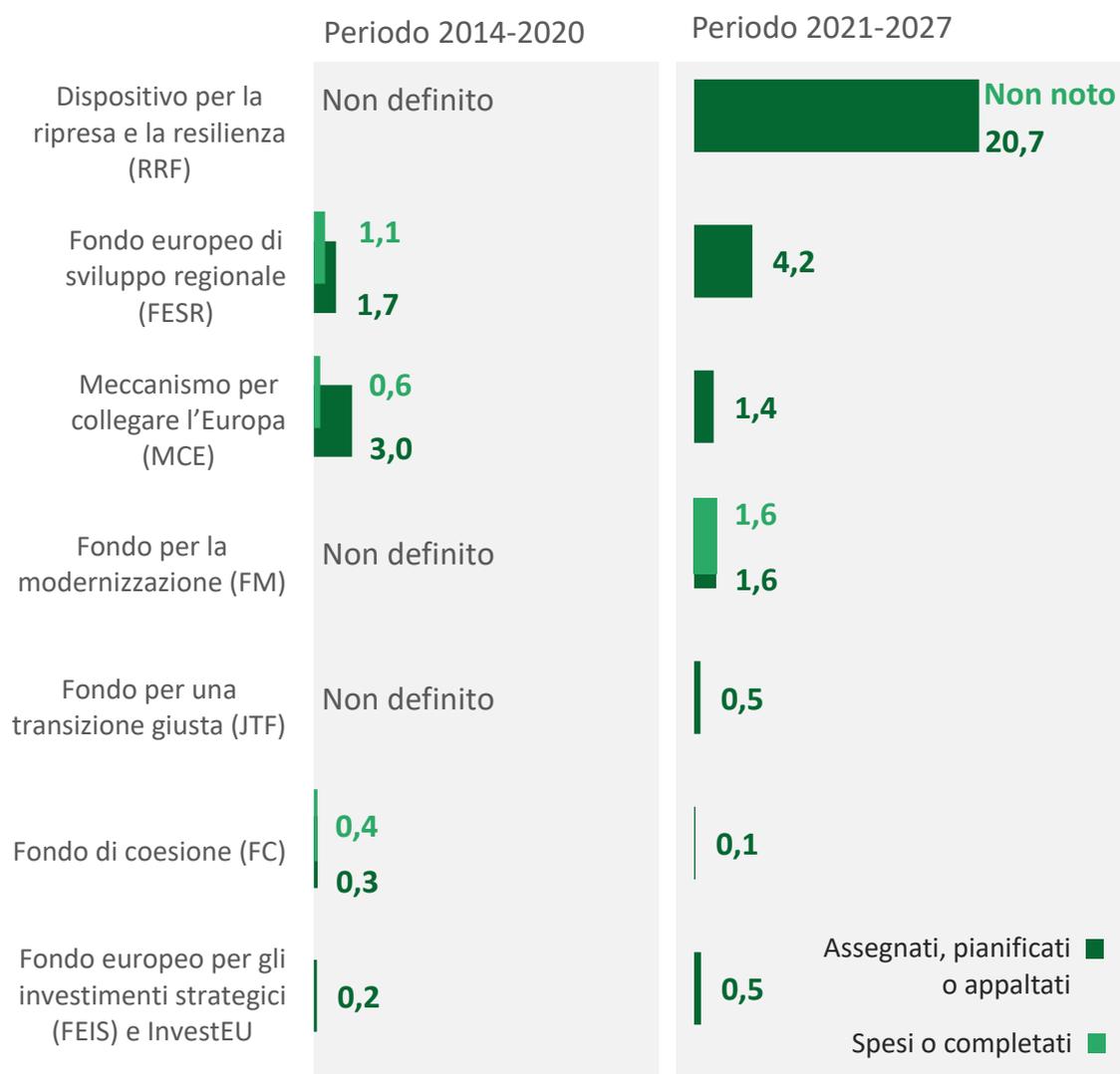
- o incentiva investimenti lungimiranti, collaborando con istituzioni come la Banca europea per gli investimenti per esplorare nuovi strumenti di finanziamento e mira ad aumentare l'attrattiva delle opportunità di finanziamento dell'UE;
- o esorta le ANR a rivedere periodicamente le metodologie tariffarie di rete, passando da modelli guidati da investimenti nella rete ad approcci più flessibili in linea con l'evoluzione del fabbisogno del sistema energetico, promuovendo al contempo la diffusione delle migliori pratiche.

76 Per sostenere gli investimenti nelle infrastrutture di rete sono disponibili numerosi **strumenti dell'UE** (*allegato VIII*). Nel periodo 2014-2020 sono stati resi disponibili circa 5,3 miliardi di euro di fondi UE per gli investimenti nella rete. Nel periodo 2021-2027 detto importo è aumentato a circa 29,1 miliardi di euro, principalmente grazie al dispositivo per la ripresa e la resilienza (RRF), la principale fonte di finanziamento. Tali importi rappresentano una frazione del fabbisogno totale di investimenti nella rete.

77 Anche i finanziamenti dell'UE per gli investimenti nella rete hanno incontrato alcune difficoltà di attuazione. *La Commissione ha riferito* che alcune possibilità di finanziamento sono state sottoutilizzate²³. Per entrambi i periodi, al 2024 erano stati utilizzati in totale 3,7 miliardi di euro (*figura 23*). Per quanto riguarda specificamente l'RRF, gli Stati membri non sono tenuti a comunicare le spese sostenute, e dunque l'importo speso non è noto. Inoltre, come indicato in una precedente *relazione di audit*, l'RRF procede con ritardi e si trova ad affrontare rischi connessi al completamento delle sue misure. Per di più, si tratta anche di uno strumento temporaneo, il che ne limita l'idoneità a rispondere al fabbisogno di investimenti nel lungo periodo.

²³ COM(2023) 757, "Piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete", punto I.

Figura 23 – Importi UE per gli investimenti nella rete nei periodi 2014-2020 e 2021-2027 (miliardi di euro)



Note: per il periodo 2014-2020, gli importi del FESR e dell'FC corrispondono ai campi di intervento 005, 006 e 015 (energia elettrica e reti intelligenti); per il periodo 2021-2027, gli importi del FESR, dell'FC e del JTF corrispondono al campo di intervento 053 (sistemi energetici intelligenti e stoccaggio).

Fonte: Corte dei conti europea, sulla base: della [piattaforma di dati aperti sulla coesione](#) per il FESR, l'FC e il JTF (dati relativi, rispettivamente, a giugno, maggio e marzo 2024); di dati della Commissione per l'EFSI e InvestEU, MCE ed RRF (relativi a maggio, giugno e novembre 2024 rispettivamente); e di dati reperibili [online](#) per il fondo per la modernizzazione.

Osservazioni conclusive

78 L'UE ha fissato obiettivi lungimiranti in materia di clima ed energia per contrastare efficacemente i cambiamenti climatici e ha già compiuto progressi verso il loro conseguimento. Negli ultimi anni sono state intraprese diverse iniziative e elaborati pacchetti legislativi per conseguire tali obiettivi, anche attraverso gli sforzi per produrre energia elettrica da fonti rinnovabili e lo sviluppo della rete elettrica. La guerra di aggressione della Russia contro l'Ucraina ha aumentato la necessità di alternative al gas, compresa l'elettrificazione dell'economia dell'UE (paragrafi **01-14**).

79 Gli investimenti su vasta scala nella rete sono fondamentali per sostenere la transizione energetica e modernizzare la rete che invecchia. La prima parte della presente analisi esamina gli elementi fondamentali degli investimenti nella rete, illustrandone l'importanza ed esaminando gli attuali piani di investimento dei gestori di rete fino al 2050 (paragrafi **20-39**). Mantenendo il ritmo attuale degli investimenti previsti, gli investimenti nella rete ammonteranno complessivamente a 1 871 miliardi di euro tra il 2024 e il 2050. Si tratta di un importo inferiore al fabbisogno di investimenti stimato dalla Commissione tra 1 994 e 2 294 miliardi di euro per la rete elettrica. La Corte ha evidenziato numerose sfide relative all'accelerazione degli investimenti nelle infrastrutture di rete:

- pianificazione della rete inefficace, complessa e frammentata;
- lunghe procedure di autorizzazione e modesta accettazione da parte del pubblico;
- carenze di attrezzature, materiali e manodopera qualificata.

Le sfide appena menzionate possono essere attenuate:

- migliorando il coordinamento e l'integrazione delle pratiche di pianificazione delle reti;
- razionalizzando il rilascio delle autorizzazioni e rafforzando il coinvolgimento del pubblico;
- utilizzando soluzioni tecnologiche moderne e ricorrendo più spesso a processi e strumenti trasparenti, come le mappe delle capacità;
- tramite iniziative di formazione e miglioramento delle competenze per affrontare la carenza di manodopera.

80 La seconda parte del presente documento presenta strategie per ottimizzare lo sviluppo della rete e ridurre il fabbisogno di investimenti (paragrafi [40-58](#)). Dette strategie mirano principalmente ad allentare la pressione sulla rete, tramite un miglior adattamento alle fluttuazioni quotidiane, settimanali e stagionali del consumo e della produzione di energia. Soluzioni più efficienti per gestire la domanda e l'offerta di energia possono ridurre la necessità di espandere la rete su vasta scala. La Corte ha individuato le seguenti opportunità:

- rafforzare le interconnessioni tra Stati membri;
- utilizzare diffusamente tecnologie avanzate di rete;
- adottare misure di gestione della domanda per attenuare i picchi di domanda;
- sviluppare e incrementare nuove soluzioni di stoccaggio;
- accrescere il ruolo dei prosumatori e delle comunità dell'energia.

Il pieno sfruttamento di queste opportunità è ostacolato dai seguenti fattori:

- lenta introduzione dei contatori intelligenti in alcuni Stati membri;
- soluzioni di stoccaggio, come le batterie e l'idrogeno rinnovabile, che non sono sufficientemente avanzate oppure sono troppo costose.

81 Nell'ultima parte del presente documento si esaminano le modalità di finanziamento degli investimenti nella rete, l'influenza dei quadri normativi sulle decisioni di investimento dei gestori delle reti e i dati sulla capacità finanziaria di tali gestori (paragrafi [59-77](#)). La Corte sottolinea tre sfide principali:

- trovare un equilibrio tra il fabbisogno di investimenti e il mantenimento delle fatture dell'energia elettrica ad un livello economicamente accessibile per i consumatori, specie per le famiglie e le industrie ad alta intensità energetica;
- far sì che i gestori delle reti continuino ad avere accesso ai finanziamenti;
- accelerare gli investimenti, limitando al contempo il rischio che le risorse siano spese per progetti che potrebbero essere sottoutilizzati o superflui.

Allo stesso tempo, le opportunità per agevolare i finanziamenti comprendono:

- l'utilizzo di quadri normativi adeguati per incentivare investimenti efficienti;
- il pieno sfruttamento del potenziale delle iniziative di finanziamento dell'UE.

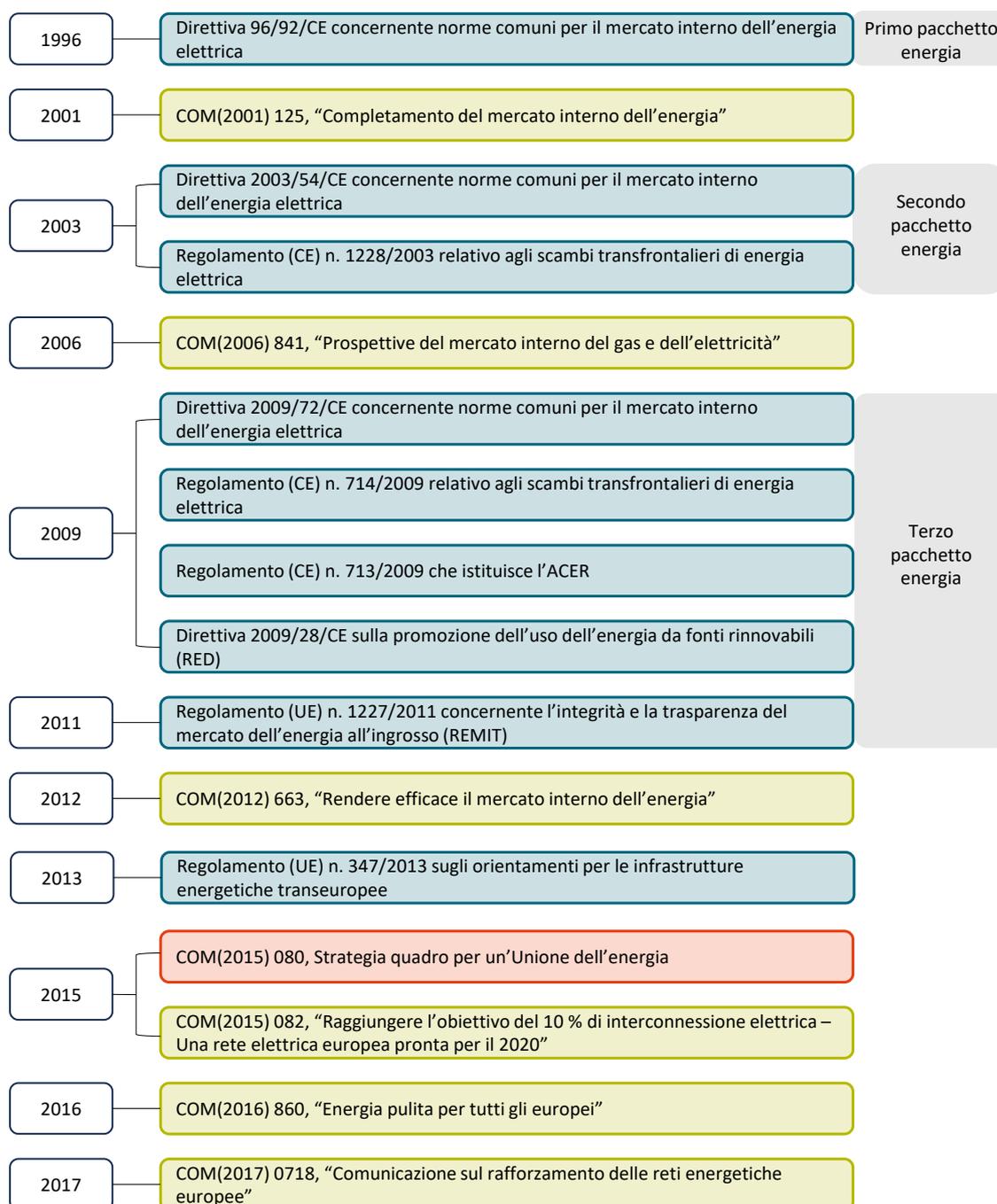
82 Per rendere le reti elettriche dell'UE pronte per l'azzeramento delle emissioni nette, tutte le parti in causa devono collaborare. L'Unione europea, ed in particolare la Commissione, svolgono un ruolo chiave in questo processo, migliorando la governance e la pianificazione generali, creando il necessario contesto normativo e fornendo finanziamenti. Allo stesso tempo, gli Stati membri e i gestori delle reti sono responsabili dello sviluppo delle reti e di affrontare le relative sfide pratiche, normative e finanziarie. I consumatori diventeranno sempre più importanti in quanto produttori di energia e membri attivi del futuro sistema elettrico.

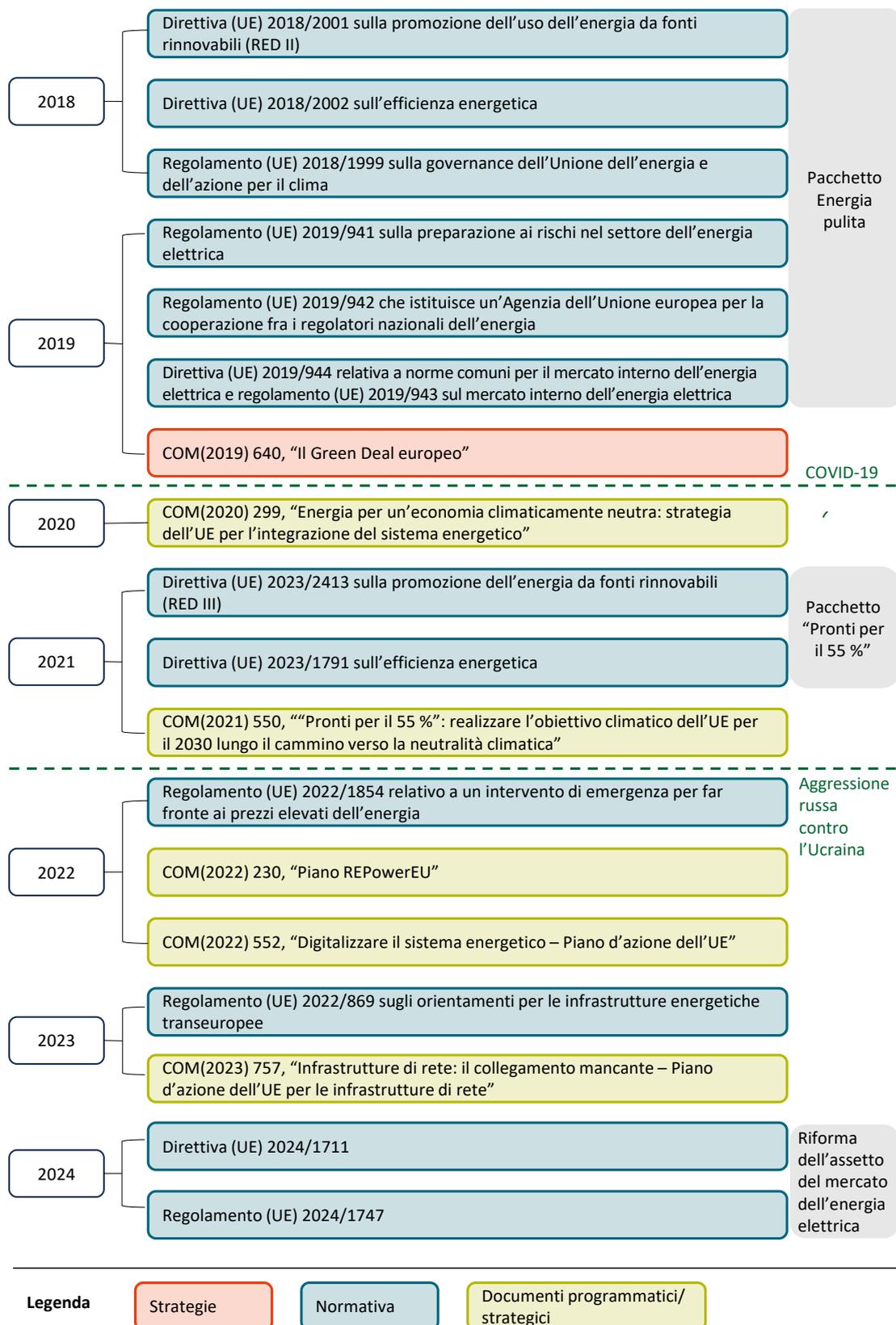
La presente analisi è stata adottata dalla Sezione I, presieduta da Joëlle Elvinger, Membro della Corte, a Lussemburgo, nella riunione del 12 febbraio 2025.

Per la Corte dei conti europea

Tony Murphy
Presidente

Allegato I – Evoluzione della politica dell'UE per le reti elettriche





Fonte: Corte dei conti europea.

Allegato II – Principali caratteristiche delle reti elettriche dell'UE

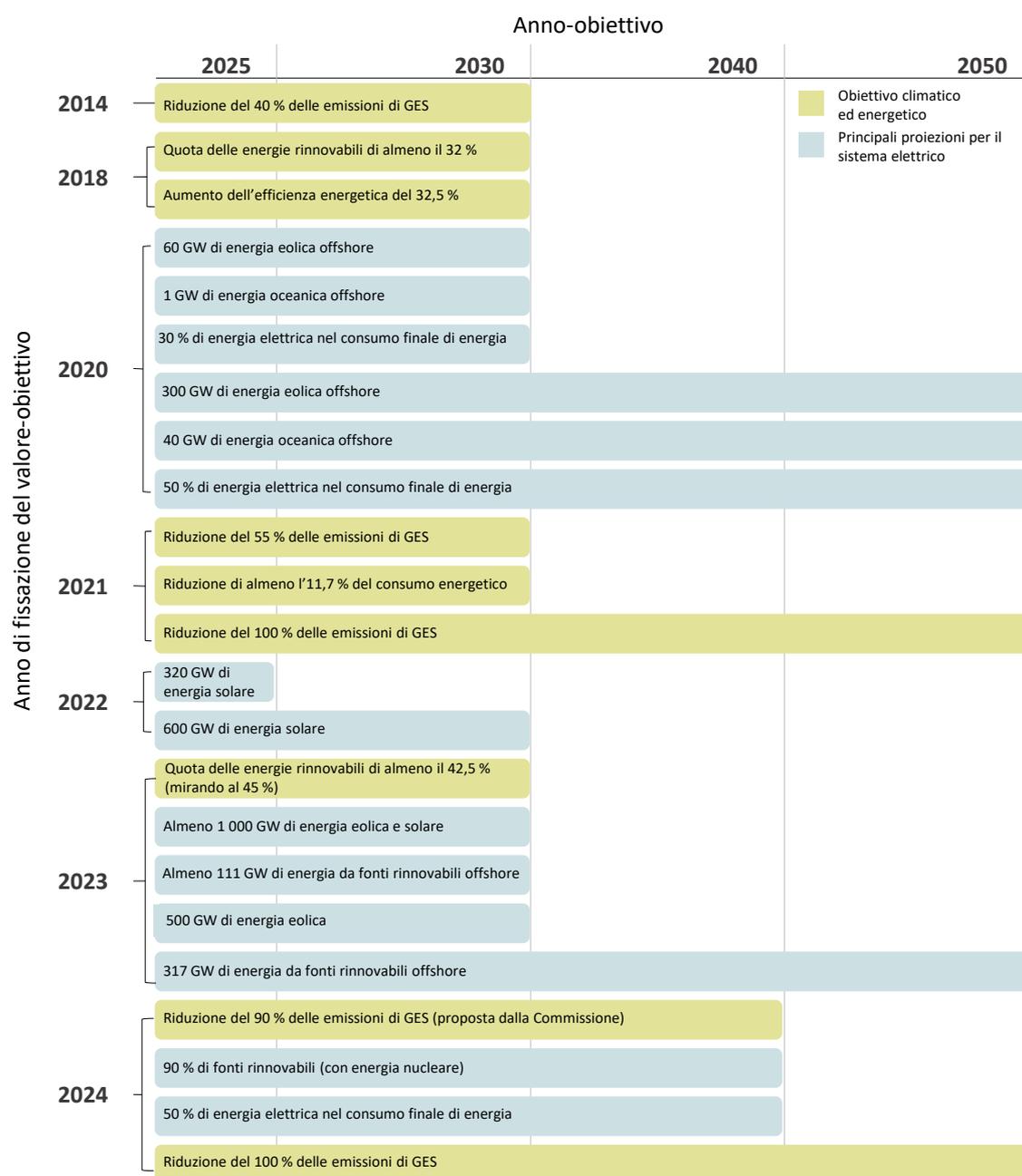
	Gestori di rete			Lunghezza delle reti				Età delle reti	
	Gestori del sistema di distribuzione	Gestori del sistema di trasmissione	Clienti connessi	Distribuzione	Trasmissione	Corrente continua	Totale	Distribuzione	Trasmissione
	Numero	Numero	Milioni	Km	Km	Km	Km	Anni	Anni
Austria	124	2	4,9	263 875	6 769	*	270 644	*	*
Belgio	16	1	6,3	208 632	4 287	*	212 919	32,6	24
Bulgaria	4	1	4,5	161 826	15 384	*	177 210	n.d.	n.d.
Croazia	1	1	2,5	143 130	7 861	*	150 991	*	*
Cipro	1	1	0,5	28 708	1 286	*	29 994	n.d.	n.d.
Repubblica ceca	252	1	6,2	249 887	5 642	*	255 529	*	*
Danimarca	38	1	3,2	158 320	6 100	*	164 420	*	*
Estonia	32	1	0,6	66 203	5 100	139	71 442	25	*
Finlandia	77	1	3,8	423 586	14 159	320	438 065	12,0	31,2
Francia	138	1	40,2	1 409 117	106 602	1 400	1 517 119	17 (sotterranee) 25 (il resto)	50 (aeree) 20 (sotterranee) 30 (sottostazioni)
Germania	866	4	52,2	2 199 306	36 988	*	2 236 294	n.d.	13
Grecia	1	1	7,7	247 317	13 531	267	261 115	*	*
Ungheria	6	1	7,5	165 917	4 897	*	170 814	*	27
Irlanda	1	1	2,4	181 181	7 191	*	188 372	*	*
Italia	123	1	37,1	1 286 215	72 655	2 797	1 361 667	*	*
Lettonia	10	1	1,1	92 323	5 555	*	97 878	19,4	15,1
Lituania	5	1	1,9	128 405	7 299	*	135 704	35	36,5
Lussemburgo	5	1	0,3	12 636	163	*	12 799	23-27	9-40
Malta	1	nessun TSO	0,3	6 175	0	*	6 175	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	6	1	9	262 000	10 000	*	272 000	*	*
Polonia	231	1	19,1	893 295	16 341	127	909 763	*	*
Portogallo	13	1	6,5	234 669	9 409	0	244 078	18	14

	Gestori di rete			Lunghezza delle reti				Età delle reti	
	Gestori del sistema di distribuzione	Gestori del sistema di trasmissione	Clienti connessi	Distribuzione	Trasmissione	Corrente continua	Totale	Distribuzione	Trasmissione
	Numero	Numero	Milioni	Km	Km	Km	Km	Anni	Anni
Romania	8	1	9,4	506 716	9 115	0	515 831	Linee a 110 kV: 47 linee a media tensione: 43 linee a bassa tensione: 38 sottostazioni a 110 kV: 44 sottostazioni a media tensione: 34	Linee aeree a 110 KV: 36 Linee aeree a 220 kV: 52 Linee aeree a 400 kV: 44 Trasformatori: 20
Slovacchia	146	1	2,7	94 790	3 126	*	97 916	*	*
Slovenia	1	1	0,8	65 477	3 114	*	68 591	*	*
Spagna	333	1	29,6	825 765	45 222	*	870 987	22,67	14
Svezia	150	1	5,6	577 004	17 000	*	594 004	28	35
TOTALE	2 589	30	265,9	10 892 474	434 795	n.d.	11 332 320		

* L'ANR non ha trasmesso informazioni.

Fonte: sulla base di: questionari inviati alle ANR; CEER, *Report on Regulatory frameworks for European Energy Networks 2023*, febbraio 2024; EU DSO, *Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU, 2024*, basato sulle informazioni trasmesse all'EU DSO dai gestori dei sistemi di distribuzione.

Allegato III – Evoluzione degli obiettivi dell’UE in materia di energia e di clima



Fonte: Corte dei conti europea, al giugno 2024.

Allegato IV – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e settori da migliorare a livello dell'UE per quanto riguarda l'esercizio di pianificazione

Migliore pratica messa in evidenza a proposito dell'esercizio di pianificazione
Pianificazione basata su scenari che integri il processo del piano di sviluppo nazionale con il processo del piano decennale di sviluppo della rete per quanto riguarda le serie di dati, gli scenari e la modellizzazione.
Consultazione pubblica degli scenari e contributi tempestivi dei portatori di interessi, comprese le ANR, in modo che se ne possa tener conto nella definizione degli scenari e delle ipotesi di modellizzazione.
Pieno accesso delle ANR ai dati con risoluzione spaziale a livello di sottostazione e differenziazione tra connessioni esistenti e pianificate per tipo di connessione e secondo le metodologie di pianificazione della rete.
Le ANR dovrebbero avere il potere giuridico di contestare i TSO nella fase di pianificazione.
Una solida analisi costi-benefici per ciascun investimento.
Quadro metodologico per i piani di sviluppo della rete di distribuzione.
Uso parallelo dell'analisi tecnica e dell'analisi economica e di mercato.
Valutazione degli incrementi ottimali delle capacità interzonalì nella rete di trasmissione e dei divari infrastrutturali a livello dell'UE.
Utilizzo della stessa metodologia di calcolo e degli stessi parametri di input nel processo di pianificazione dei DSO e dei TSO. Decisioni del comitato congiunto sulle soluzioni di investimento, sviluppo di soluzioni per risolvere le congestioni. Ciò si traduce in un processo di pianificazione più coordinato e trasparente, in cui l'ANR può anche acquisire conoscenze per monitorare meglio il piano.
Ambiti in cui sono necessari miglioramenti a livello dell'UE
Definire una visione comune dell'UE sulla definizione delle esigenze e sull'uso di scenari comuni.
Conferire alle ANR maggiori poteri per istituire un processo ufficiale di approvazione (correzione) del piano di sviluppo nazionale che dovrà essere espletato dalle ANR (sia per i TSO che per i DSO); conferire alle ANR anche il diritto di chiedere informazioni più dettagliate in un piano di sviluppo nazionale. L'UE dovrebbe far sì che le ANR dispongano di pieni poteri in materia di pianificazione delle infrastrutture.
Si dovrebbe anche tener conto dell'accessibilità economica per gli utenti nel processo decisionale (le decisioni di investimento faranno aumentare le tariffe di sistema).
Redazione di un manuale o di una guida generali per i piani di sviluppo nazionali (sia per i TSO che per i DSO) sulle informazioni più precise necessarie e sulla configurazione dei piani.
Assegnazione di fondi europei per lo sviluppo di reti ai fini della transizione energetica.
Una regolamentazione e valori-obiettivo più flessibili per ciascuno Stato membro, in quanto la situazione e le possibilità variano da un paese all'altro.
Stabilire norme chiaramente definite in merito ai casi in cui le tecnologie a basse emissioni di carbonio possono essere considerate prioritarie rispetto a quelle ad alte emissioni di carbonio. Con la crescente presenza di centri dati e di altri grandi utenti di energia in Europa, potrebbe essere necessario definire più norme dell'UE per affrontare i problemi legati alla stabilità del sistema e alla crescente domanda. Norme valide per tutta l'UE potrebbero evitare che i singoli Stati membri siano costretti ad adottare norme ad hoc compromettendo potenzialmente gli investimenti futuri.

Fonte: informazioni fornite alla Corte dei conti europea dalle ANR.

Allegato V – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e ambiti da migliorare a livello dell'UE per promuovere la flessibilità

Buona pratica messa in evidenza per promuovere la flessibilità
Tutti gli Stati membri dovrebbero rispettare il principio “chi utilizza paga” nelle tariffe di rete per lo stoccaggio. Sconti generosi (in particolare per i sistemi a batteria) non sono giustificati e verosimilmente comportano una concorrenza controproducente tra Stati membri.
Regolamentazione degli incentivi basata su ICP collegati ai costi della flessibilità e ai volumi delle offerte di capacità flessibile.
Soluzione a breve termine per l'integrazione delle pompe di calore e dei dispositivi di ricarica privati, generalmente utilizzati simultaneamente da diversi utenti della rete. Tale soluzione può conferire al DSO il diritto di controllare i dispositivi flessibili a bassa tensione per evitare situazioni di emergenza. L'intervento del DSO deve basarsi sui vincoli di rete osservati e richiede la digitalizzazione del livello di bassa tensione, compresi i contatori intelligenti e i dispositivi di controllo necessari per promuovere la flessibilità. Come compenso per la potenziale controllabilità, il cliente ottiene uno sconto sull'onere di rete. Gli interventi dei DSO sono considerati una misura di ultima istanza e non dovrebbero avvenire in modo sistematico. In caso di interventi frequenti, il DSO deve espandere la propria rete.
Incentivi all'innovazione nella trasmissione e nella distribuzione di energia elettrica, con obiettivi precisi e sanzioni in caso di mancato raggiungimento di tali obiettivi da parte del gestore. Tale innovazione può, ad esempio, essere un'azione specifica per aumentare lo stoccaggio di energia elettrica e risolvere la congestione anziché la realizzazione di nuovi investimenti.
Introduzione di contatori intelligenti di nuova generazione, attraverso un regime di remunerazione sovvenzionato per consentire il monitoraggio in tempo reale del consumo, consentendo ai fornitori o a terzi di offrire soluzioni flessibili di gestione della domanda. Ciò contribuisce all'accesso a flessibilità granulari che i consumatori più piccoli possono offrire.
Definizione di una strategia nazionale sul versante della domanda consultando vari portatori di interessi, per ovviare alla flessibilità fondamentale agendo su leve quali flessibilità implicita, flessibilità esplicita e requisiti giuridici obbligatori. Per quanto riguarda la flessibilità implicita o la flessibilità come forma di risposta agli incentivi, è possibile elaborare quadri normativi relativi al momento di utilizzo e a tariffe dinamiche, alla ricarica dei veicoli elettrici e alla gestione globale della domanda con contatori e sistemi di comunicazione intelligenti. Per la flessibilità esplicita, o la flessibilità acquisita con contratti o prodotti specificamente progettati che forniscono una risposta definita in materia di flessibilità, è possibile creare quadri normativi per approvare l'appalto dei servizi necessari da parte dei gestori di rete. Infine, requisiti obbligatori sono associati all'allacciamento alla rete elettrica o a requisiti di pianificazione e possono generare flessibilità imponendo agli attivi che richiedono una connessione a richiesta di disporre di servizi di flessibilità al momento della connessione.
Offrire la possibilità di aumentare la capacità contrattuale (kW) delle utenze domestiche di notte e la domenica (ore di basso consumo), senza aumenti tariffari per la potenza aggiuntiva (kW) necessaria per ricaricare i veicoli elettrici a casa. Questa misura è intesa stimolare la domanda aggiuntiva di alimentazione dei veicoli elettrici nei periodi di basso consumo.
Progetti-pilota volti a promuovere i mercati locali della flessibilità e a integrare la flessibilità per integrare gli investimenti nelle reti.
Ambiti in cui sono necessari miglioramenti a livello dell'UE
Fornire buone pratiche per la flessibilità.

Fonte: informazioni fornite alla Corte dei conti europea dalle ANR.

Allegato VI – Quadri normativi per la remunerazione dei gestori di rete negli Stati membri dell’UE

	TSO		DSO		WACC ¹		Beta ²		Indice di indebitamento regolamentato ¹		Rendimento consentito del capitale proprio ²	
	CAPEX ³	OPEX ⁴	CAPEX ³	OPEX ⁴	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO
Austria					4,88 %	4,16 %	0,85	0,86	60 %	60 %	7,84 %	6,93 %
Belgio			Fiandre	Fiandre	4,10 %	3,50 %	0,69	Bruxelles 0,7, Fiandre 0,39	40 %	Fiandre- 60 %	6,11 %	Fiandre 5,44 %, Bruxelles 4,44 %
			Vallonia	Vallonia								
			Bruxelles	Bruxelles								
Bulgaria					3,00 %	7,00 %	n.d.	0,99		50 %	n.d.	6,90 %
Cipro					1,75 %	4,60 %	0,33	0,52	0 %	31 %	1,92 %	4,26 %
Repubblica ceca					6,63 %	6,63 %	0,89	0,89	49 %	49 %	9,97 %	9,97 %
Germania					n.d.	n.d.	0,81	0,81			5,07 %	5,07 %
Danimarca					2,71 %	5,44 %	n.d.	0,70		50 %	6,78 %*	7,00 %
Estonia					6,22 %*	6,27 %	0,69	0,71	50 %	50 %	7,99 %	8,09 %
Grecia					7,51 %	7,66 %	0,80	0,8	45 %	43 %	10,33 %	10,33 %
Spagna					5,58 %	5,58 %	0,72	0,72	50 %	50 %	8,53 %	8,53 %
Finlandia					6,67 %	7,37 %	0,56	0,93	41 %	54 %	7,82 %	9,95 %
Francia					4,60 %	n.d.	0,78	approccio WACC non usato	60 %		7,80 %	n.d.
Croazia					4,03 %*	4,03 %*	0,38*	0,38*	60 %*	60 %*	n.d.	n.d.
Ungheria					Nessuna informazione	Nessuna informazione	0,66*	0,66*			4,38 %*	4,38 %*
Irlanda					3,80 %	3,80 %	0,35-0,4	0,35-0,40			4,80 %-6,88 %	4,80 %-6,88 %
Italia					5,80 %	6,00 %	n.d.	n.d.			7,91 %*	8,34 %*
Lituania					5,00 %	5,09 %	0,74	0,77	50 %	50 %	6,54 %	6,70 %
Lussemburgo					4,81 %	4,81 %	n.d.	n.d.	50 %	50 %	7,44 %	7,44 %
Lettonia	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		1,48 %	1,48 %	0,74	n.d.	50 %	50 %	6,36 %	6,36 %
Malta	Nessun TSO				nessun TSO	6,62 %**		0,87**		53 %**		10,40 %**

	TSO		DSO		WACC ¹		Beta ²		Indice di indebitamento regolamentato ¹		Rendimento consentito del capitale proprio ²	
	CAPEX ³	OPEX ⁴	CAPEX ³	OPEX ⁴	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO
Paesi Bassi	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		2,7-2,8 %	2,7-2,8 %	0,63	0,63	45 %	45 %	5,85 % (valore <i>ex ante</i>)	5,85 % (valore <i>ex ante</i>)
Polonia					7,47 %	8,48 %	0,72	0,72*	50 %	50 %	9,70 %	7,84 %*
Portogallo	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		5,25 %	5,55 %	0,62	0,69	50 %	50 %	5,50 %	6,10 %
Romania					6,39 %	6,39 %	0,70	0,70	40 %	40 %	8,15 %	8,15 %
Svezia					4,53 %	Nessuna informazione	0,54	0,52*	36 %	n.d.	8,59 %	5,52 %*
Slovenia					5,15 %	5,15 %	n.d.	n.d.	40 %	40 %	5,95 %	5,95 %
Slovacchia					5,00 %*	4,99 %*	1,05	1,05	n.d.	n.d.	8,40 %*	8,40 %*

*dati del 2023

**data del 2022

Colore	Quadro
	<i>Cost plus</i>
	Tasso di rendimento
	Tetto sui prezzi
	Tetto sui ricavi
	Non applicabile/non disponibile

Note:

(1) "WACC": *costo medio ponderato del capitale* = *rendimento consentito del capitale proprio* × *rapporto regolamentato* $\frac{\text{capitale proprio}}{\text{attività}}$
+ *tasso di interesse sul debito* × *rapporto regolamentato* $\frac{\text{debito}}{\text{attività}}$

(2) *Rendimento consentito del capitale proprio* = *rischio* – *tasso libero* + *beta* × *premio di mercato*.

(3) CAPEX= spesa in conto capitale: spese di lungo periodo per immobilizzazioni, solitamente recuperate durante il ciclo di vita nel lungo periodo dell'attività mediante ammortamento; può includere nuove linee, aggiornamenti delle sottostazioni, tecnologie di rete intelligenti e progetti di modernizzazione delle reti.

(4) OPEX= spese operative: spese giornaliere connesse al funzionamento, alla manutenzione e alla gestione dell'infrastruttura di rete; può comprendere riparazioni, monitoraggio e controllo della rete, bilanciamento, dispacciamento e ridispacciamento dell'energia elettrica, retribuzioni, spese amministrative, costi connessi ai sistemi TIC.

(5) TOTEX= spesa totale: somma della spesa in conto capitale e delle spese operative. La regolamentazione TOTEX è un approccio di regolamentazione in cui i costi sono trattati allo stesso modo, indipendentemente dal fatto che si tratti di spese in conto capitale o di spese operative: non vi è quindi alcun incentivo a preferire un tipo di spesa rispetto all'altro.

Fonte: informazioni fornite alla Corte dei conti europea dalle ANR.

Allegato VII – Opinioni degli Stati membri: migliori pratiche e ambiti da migliorare a livello dell'UE per quanto riguarda i quadri normativi per la remunerazione dei gestori di rete

Migliore pratica evidenziata sul quadro normativo per la remunerazione dei gestori di rete

Fornire una remunerazione finanziaria attraverso una regolamentazione degli incentivi per promuovere l'obiettivo di interconnessione interzonale del 70 %.

Utilizzo del *benchmarking*: incoraggia i gestori a migliorare.

Un adeguato dialogo tra l'autorità di regolamentazione e i gestori prima di fissare i livelli di remunerazione, in modo da avere un'adeguata comprensione delle varie questioni in gioco.

La metodologia utilizzata per determinare il valore degli attivi e i relativi parametri tariffari dovrebbe essere trasparente e stabile, in modo che i gestori siano consapevoli di ciò che ci si aspetta da essi in termini di efficienza.

In caso di investimenti ex ante, la metodologia per l'inclusione nella base delle attività regolamentata deve essere descritta in modo preciso, in modo che i gestori dispongano di informazioni sufficienti per prendere decisioni in merito all'attuazione di un nuovo progetto.

Regolamentazione della remunerazione basata sull'output, in quanto spinge i gestori a migliorare il servizio e le prestazioni forniti agli utenti della rete.

Collegare parzialmente il tasso di rendimento della base di attività regolamentata all'evoluzione del rendimento dei titoli di Stato a lungo termine e, quindi, al mercato finanziario, riducendo il rischio finanziario per i gestori.

Ambiti in cui sono necessari miglioramenti a livello dell'UE

Fornire orientamenti in materia di buone pratiche per gli investimenti ex ante.

Fonte: informazioni fornite alla Corte dei conti europea dalle ANR.

Allegato VIII – Fondi dell’UE per gli investimenti in infrastrutture della rete elettrica

Periodo/base giuridica	Fondo/gestione	Obiettivo	Precondizioni	Ambito del finanziamento	Tasso di finanziamento
Sviluppo della rete					
2014-2020 Regolamento (UE) n. 1316/2013	Meccanismo per collegare l’Europa (MCE) Gestione diretta	Aumentare la competitività contribuendo all’integrazione del mercato interno dell’energia e promuovendo l’interoperabilità transfrontaliera delle reti. Promuovere lo sviluppo sostenibile e la decarbonizzazione integrando fonti energetiche rinnovabili e sviluppando reti intelligenti e che non emettano biossido di carbonio. Garantire la sicurezza dell’approvvigionamento.	Finanziamenti riservati esclusivamente a progetti di interesse comune dell’UE relativi ai corridoi e alle aree prioritari individuati nel regolamento TEN-E , creando notevoli esternalità positive per più Stati membri e laddove il progetto non sia commercialmente sostenibile.	Studi, attrezzature, lavori e altre misure di accompagnamento. Infrastruttura transfrontaliera senza requisiti di ammissibilità dei gestori di rete. Erogati sotto forma di sovvenzioni.	Massimo 50 % per studi e lavori. Fino al 75 % se garantisce un livello elevato di sicurezza dell’approvvigionamento a livello regionale o dell’UE, rafforza la solidarietà dell’UE o offre soluzioni altamente innovative. Tasso di finanziamento effettivo non disponibile.
2021-2027 Regolamento (UE) 2021/1153		Come sopra. L’obiettivo è anche quello di agevolare la cooperazione transfrontaliera nel settore dell’energia da fonti rinnovabili.	Come sopra. Per i progetti transfrontalieri di energia da fonti rinnovabili: rispetto dei criteri stabiliti nell’articolo 7 del regolamento (UE) 2021/1153 .	Massimo 50 % per gli studi. Tasso di finanziamento effettivo non disponibile.	
2014-2020 Regolamento (UE) n. 1300/2013	Fondo di coesione (FC) Gestione concorrente	Ridurre le disparità economiche e sociali nell’UE sostenendo le infrastrutture elettriche che contribuiscono a tale obiettivo negli Stati membri il cui reddito nazionale lordo pro capite è inferiore al 90 % della media dell’UE, perseguendo al contempo gli obiettivi in materia di sicurezza energetica, integrazione del mercato e cambiamenti climatici.	Piani che descrivono le priorità nazionali per le infrastrutture energetiche e un piano d’azione nazionale per l’energia da fonti rinnovabili.	Sviluppa sistemi energetici intelligenti al di fuori della rete transeuropea dell’energia. Fondi disponibili per i TSO e i DSO.	Massimo: 85 % Tasso medio effettivo: 85 %.
2021-2027 Regolamento (UE) 2021/1058			Allineamento con piano nazionale per l’energia e il clima.	Erogati sotto forma di sovvenzioni e strumenti finanziari.	Massimo: 85 % Tasso medio previsto: 85 %.

Periodo/base giuridica	Fondo/gestione	Obiettivo	Precondizioni	Ambito del finanziamento	Tasso di finanziamento
2014-2020 Regolamento (UE) n. 1301/2013	Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR)	Migliorare la competitività delle regioni tramite lo sviluppo di sistemi intelligenti di distribuzione, stoccaggio e trasmissione dell'energia e mediante l'integrazione della produzione distribuita ottenuta da fonti rinnovabili.	Piani che descrivono le priorità nazionali per le infrastrutture energetiche e un piano d'azione nazionale per l'energia da fonti rinnovabili.	Progetti maturi, soprattutto in infrastrutture di distribuzione a bassa tensione più piccole, che mobilitano investimenti privati.	Massimo: 85 %, a seconda della regione. Tasso medio effettivo: 67 %.
2021-2027 Regolamento (UE) 2021/1058	Gestione concorrente		Allineamento con piano nazionale per l'energia e il clima.	Fondi disponibili per i TSO e i DSO. Erogati sotto forma di sovvenzioni e strumenti finanziari.	Massimo: 85 %, a seconda della regione. Tasso medio previsto: 74 %
Transizione energetica e decarbonizzazione					
2021-2027 Regolamento (UE) 2021/1056	Fondo per una transizione giusta (JTF) Gestione concorrente	Ridurre i costi sociali ed economici derivanti dalla transizione verso gli obiettivi climatici dell'UE, per le regioni più colpite, data la loro dipendenza dai combustibili fossili.	Allineamento ai piani per una transizione giusta.	Attività volte ad attenuare l'impatto socioeconomico negativo della transizione. Erogati sotto forma di sovvenzioni, appalti e strumenti finanziari. Fondi disponibili per i TSO e i DSO.	Massimo: 85 %, a seconda della regione. Tasso medio previsto: 71 %.

Periodo/base giuridica	Fondo/gestione	Obiettivo	Precondizioni	Ambito del finanziamento	Tasso di finanziamento
2021-2030 Regolamento (UE) 2020/1001 Direttiva 2003/87/CE (direttiva sull'ETS) , modificata da ultimo dalla direttiva (UE) 2023/959	Fondo per la modernizzazione Non soggetto al regolamento finanziario .	Modernizzazione dei sistemi energetici e miglioramento dell'efficienza energetica degli Stati membri a più basso reddito, compreso l'ammodernamento delle reti elettriche per facilitare l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.	Almeno l'80 % dei fondi deve essere investito in investimenti prioritari. Rispetto delle norme in materia di aiuti di Stato in caso di cofinanziamento.	Modernizzazione delle reti energetiche, compresa gestione della domanda, teleriscaldamento, trasmissione di energia elettrica e aumento delle interconnessioni tra Stati membri. Finanziamenti principalmente mediante sovvenzioni, ma possono includere anche premi, garanzie, prestiti o conferimento di capitale.	Così come obbligatorio ai sensi delle applicabili disposizioni in materia di aiuti di Stato. Tasso effettivo non disponibile.
Ripresa e resilienza					
2021-2026 Regolamento (UE) 2021/241 , modificato dal regolamento (UE) 2023/435	Dispositivo per la ripresa e la resilienza (<i>Recovery and Resilience Facility</i> – RRF) Gestione diretta per i pagamenti a livello dell'UE agli Stati membri	Sostenere riforme e investimenti per mitigare l'impatto economico e sociale della pandemia di COVID-19, rendendo le economie e le società dell'UE più sostenibili e resilienti per il futuro. In tale contesto, mira specificamente ad aumentare la resilienza, la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico dell'UE, anche sostenendo le infrastrutture elettriche.	Conseguimento dei traguardi e degli obiettivi predefiniti nelle decisioni di esecuzione del Consiglio.	Definiti dallo Stato membro nei rispettivi piani di ripresa e resilienza. Alcune misure sono rivolte ai TSO o ai DSO, altre comprendono entrambi.	Definiti dagli Stati membri.
2015-2020 Regolamento (UE) 2015/1017	Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS) Gestione indiretta	Sviluppo e ammodernamento dell'infrastruttura energetica (in particolare, interconnessioni, reti intelligenti a livello della distribuzione, stoccaggio dell'energia e sincronizzazione delle reti).	Il progetto deve: essere economicamente e tecnicamente sostenibile, massimizzare gli investimenti del settore privato; essere coerente	Nessuna restrizione.	Non applicabile.

Periodo/base giuridica	Fondo/gestione	Obiettivo	Precondizioni	Ambito del finanziamento	Tasso di finanziamento
2021-2027 Regolamento (UE) 2021/523	InvestEU Gestione indiretta	Sviluppo e ammodernamento delle infrastrutture energetiche sostenibili e interventi per renderle intelligenti, in particolare tecnologie di stoccaggio, interconnessioni elettriche tra Stati membri e reti intelligenti, sia a livello di trasmissione che di distribuzione.	con le politiche dell'UE; ovviare ai fallimenti del mercato o a situazioni di investimento non ottimali.	Nessuna restrizione.	Non applicabile.

Fonte: Corte dei conti europea.

Abbreviazioni

ANR: autorità nazionale di regolamentazione

CEER: Consiglio dei regolatori europei dell'energia (*Council of European Energy Regulators*)

DSO: gestore del sistema di distribuzione (*Distribution system operator*)

ENTSO per il gas: rete europea di gestori del sistema di trasporto del gas (*European Network of Transmission System Operators for Gas*)

GW: gigawatt

kWh: chilowattora

TSO: gestore del sistema di trasmissione (*Transmission system operator*)

Glossario

Distribuzione: trasporto di energia elettrica su reti ad alta, media e bassa tensione, prima di fornirla ai clienti.

Rete elettrica: rete interconnessa di linee e cavi elettrici e relative infrastrutture e attrezzature (ad esempio, sottostazioni, trasformatori) utilizzata per trasmettere e distribuire energia elettrica ai consumatori all'interno di un'area geografica.

Rete intelligente: rete elettrica che utilizza le tecnologie digitali per conciliare meglio l'offerta e la domanda di energia elettrica in tempo reale, riducendo al contempo al minimo i costi e rimanendo stabile e affidabile.

Sistema elettrico: infrastrutture e reti per la produzione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di energia elettrica dai produttori ai consumatori, sostenute da sistemi di controllo e reti di comunicazione per il monitoraggio e la gestione.

Trasmissione: trasporto di energia elettrica su reti interconnesse ad altissima e ad alta tensione, prima di consegnarla ai gestori dei sistemi di distribuzione e fornirla ai clienti finali.

Zero emissioni nette: obiettivo climatico per il quale le emissioni di carbonio provenienti dalle attività umane sono ridotte a una quantità residua che può quindi essere rimossa o assorbita e stoccata in modo permanente dalla natura (ad esempio, in alberi, nel suolo), non lasciandone traccia nell'atmosfera.

Équipe della Corte dei conti europea

La presente analisi è stata adottata dalla Sezione I (“Uso sostenibile delle risorse naturali”), presieduta da Joëlle Elvinger, Membro della Corte. Il compito è stato diretto da Keit Pentus-Rosimannus, Membro della Corte, coadiuvato da: Annikky Lamp, capo di Gabinetto, e Daria Bochnar, attaché di Gabinetto; Emmanuel Rauch, primo manager; Sara Pimentel, capoincarico; Dirk Neumeister, Ilka Raab, Lucia Roşca, Michal Szwed, auditor. Laura McMillan e Zoe Amador Martínez hanno fornito assistenza linguistica. Alexandra Damir-Binzaru e Dunja Weibel hanno fornito supporto grafico e Frédérique Hussenet ha fornito assistenza di segreteria.



Da sinistra a destra: Emmanuel Rauch, Frédérique Hussenet, Annikky Lamp, Lucia Roşca, Keit Pentus-Rosimannus, Daria Bochnar, Sara Pimentel, Dirk Neumeister, Michal Szwed.

DIRITTI D'AUTORE

© Unione europea, 2025

La politica di riutilizzo della Corte dei conti europea è stabilita dalla [decisione della Corte n. 6-2019](#) sulla politica di apertura dei dati e sul riutilizzo dei documenti.

Salvo indicazione contraria (ad esempio, in singoli avvisi sui diritti d'autore), il contenuto dei documenti della Corte di proprietà dell'UE è soggetto a licenza [Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale \(CC BY 4.0\)](#). Ciò significa che, in linea generale, ne è consentito il riutilizzo, a condizione che sia citata la fonte in maniera appropriata e che siano indicate le eventuali modifiche. In caso di riutilizzo del materiale della Corte, il significato o il messaggio originali non devono essere distorti. La Corte dei conti europea non è responsabile delle eventuali conseguenze derivanti dal riutilizzo del proprio materiale.

Se un contenuto specifico permette di identificare privati cittadini (ad esempio nelle foto che ritraggono personale della Corte) o se include lavori di terzi, è necessario chiedere un'ulteriore autorizzazione.

Ove concessa, tale autorizzazione annulla e sostituisce quella generale già menzionata e indica chiaramente ogni eventuale restrizione dell'uso.

Per utilizzare o riprodurre contenuti non di proprietà dell'UE, può essere necessario richiedere un'autorizzazione direttamente ai titolari dei diritti.

Figura 2 – Pittogrammi: Adobe Stock/SkyLine.

Figure 3 e 4: pittogrammi [@stock.adobe.com](#) e pittogrammi realizzati utilizzando risorse tratte da [Flaticon.com](#). © Freepik Company S.L. Tutti i diritti riservati.

Figura 5: dati trasmessi dall'[EU DSO](#). Tutti i diritti riservati.

Figure 7 e 15: pittogrammi realizzati utilizzando risorse tratte da [Flaticon.com](#). © Freepik Company S.L. Tutti i diritti riservati.

Figura 10: mappe © [Netbeheer Nederland](#), situazione al 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

Figura 17: pittogrammi: Adobe Stock/SkyLine/stockgood.

Figure 20, 21 e 22: dati basati su informazioni tratte dalla banca dati Orbis. © 2025 Moody's Analytics, Inc. e/o rispettivi licenzianti e consociate. Tutti i diritti riservati.

Il software o i documenti coperti da diritti di proprietà industriale, come brevetti, marchi, disegni e modelli, loghi e nomi registrati, sono esclusi dalla politica di riutilizzo della Corte.

I siti Internet istituzionali dell'Unione europea, nell'ambito del dominio europa.eu, contengono link verso siti di terzi. Poiché esulano dal controllo della Corte, si consiglia di prender atto delle relative informative sulla privacy e sui diritti d'autore.

Uso del logo della Corte dei conti europea

Il logo della Corte dei conti europea non deve essere usato senza previo consenso della stessa.

PDF	ISBN 978-92-849-4756-0	ISSN 2811-8235	doi:10.2865/1967709	QJ-01-25-017-IT-N
-----	------------------------	----------------	---------------------	-------------------

COME CITARE LA PRESENTE PUBBLICAZIONE:

Corte dei conti europea, [analisi 01/2025](#), “Preparare la rete elettrica dell’UE all’azzeramento delle emissioni nette”, Ufficio delle pubblicazioni dell’Unione europea, 2025

Spesso diamo per scontato che, al semplice tocco di un interruttore, verrà erogata energia elettrica. Eppure, dietro le quinte, vi sono 11,3 milioni di chilometri di cavi e linee elettriche che portano l'energia elettrica a 266 milioni di utenti. Contrastare i cambiamenti climatici e potenziare l'indipendenza energetica dell'UE necessita di una rete elettrica modernizzata, capace di integrare più energia da fonti rinnovabili e di adattarsi ad un'elettrificazione crescente. Nella presente analisi si esamina la situazione delle reti elettriche dell'UE, le principali tendenze e politiche, e si individuano sfide ed opportunità per disporre di una rete pronta per l'azzeramento delle emissioni nette. La Corte sottolinea la necessità di accelerare gli investimenti su vasta scala per la transizione energetica, suggerisce modi per ridurre il fabbisogno di investimenti tramite la flessibilità del sistema elettrico e della rete ed evidenzia l'importante ruolo dei quadri normativi nel garantire i finanziamenti.

CORTE DEI CONTI EUROPEA

12, rue Alcide De Gasperi

1615 Luxembourg

LUXEMBOURG

Tel. +352 4398-1

Modulo di contatto: eca.europa.eu/it/contact

Sito Internet: eca.europa.eu

X: @EUAuditors



**CORTE
DEI CONTI
EUROPEA**