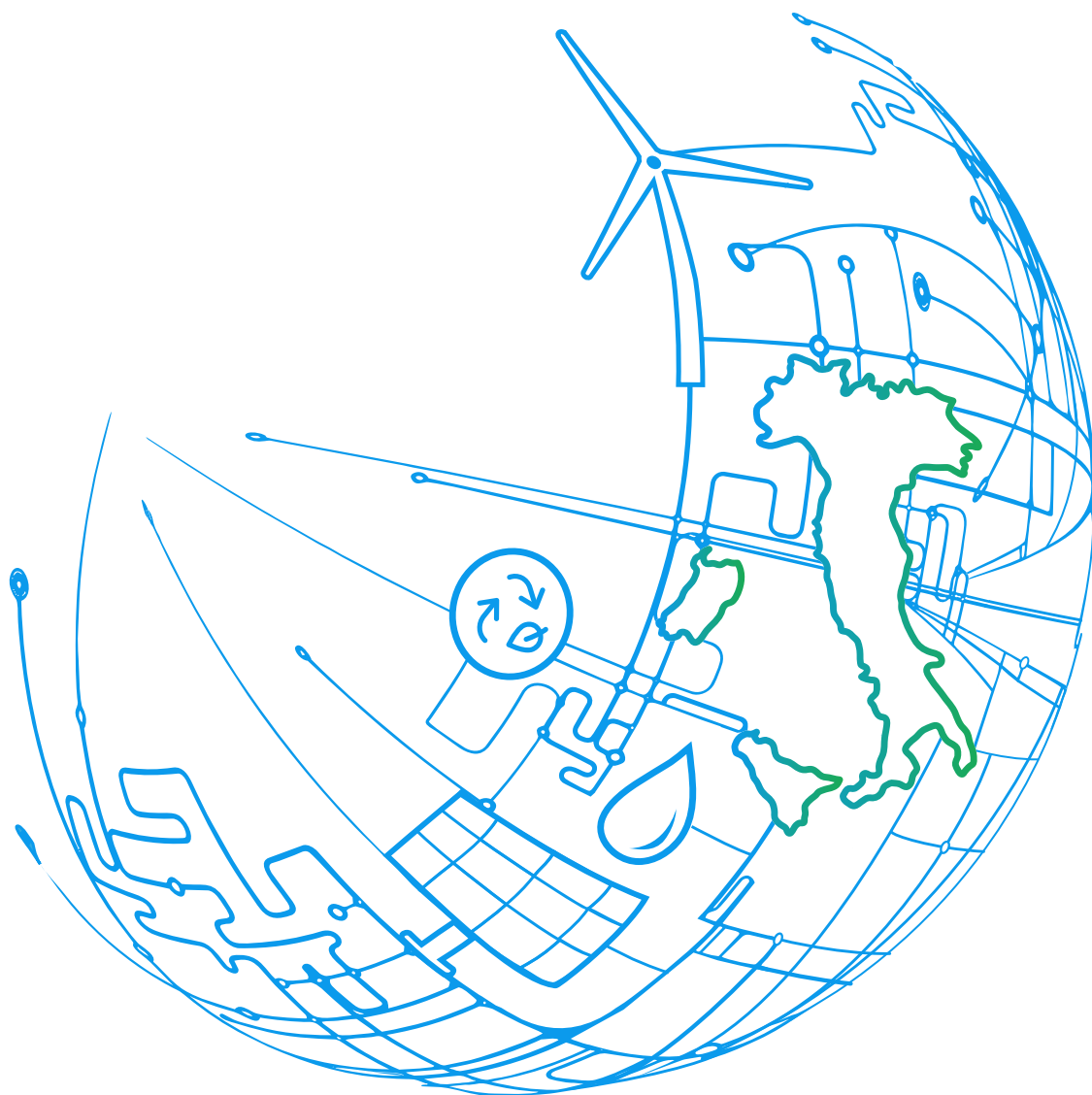


INVESTIRE PER COMPETERE.

Il contributo delle *Utility*
a sviluppo e occupazione del Paese.



INVESTIRE PER COMPETERE.
IL CONTRIBUTO DELLE *UTILITY* A SVILUPPO E
OCCUPAZIONE DEL PAESE

Position Paper

Settembre 2026

Rapporto realizzato da TEHA Group su incarico di A2A S.p.a.

© 2026 A2A S.p.a. e TEHA Group S.p.a. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del rapporto può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di A2A S.p.a. e TEHA Group S.p.a.

I contenuti del presente rapporto sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group e possono non coincidere con le opinioni e i punti di vista delle persone intervistate e coinvolte nello studio.

INDICE

PREFAZIONI	1
I MESSAGGI CHIAVE DEL <i>POSITION PAPER</i>	6
CAPITOLO 1	15
OLTRE IL PNRR: CONTINUITÀ DEGLI INVESTIMENTI E RUOLO STRATEGICO DEL SETTORE <i>ENERGY & UTILITY</i> NELLA CRESCITA DEL PAESE	
CAPITOLO 2	19
GLI INVESTIMENTI DEL SETTORE <i>ENERGY & UTILITY</i> PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E AMBIENTALE DEL PAESE NEGLI ORIZZONTI TEMPORALI 2035 E 2050	
2.1 Generazione e flessibilità del sistema elettrico italiano	22
2.2 Infrastruttura elettrica di trasmissione, distribuzione e ricarica per i veicoli elettrici	29
2.3 Infrastruttura gas: reti di trasporto e distribuzione del gas	33
2.4 I <i>data center</i>	34
2.5 Il teleriscaldamento	35
2.6 Il ciclo idrico integrato	37
2.7 Trattamento rifiuti e biometano	38
CAPITOLO 3	42
I BENEFICI ECONOMICI, ENERGETICI E AMBIENTALI ABILITATI DAGLI INVESTIMENTI NEL SETTORE <i>ENERGY & UTILITY</i>	
3.1 Gli investimenti del settore <i>Energy & Utility</i> come pilastro strutturale della crescita economica italiana	42
3.2 Il ruolo degli investimenti del settore <i>Energy & Utility</i> nel rafforzare l'autonomia energetica italiana	45
3.3 Elettrificazione dei consumi: gli investimenti del settore <i>Energy & Utility</i> riducono la spesa energetica di famiglie e imprese	46
3.4 Il ruolo degli investimenti nel settore <i>Energy & Utility</i> nello sviluppo dell'economia circolare	52
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	60

Il presente *Position Paper* è stato realizzato da TEHA Group (da qui in avanti anche “TEHA”) per conto di A2A.

Hanno contribuito allo Studio per conto di A2A:

- **Renato Mazzoncini** (Amministratore Delegato e Direttore Generale)
- **Roberto Tasca** (Presidente)
- **Carlotta Ventura** (*Chief Communications, Sustainability and Regional Affairs Officer*)
- **Filippo Bonaccorsi** (*Chief Public Affairs*)
- **Lorenzo Giussani** (*Chief Strategy & Growth*)
- **Giuseppe Mariano** (*Head of Media Relations, Social Networking & Web*)
- **Valentina Tamburini** (*Head of Strategy*)
- **Silvia Merlo** (Responsabile *Media Relations*)
- **Valentino Ruzzon** (Responsabile *Energy Market Analysis and Weather Services*)
- **Davide Conti** (Responsabile *Scenario Projections*)
- **Federico Indino** (Responsabile *Strategy* Generazione e Mercato)
- **Stefano Sozio** (*Strategy*)
- **Martina Sabatelli** (*Strategy*)

Il Gruppo di Lavoro TEHA Group è formato da:

- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*)
- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner* e Responsabile Area Scenari & *Intelligence*)
- **Nicolò Serpella** (Responsabile Scenario *Energy & Utility*; *Project Leader*)
- **Jenny Cirincio** (*Consultant*, Area Scenari e *Intelligence*; *Project Coordinator*)
- **Camilla Ciboldi** (*Analyst*, Area *Food&Retail* e *Sustainability*)
- **Marta Delfino** (*Analyst*, Area Scenari e *Intelligence*)
- **Silvia Lovati** (*Associate Partner* e Responsabile TEHA Club e Relazioni con i *media*)
- **Fabiola Gnocchi** (*Team comunicazione*)
- **Ines Lundra** (*Assistant*)

PREFAZIONI

Il 30 giugno 2026 si è concluso il percorso di attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, aprendo una nuova fase per l'economia italiana. Il Paese vede esaurirsi il più imponente programma di sostegno agli investimenti pubblici dal secondo dopoguerra — 194 miliardi di euro complessivi — un intervento di dimensioni eccezionali per l'entità delle risorse mobilitate. Il Piano ha fornito un contributo significativo al tessuto economico nazionale in una fase di debolezza congiunturale, contribuendo a evitare scenari recessivi. Ma i piani straordinari, per definizione, finiscono. Le sfide che li hanno generati, invece, restano. Quella cruciale è oggi garantire la continuità degli investimenti in infrastrutture strategiche, per evitare che la fine dei fondi europei si trasformi in un rallentamento strutturale della crescita, proprio mentre l'Europa è chiamata a recuperare competitività, come indicato a più riprese da Mario Draghi.

In questa congiuntura, un contributo rilevante può venire dal settore *Energy & Utility*. Questo studio fa il punto sulla capacità di investimento del comparto e sulle sue ricadute: le stime indicano che il settore può attivare ogni anno 33 miliardi di Euro di investimenti, fino al 2050, a conferma del proprio ruolo di piattaforma industriale e uno dei principali motori di sviluppo e crescita del Paese.

Operando in aree strategiche per cittadini e imprese, le aziende del settore possono contribuire a generare benefici diffusi. Gli investimenti, infatti, non hanno una natura congiunturale, ma generano effetti strutturali e di lungo periodo a supporto della transizione energetica, in linea con quanto richiesto dalla Commissione europea nell'ambito della clausola di salvaguardia sul patto di stabilità per gli investimenti nel campo dell'incremento della sicurezza energetica. Nella nuova fase, in cui sarà necessario mantenere lo slancio dato dal PNRR, il settore può giocare certamente un ruolo di rilievo. Attraverso un approccio multi-business, che coinvolge Generazione, Economia Circolare, Infrastrutture, Ciclo Idrico, Data Center e altre attività, può contribuire non solo alla crescita del PIL, ma anche allo sviluppo di una moderna infrastruttura di generazione, distribuzione e stoccaggio dell'energia capace di ridurre la spesa energetica di famiglie e imprese, rafforzare l'autonomia del Paese e accelerare la decarbonizzazione.

Il lavoro di ricerca e analisi degli scenari di investimento degli operatori *Energy & Utility*, frutto di un impegno congiunto tra A2A e TEHA Group, prosegue un percorso iniziato nel 2020.

Gli studi prodotti negli scorsi anni hanno analizzato temi rilevanti per lo sviluppo economico, ambientale e industriale dell'Italia, e delineato aree di intervento per affrontare le sfide di un contesto mutevole: il cambiamento di paradigma da NIMBY a PIMBY; l'autonomia energetica; la risorsa idrica; lo sviluppo di città "*future-fit*" attraverso decarbonizzazione, elettrificazione e innovazione; il mondo dei *Data Center* e il relativo impatto su transizione ecologica ed economia.

Il report 2026 fa sintesi di molte delle evidenze dei lavori precedenti e approfondisce le ricadute economiche degli investimenti del settore: la riduzione della spesa energetica delle

famiglie tramite l'elettrificazione, le minori spese per l'industria legata al contenimento del costo dell'energia, e la riduzione delle emissioni di CO₂ derivante dagli interventi in generazione elettrica, riscaldamento residenziale e mobilità privata.

La ricerca non si limita quindi a misurare un potenziale, ma individua una direzione: trasformare le leve già disponibili in un fattore strutturale di crescita per il Paese. Le aziende del settore possono attivare 825 miliardi di Euro di investimenti privati da oggi al 2050, equivalenti al 9% della media degli investimenti nazionali lordi realizzati tra 2016 e 2025.

Questa capacità di risorse si concentra in quattro direttrici: nell'energia, con nuovi impianti a fonte rinnovabile, a partire dai necessari investimenti nei datati impianti idroelettrici, e incremento della flessibilità attraverso accumuli e cicli combinati, non escludendo sul lungo periodo un'integrazione con impianti nucleari di nuova generazione; nelle infrastrutture, con l'efficientamento delle reti elettriche e gas e gli interventi sul ciclo idrico e il teleriscaldamento; nell'economia circolare, attraverso l'espansione dell'impiantistica nazionale di trattamento dei rifiuti, trasformati in risorsa attraverso riciclo, recupero energetico e produzione di biometano; nei data center, con lo sviluppo di nuova capacità di Information Technology, in linea con quanto emerso nel precedente *Paper 2025 A2A-TEHA Group*.

Le ricadute economiche generate da ogni Euro investito arriverebbero a pesare per il 10% dell'incremento del PIL nei prossimi 25 anni, senza alcun aumento del debito pubblico e gli investimenti potrebbero creare fino a 300.000 nuovi posti di lavoro diretti.

La misura del successo di queste azioni non sarà soltanto macroeconomica, ma si misurerà negli effetti tangibili per cittadini e imprese. Rispetto a oggi, il beneficio sulla spesa energetica di una famiglia al crescere dell'elettrificazione oscillerebbe tra circa 700 €/anno (ipotesi base) e circa 1.000 €/anno (ipotesi *full electric*); per il tessuto industriale, il risparmio cumulato arriverebbe a circa 80 miliardi di Euro al 2050, che se reinvestiti, potrebbero generare un valore aggiunto di circa 260 miliardi di Euro.

La transizione energetica rappresenta inoltre una leva per la sicurezza del Paese: gli interventi individuati porterebbero il livello di autonomia energetica dal 26% attuale all'81% nel 2050, rafforzando la resilienza del sistema rispetto a potenziali shock del mercato legati a eventi geopolitici internazionali.

Anche i risultati in termini di decarbonizzazione sarebbero rilevanti: gli investimenti privati in generazione elettrica, riscaldamento residenziale e mobilità privata potrebbero ridurre le emissioni nazionali del 36% entro il 2050, con un risparmio sociale legato al costo del carbonio pari a 31 miliardi di Euro. Sul fronte dell'economia circolare, azzerare il conferimento in discarica ridurrebbe il costo di smaltimento per il sistema di oltre 500 milioni di Euro al 2050, con beneficio diretto per i cittadini sul costo della TARI. Infine, gli interventi sulle reti idriche avrebbero un impatto sociale ed economico: le perdite nella rete di distribuzione, se non colmate, potrebbero costare al Paese fino a 250 miliardi di Euro entro il 2050, oltre a sanzioni per 1,5 miliardi di Euro.

In questo scenario, il ruolo delle aziende del settore Energy & Utility non è soltanto realizzare infrastrutture, ma accompagnare una trasformazione industriale capace di generare valore diffuso per tutto il Paese.

Ed è in questa logica che si inserisce l'impegno di A2A. Attraverso i propri investimenti, l'azienda mette a disposizione competenze industriali e capacità realizzative per accompagnare cittadini e imprese nella transizione energetica, ambientale e digitale del Paese, in coerenza con le direttrici individuate dallo studio e con la convinzione che queste infrastrutture rappresentino una leva per la competitività e la solidità del Paese. È in questo senso che A2A interpreta il proprio ruolo di Life Company: un modello di sviluppo che tiene insieme la dimensione economica, sociale e ambientale.

Riteniamo che il percorso di crescita avviato dal PNRR possa trovare continuità nella capacità di investimento degli operatori del settore *Energy & Utility* e questo studio vuole darne dimostrazione elaborando tutti i dati a disposizione in stime robuste. Le risorse private mobilitate e le infrastrutture realizzate possono rappresentare uno dei motori della crescita italiana, generando ricadute economiche positive pari a 4,1 volte il valore iniziale degli investimenti.

Con una visione di lungo periodo e una roadmap definita si possono risolvere le carenze infrastrutturali trasformandole in opportunità di sviluppo. Una traiettoria che può consentire all'Italia non solo di raggiungere gli obiettivi di transizione ecologica, ma anche di rafforzare la propria sicurezza e autonomia strategica, la competitività del sistema produttivo e il benessere dei cittadini.

Renato Mazzoncini

Amministratore Delegato e Direttore Generale, A2A

“L'investimento è il motore fondamentale della crescita. È ciò che collega l'economia del futuro all'economia del presente.”

John Maynard Keynes

Senza investimenti, non c'è lavoro, senza lavoro, non c'è crescita, senza crescita, non c'è futuro.

Investire per competere. È questa la sfida che l'Italia si trova ad affrontare all'indomani della conclusione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il più importante programma di sostegno agli investimenti pubblici dai tempi del secondo dopoguerra, che ha sostenuto la crescita del Paese in una fase complessa e contribuito a scongiurare l'ingresso in recessione. Con il progressivo venir meno di questo impulso, emerge una domanda cruciale: cosa sosterrà la prossima fase di sviluppo dell'Italia? Questo *Paper* nasce per rispondere a tale interrogativo.

La transizione energetica, ambientale e digitale rappresenta una delle principali leve di crescita, competitività e sicurezza economica per il Paese. In questo contesto, il settore *Energy & Utility* assume una rilevanza che va oltre il proprio perimetro industriale e rappresenta uno dei principali motori della competitività nazionale nei prossimi decenni.

La prospettiva di questo Studio supera i confini del tema della transizione energetica e ambientale. Riguarda il modello di sviluppo dell'Italia nei prossimi venticinque anni. In un contesto in cui la crescita non può più essere sostenuta esclusivamente dalla spesa pubblica straordinaria, la capacità di mobilitare investimenti privati di lungo periodo nelle infrastrutture strategiche diventa una condizione essenziale per preservare competitività, occupazione e qualità della vita.

Le analisi condotte da TEHA e A2A stimano un potenziale di investimento del settore *Energy & Utility* pari a 315 miliardi di Euro entro il 2035, che salgono a 825 miliardi di Euro al 2050, distribuiti lungo nove filiere strategiche, dalla generazione energetica alle reti, dai *data center* al ciclo idrico integrato, dalla gestione dei rifiuti al biometano.

L'impatto di questi investimenti va ben oltre il valore degli investimenti stessi: ogni Euro investito genera infatti oltre quattro Euro di ricadute economiche complessive per il sistema-Paese, per un valore complessivo di circa 3.400 miliardi di Euro di Valore Aggiunto, i quali contribuiscono ad aumentare di circa il 10% il tasso medio annuo di crescita reale del PIL fino al 2050. In un contesto internazionale caratterizzato da crescente competizione per capitali, tecnologie e sicurezza degli approvvigionamenti, investire nelle infrastrutture strategiche significa rafforzare le basi della crescita futura.

Per sostenere lo sviluppo di un Paese è cruciale anche la sua resilienza rispetto a *shock* esterni sempre più frequenti, dalle tensioni geopolitiche alle crisi dei mercati energetici. In questo contesto, gli investimenti analizzati contribuiscono a rafforzare la sicurezza e l'autonomia strategica dell'Italia, aumentando il livello di autonomia energetica dal 26% attuale al 49% nel 2035 e fino all'81% entro il 2050, riducendo la dipendenza dalle importazioni e l'esposizione agli *shock* esogeni di approvvigionamento internazionale. Allo stesso tempo, la progressiva elettrificazione dei consumi e la riduzione dei costi dell'energia consentirebbero risparmi

significativi per cittadini e imprese, liberando risorse da destinare a consumi, innovazione e nuovi investimenti produttivi.

Accanto ai benefici economici emergono quelli ambientali e infrastrutturali. La chiusura del *gap* impiantistico nella gestione dei rifiuti consentirebbe di azzerare il conferimento in discarica di 4,4 milioni di tonnellate di rifiuti urbani l'anno. Gli investimenti nel servizio idrico, invece, contribuirebbero a rafforzare le infrastrutture di acquedotto, fognatura e depurazione, non solo tutelando una risorsa sempre più strategica in un contesto di crescente stress idrico, ma anche riducendo i rilevanti costi economici e sociali associati alle perdite di rete. Sul fronte climatico, gli investimenti del settore abiliterebbero una riduzione del 36% delle emissioni nazionali di CO₂ al 2050, che si tradurrebbero in oltre 30 miliardi di costo sociale del carbonio evitato.

Questo ambizioso Studio non sarebbe stato possibile senza l'impegno dei vertici di A2A, a partire da Renato Mazzoncini, Roberto Tasca, Carlotta Ventura e tutto il *team*, nell'approfondire un tema di importanza strategica presente e futura per il nostro Paese. Un sentito ringraziamento va al *team* TEHA formato dal sottoscritto e da Lorenzo Tavazzi, Nicolò Serpella, Jenny Cirincio, Camilla Ciboldi, Marta Delfino, Silvia Lovati, Fabiola Gnocchi e Ines Lundra.

Valerio De Molli

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

I MESSAGGI CHIAVE DEL *POSITION PAPER*

1. **La conclusione del PNRR nel giugno 2026 segna il termine del principale sostegno agli investimenti pubblici in Italia dal secondo dopoguerra. Primo beneficiario in UE con circa 194 miliardi di Euro, il Paese ha potuto contare su un impulso decisivo alla crescita, senza il quale l'economia sarebbe entrata in recessione già nel 2024. Garantire la continuità degli investimenti in infrastrutture strategiche diventa la sfida fondamentale: in questo contesto, le risorse degli operatori del settore *Energy & Utility* nella transizione energetica e ambientale possono diventare il principale motore di sviluppo e competitività.**

Il **Next Generation EU** è un intervento senza precedenti di **politica fiscale e industriale** promosso a livello comunitario. Il programma prevede una **dotazione di circa 750 miliardi di Euro** per finanziare riforme e investimenti che hanno l'obiettivo di rilanciare la crescita economica e la competitività europea.

L'Italia è il maggiore beneficiario delle risorse europee Next Generation EU, con fondi per circa **194 miliardi di Euro**, tra sovvenzioni e prestiti. Tramite il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, la declinazione italiana del piano europeo, i fondi sono stati destinati a finanziare riforme e investimenti in sette aree:

- M1: Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo;
- M2: Rivoluzione verde e transizione ecologica;
- M3: Infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- M4: Istruzione e ricerca;
- M5: Inclusione e coesione;
- M6: Salute;
- M7: REPowerEU.

Grazie al PNRR, il Paese beneficia del **più rilevante programma di sostegno agli investimenti pubblici dal secondo dopoguerra**. Nel suo periodo di attuazione, 2021-2026, il PNRR ha ricoperto un ruolo fondamentale nel supportare la crescita economica dell'Italia. **Senza il PNRR, infatti, il Paese sarebbe in recessione dal 2024.**

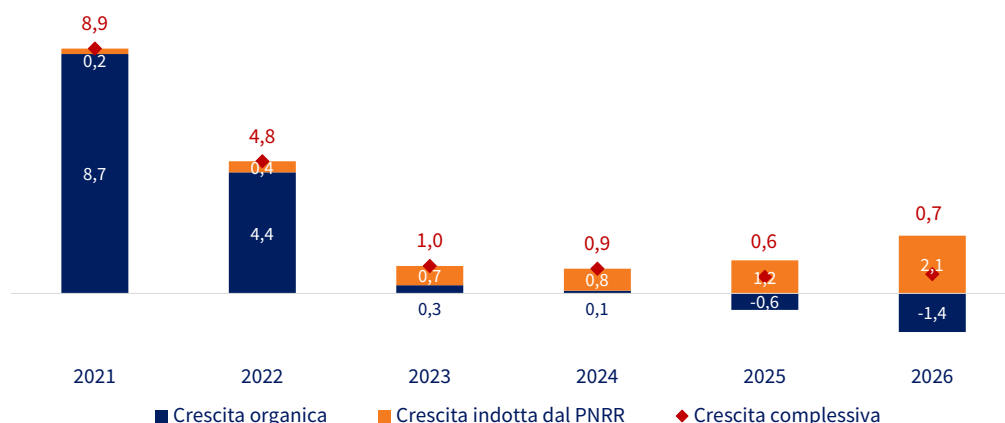


Figura I. Crescita del PIL italiano grazie al PNRR e ad altri fattori, secondo la stima dell'ultimo Documento Programmatico di Finanza Pubblica (%), 2021-2026. N.B. La crescita complessiva è calcolata come somma della crescita indotta dal PNRR e crescita organica. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Corte dei Conti e Mef, 2026.

Con la conclusione del PNRR, nel giugno 2026, la **spinta degli investimenti pubblici** che ha sostenuto la crescita del Paese negli ultimi anni è **destinata a ridursi**, ma il **fabbisogno** di investimenti rimane elevato. La loro **continuità** nella transizione energetica e ambientale rappresenta ora una **sfida strategica fondamentale** per l'Italia e per l'Unione Europea, in cui il settore **Energy & Utility** può diventare il **principale motore di sviluppo, crescita e competitività del Paese**.

2. TEHA e A2A stimano che gli investimenti privati attivabili dalle aziende del settore **Energy & Utility** per la transizione energetica e ambientale del Paese sono pari a 315 miliardi di Euro nei prossimi dieci anni, per un totale di 825 miliardi al 2050, distribuiti su 9 ambiti strategici: generazione rinnovabile e nucleare, flessibilità, infrastrutture elettriche e gas, data center, teleriscaldamento, ciclo idrico integrato, trattamento rifiuti - trasformati in risorsa attraverso riciclo e recupero energetico - e biometano.

Il settore *Energy & Utility* include gli operatori che progettano, realizzano, gestiscono e mantengono infrastrutture essenziali per il funzionamento del Paese, assicurando la fornitura continua e sicura di servizi fondamentali come acqua, energia e gestione dei rifiuti.

Nel presente *Position Paper* TEHA e A2A stimano gli **investimenti nel settore Energy & Utility per supportare la transizione energetica e ambientale dell'Italia**. Nello specifico sono identificati 9 ambiti di investimento:

- **generazione:** nuovi impianti rinnovabili, nuovi impianti nucleari, rilancio dell'idroelettrico;
- **flessibilità:** nuova capacità di *storage* e nuova capacità termoelettrica per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico;
- **infrastruttura elettrica:** sviluppo della rete elettrica e nuove infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici;

- **infrastruttura gas:** sviluppo, mantenimento e sicurezza della rete di trasporto e distribuzione del gas;
- **data center:** sviluppo efficiente dei *data center* nel Paese;
- **teleriscaldamento:** sviluppo della rete di teleriscaldamento;
- **ciclo idrico integrato:** mantenimento e sviluppo resiliente del servizio idrico integrato;
- **trattamento rifiuti:** nuova capacità impiantistica necessaria a raggiungere i *target* di riciclo e di recupero energetico del *Circular Economy Package*;
- **biometano:** sviluppo della capacità di produzione di biometano.

Per la stima degli investimenti all'interno del perimetro del settore *Energy & Utility* si distingue tra le attività a libero mercato e le attività regolate. Se per le prime il fabbisogno di investimenti per la transizione energetica è stato stimato considerando il massimo potenziale di sviluppo delle infrastrutture necessario al raggiungimento degli obiettivi di *policy* nazionali ed europei, per le seconde è stata tenuta in considerazione anche l'evoluzione della capacità di investimento esprimibile dagli operatori del mercato regolato.

Nel complesso, secondo le stime di TEHA-A2A, si prevedono **315 miliardi di Euro di investimenti nel settore *Energy & Utility* entro il 2035**, mentre guardando al più lungo periodo, circa **825 miliardi di Euro entro il 2050**.

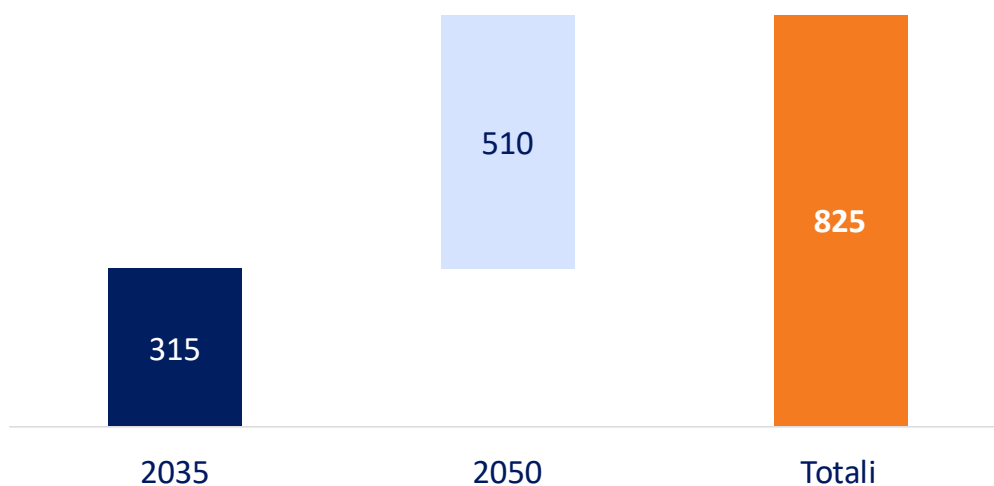


Figura II. Investimenti del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese (miliardi di Euro), 2035 e 2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

Si tratta prevalentemente di investimenti privati, realizzati senza ricorso al debito pubblico e, grazie all'efficienza generata, produrrebbero un effetto netto positivo per cittadini, imprese e sistema-Paese, testimoniando il ruolo strategico del settore nel sostenere la transizione energetica e ambientale del Paese. Inoltre, tali investimenti sono destinati a generare impatti strutturali e duraturi sulla competitività, la sicurezza e la

sostenibilità del sistema economico nazionale, contribuendo alla creazione di infrastrutture essenziali per i prossimi decenni e garantendo benefici di lungo periodo, in linea con l'orientamento della Commissione europea volto a favorire investimenti ad elevato valore trasformativo piuttosto che misure di sostegno temporanee.

3. Gli investimenti del settore *Energy & Utility* rappresentano un pilastro strutturale della crescita economica nazionale: circa 33 miliardi di Euro all'anno equivalgono al 9% del totale della media degli investimenti nazionali lordi del decennio 2016-2025. Grazie all'attivazione delle filiere industriali, ogni Euro investito genera ricadute economiche complessive (dirette, indirette e indotte) pari a oltre 4 volte l'investimento iniziale, configurandosi come motore di sviluppo che potrebbe contribuire ad aumentare del 10% la crescita annua del PIL fino al 2050.

Il montante di circa 825 miliardi di Euro di investimenti al 2050 stimato da TEHA e A2A corrisponde a investimenti medi per il periodo 2026-2050 pari a circa **33 miliardi di Euro all'anno**. Se paragonata al totale degli investimenti nazionali, tale cifra corrisponde al **9% della media degli investimenti annui realizzati dalla totalità del sistema-Paese nel decennio 2016-2025**.

Il beneficio economico generato dagli investimenti nel settore *Energy & Utility* non si esaurisce nel valore degli investimenti stessi. Tali risorse attivano infatti un impatto diretto sul Valore Aggiunto del settore, che si trasmette all'intero sistema-Paese, attraverso gli effetti indiretti e indotti generati lungo le catene di fornitura, sui redditi e sui consumi. Secondo le stime di TEHA, ogni Euro investito nel settore *Energy & Utility* genera 1,4 Euro di Valore Aggiunto per il settore stesso. A sua volta, ogni Euro di Valore Aggiunto generato nel settore *Energy & Utility*, attraverso l'attivazione di catene di fornitura e subfornitura, attiva circa 2,95 Euro di Valore Aggiunto nell'intera economia.

Nel complesso, **ogni Euro investito nel settore *Energy & Utility* genera ricadute economiche complessive dirette, indirette e indotte per il sistema-Paese pari a oltre 4 volte l'investimento iniziale.**

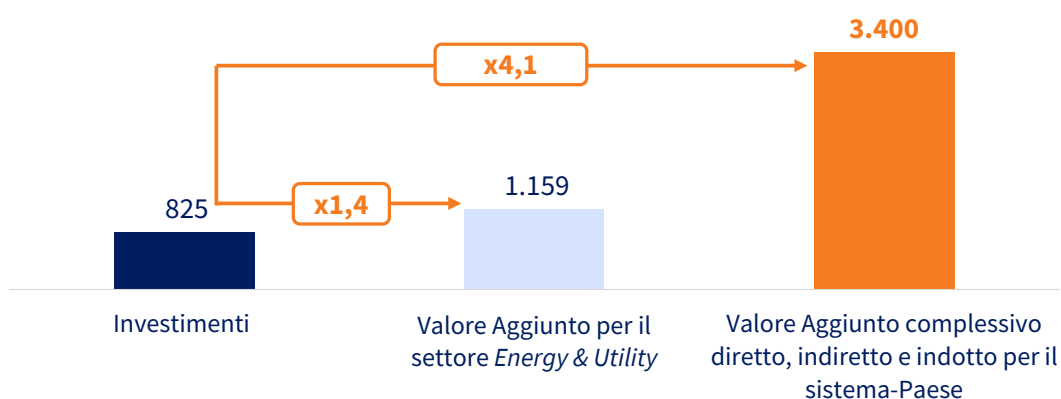


Figura III. Impatto degli investimenti nel settore Energy & Utility per il settore e per il sistema-Paese (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e altre fonti, 2026.

Grazie al forte effetto moltiplicativo generato lungo le filiere economiche nazionali, gli investimenti nel settore *Energy & Utility* svolgono un ruolo strategico nel sostenere la crescita del Paese. Il Valore Aggiunto da essi attivato è tale da incrementare di circa il **10% il tasso medio annuo di crescita reale del PIL nazionale nel periodo 2026-2050**.

4. Gli investimenti del settore Energy & Utility rafforzano progressivamente l'autonomia energetica italiana, che può crescere dal 26% attuale al 49% nel 2035, fino a raggiungere l'81% nel 2050, riducendo strutturalmente la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e l'esposizione alla volatilità delle commodity internazionali.

Grazie allo sviluppo sostenibile e resiliente della generazione e della flessibilità del sistema elettrico, **gli investimenti del settore Energy & Utility rafforzano l'autonomia energetica del Paese**, abilitando una crescita dal 26% del 2025 fino al 49% al 2035, per raggiungere l'**81% al 2050**.

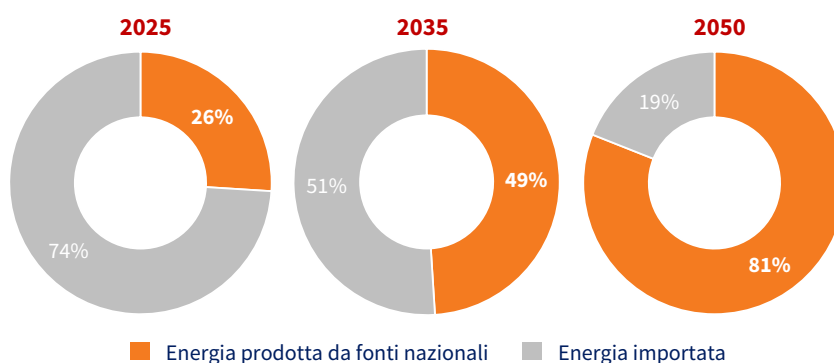


Figura IV. Autonomia energetica a valori correnti, al 2035 e al 2050 negli scenari di dispiegamento degli investimenti Energy & Utility (valori %), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

Permettendo di ridurre strutturalmente la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e l'esposizione alla volatilità delle *commodity* internazionali, una maggiore

autonomia energetica comporterebbe una **crescita della competitività** e della **resilienza del Paese**.

5. L'elettrificazione sostenuta dagli investimenti del settore *Energy & Utility* trasforma la struttura della spesa energetica delle famiglie italiane, oggi ancora prevalentemente legata al gas per il riscaldamento e ai carburanti fossili per la mobilità privata. Grazie ad una maggiore efficienza dei consumi energetici (elettrici e fossili), una famiglia «full electric» può ridurre il proprio costo energetico complessivo di circa il 29%, pari a circa 1.000 Euro all'anno, rispetto alla media attuale.

Gli investimenti del settore *Energy & Utility* stimati da TEHA e A2A, in particolare lo sviluppo della rete elettrica e delle infrastrutture di ricarica per la mobilità privata, supportano la **progressiva elettrificazione dei consumi delle famiglie italiane**, favorendo una maggiore efficienza dei consumi energetici e la sostituzione di gas e combustibili fossili anche negli usi finali oggi poco elettrificati, come il riscaldamento e la mobilità.

Questo fenomeno può generare benefici significativi per le famiglie italiane. Secondo le stime, grazie all'elettrificazione dei consumi e all'avanzamento della transizione energetica, **il costo dell'energia per una famiglia media si ridurrà progressivamente nel corso dei prossimi 25 anni. Entro il 2035 il risparmio potrà raggiungere fino a 500 Euro all'anno rispetto ai livelli attuali, per arrivare fino a 700 Euro annui al 2050.**

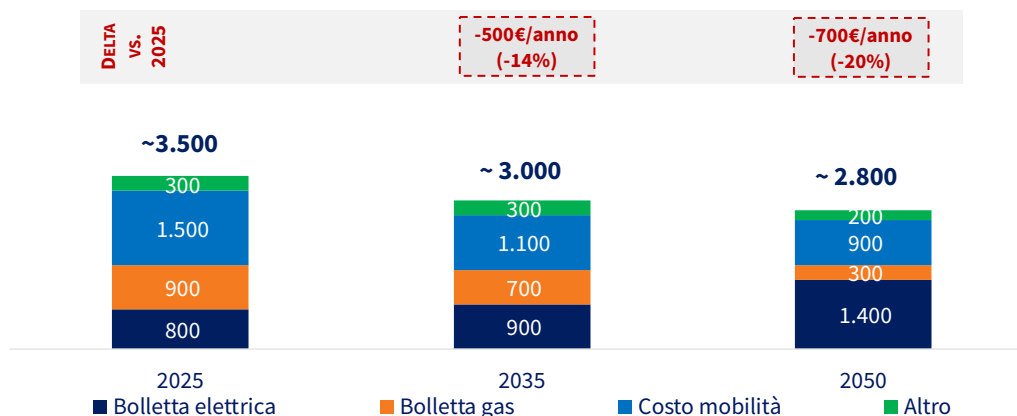


Figura V. Spesa energetica di una famiglia italiana media (Euro/anno), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Istat, ARERA e fonti varie, 2026. N.B. Per il 2025 è assunta con un consumo elettrico annuo pari a 2,7 MWh e un consumo gas pari a 640 smc.

In uno scenario di piena elettrificazione dei consumi, in cui una famiglia sostituisce integralmente l'utilizzo di gas e altri combustibili fossili con energia elettrica, i benefici economici risultano ancora più rilevanti. In un contesto di transizione energetica, **una famiglia completamente elettrificata potrebbe infatti ridurre la propria spesa energetica complessiva fino a 1.000 Euro all'anno rispetto ai livelli medi attuali, pari a un risparmio di circa il 29%.**

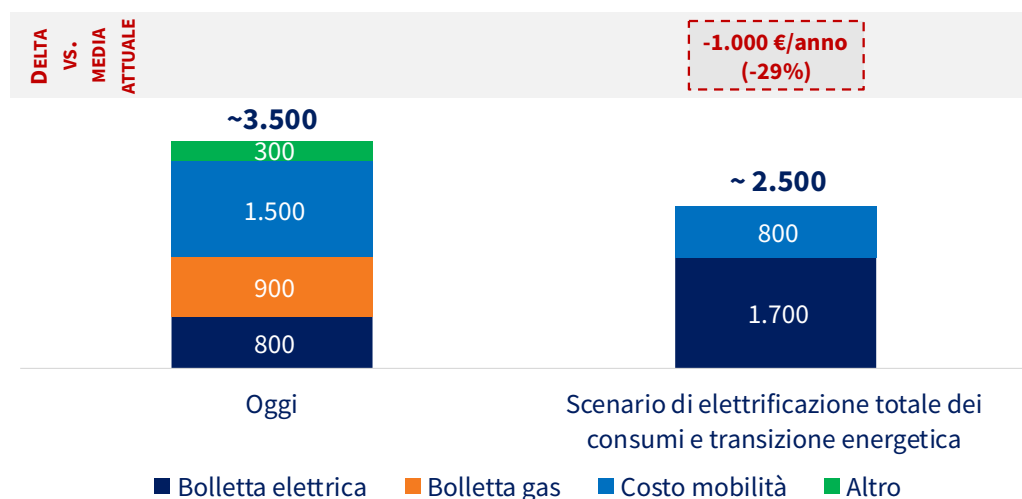


Figura VI. Spesa energetica di una famiglia nello scenario «full electric» (Euro/anno), oggi vs. scenario di elettrificazione totale dei consumi e transizione energetica. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Istat, ARERA e fonti varie, 2026.

6. Anche per le imprese i benefici sarebbero significativi: prezzi dell'energia elettrica più competitivi, derivanti dall'incremento delle rinnovabili, consentirebbero all'industria italiana di generare fino a 260 miliardi di euro di Valore Aggiunto aggiuntivo, un impatto economico pari a oltre 2 volte la crescita del Valore Aggiunto realizzata dalla stessa negli ultimi 25 anni.

Entro il 2050, anche l'industria italiana sarà interessata da un progressivo processo di elettrificazione dei consumi energetici che, secondo gli scenari Terna-Snam¹, porterà a un **incremento del 25% della domanda** di energia elettrica rispetto ai livelli attuali.

Nonostante la crescita dei consumi elettrici, secondo le stime di TEHA e A2A la riduzione del costo unitario dell'energia elettrica abilitata dagli investimenti nel settore *Energy & Utility* potrebbe generare circa **80 miliardi di Euro di risparmi per l'industria italiana nel periodo 2026-2050.**

Se questi risparmi venissero interamente reinvestiti **potrebbero generare un Valore Aggiunto pari a circa 3,3 volte gli investimenti realizzati**, sulla base della relazione storica² tra investimenti e Valore Aggiunto dell'industria italiana. Di conseguenza, **80 miliardi di Euro investiti potrebbero generare circa 260 miliardi di Euro di Valore Aggiunto** per il sistema-Paese. Tale cifra corrisponderebbe a oltre 2 volte la crescita del Valore Aggiunto generato dall'industria nel periodo 2000-2025, che equivale a circa 119 miliardi di Euro.

¹ Si fa riferimento allo scenario DE-IT di Terna-Snam.

² Il coefficiente angolare di correlazione tra Investimenti e Valore Aggiunto è calcolato sull'ultimo decennio.

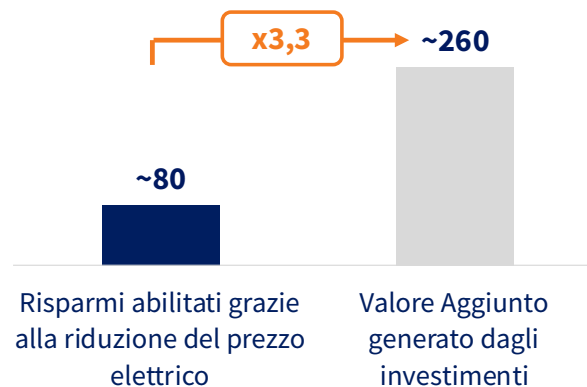


Figura VII. Risparmi dell'industria abilitati dalla riduzione del prezzo del PUN e impatto generato in termini di Valore Aggiunto se fossero investiti (miliardi di Euro), cumulato al 2050. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat, 2026.*

- 7. Gli investimenti del settore *Energy & Utility* accelerano la transizione verso un modello di Economia Circolare più efficiente, consentendo di azzerare il conferimento in discarica di 4,4 milioni di tonnellate di rifiuti urbani l'anno, con oltre 500 milioni di Euro di risparmi sui costi di smaltimento al 2050, e di ridurre le inefficienze del servizio idrico evitando al Paese fino a 1,5 miliardi di Euro di sanzioni per l'inadeguatezza del sistema fognario e di depurazione. Inoltre, gli investimenti del settore abilitano una riduzione delle emissioni nazionali di CO₂ del 36% al 2050, con un risparmio di 31 miliardi di Euro di costo sociale del carbonio.**

Gli investimenti del settore *Energy & Utility* svolgono un ruolo chiave per lo sviluppo dell'Economia Circolare del Paese.

Investire nell'adeguamento degli impianti per il trattamento dei rifiuti, che consente **l'azzeramento del conferimento in discarica**, abilita la valorizzazione di 4,4 milioni di tonnellate di rifiuti, un volume pari a circa **7 volte quello del Duomo di Milano**, riducendo il costo complessivo di smaltimento per il sistema-Paese di oltre **500 milioni di Euro nel 2050**.

Per quanto riguarda il ciclo idrico integrato, ad oggi in Italia nel settore sono presenti dei significativi *gap* strutturali che ne limitano la resilienza e lo sviluppo sostenibile. Circa il **42% dell'acqua prelevata viene dispersa in fase di distribuzione**, una quota molto al di sopra della media UE-27, pari al 21%. Inoltre, si stima che i volumi idrici dispersi nella rete siano costati all'Italia circa 10 miliardi di Euro nel 2022. In assenza di investimenti adeguati, le perdite di rete potrebbero arrivare a costare al Paese oltre 250 miliardi di Euro entro il 2050.

Anche nel segmento fognatura e depurazione l'Italia sconta significativi ritardi strutturali, con **6,6 milioni di cittadini privi del servizio pubblico di fognatura** e **1,3 milioni di cittadini che vivono in Comuni senza servizio di depurazione**. Si stima che in assenza di investimenti adeguati, il costo per l'Italia, considerando solo le sanzioni attuali per

l'inadeguatezza del sistema fognario e di depurazione, ammonterebbe a 1,5 miliardi di Euro al 2050.

Inoltre, gli investimenti del settore *Energy & Utility* contribuiscono significativamente anche alla **riduzione delle emissioni di CO₂ del Paese**, supportando il progressivo aumento della quota di fonti di generazione elettrica a basse emissioni nel *mix* energetico, lo sviluppo della rete di teleriscaldamento, l'elettificazione del riscaldamento residenziale tramite pompe di calore e della mobilità privata, lo sviluppo del parco di auto elettriche.

Nello specifico, riducendo del **96%** il **tasso emissivo del *mix* di generazione elettrica**, del 58% le emissioni del settore residenziale e dell'87% le emissioni della mobilità privata, gli investimenti nel settore *Energy & Utility* abilitano una **riduzione complessiva delle emissioni di CO₂ del Paese pari al 36% al 2050**. Tale diminuzione è associata ad un risparmio economico di **31 miliardi di Euro di costo sociale del carbonio**.

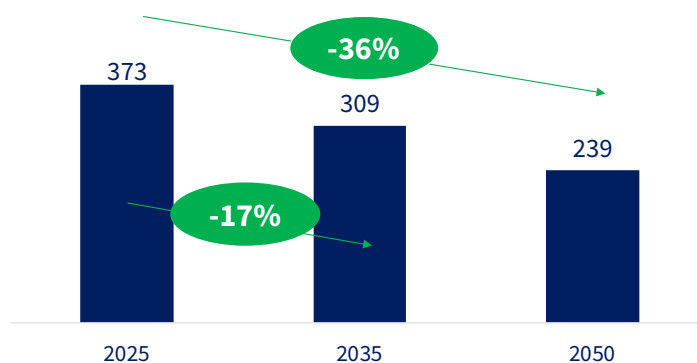


Figura VIII. Riduzione delle emissioni di CO₂ in Italia abilitate dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (Mton di CO₂ eq.), oggi vs. 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026. N.B. Le emissioni evitate includono sia quelle dirette sia quelle abilitate.

CAPITOLO 1

OLTRE IL PNRR: CONTINUITÀ DEGLI INVESTIMENTI E RUOLO STRATEGICO DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* NELLA CRESCITA DEL PAESE

1. **La conclusione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) nel giugno 2026 segna il termine del più rilevante programma di sostegno agli investimenti pubblici dal secondo dopoguerra.** In una fase caratterizzata da persistenti incertezze economiche, tensioni geopolitiche e nuove vulnerabilità strategiche, il Piano ha svolto un ruolo determinante nel sostenere il sistema produttivo e la crescita economica italiana negli ultimi anni.
2. Oggi, con il progressivo completamento del PNRR, il contributo degli investimenti pubblici alla crescita è destinato a ridimensionarsi. Al tempo stesso, in un contesto europeo in cui la questione energetica è tornata a essere un fattore centrale di competitività, il **fabbisogno di investimenti** necessari a garantire sviluppo economico, competitività industriale, sicurezza energetica, resilienza ambientale e qualità dei servizi essenziali **rimane elevato**.
3. Il punto è particolarmente rilevante perché l'**Europa** si trova oggi a confrontarsi con un **rallentamento strutturale della crescita**, con un **divario di produttività** rispetto agli Stati Uniti e con la necessità di finanziare una nuova stagione di **investimenti per digitalizzazione, decarbonizzazione e sicurezza economica**. In questo quadro, la competitività europea non può essere rilanciata senza un piano coerente capace di coniugare transizione energetica e competitività industriale³.
4. In tale contesto si inserisce lo Studio realizzato da TEHA Group e A2A al fine di analizzare come gli investimenti in infrastrutture strategiche del settore *Energy & Utility* possano contribuire a rilanciare la crescita del Paese, accelerare la transizione energetico-ambientale e rafforzare sostenibilità, autonomia strategica e competitività nazionali. **L'obiettivo dello Studio è quindi quello di collocare il ruolo del settore *Energy & Utility* non solo all'interno della transizione energetica e ambientale, ma anche nel più ampio quadro delle sfide economiche e industriali che interessano l'Europa e in modo particolare l'Italia.**

OLTRE IL PNRR: CONTINUITÀ DEGLI INVESTIMENTI E RUOLO STRATEGICO DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* NELLA CRESCITA DEL PAESE

5. Il **Next Generation EU** è un intervento straordinario di **politica fiscale e industriale promosso dall'Unione Europea nel 2020 per sostenere la ripresa economica e sociale a seguito della pandemia di Covid-19**. Con circa **750 miliardi di Euro di dotazione**, finanzia investimenti e riforme nei settori della transizione digitale, della sostenibilità

³ Come evidenziato dal Rapporto di Mario Draghi "The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe" (2024).

ambientale e della resilienza economica e sociale, con l'obiettivo di rilanciare la crescita economica e la competitività europea.

6. Il **PNRR** costituisce la **declinazione italiana** del *Next Generation* EU. L'Italia è risultata il **principale beneficiario** delle risorse messe a disposizione, con circa **194 miliardi di Euro** tra sovvenzioni e prestiti destinati alla realizzazione di riforme e investimenti strategici. Il Piano si articola in **sette ambiti strategici**:

- i. digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo;
- ii. rivoluzione verde e transizione ecologica;
- iii. infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- iv. istruzione e ricerca;
- v. inclusione e coesione;
- vi. salute;
- vii. REPowerEU.

7. Il Piano registra un grado di avanzamento significativo. Al **3 giugno 2026**, l'Italia ha ricevuto il pagamento della **nona e penultima rata** del PNRR, pari a **12,8 miliardi di Euro**. Il profilo finanziario del Piano prevede ancora una decima e **ultima rata** di **28,4 miliardi**, a completamento del percorso di attuazione. Sul piano degli obiettivi, ciascuna rata è subordinata al conseguimento di **specifiche Milestone e Target** (M&T). In particolare, la prima rata era associata a 51 M&T, mentre l'**ultima** ne prevede **159**, a conferma della crescente complessità degli adempimenti e degli interventi richiesti nella fase conclusiva del Piano.

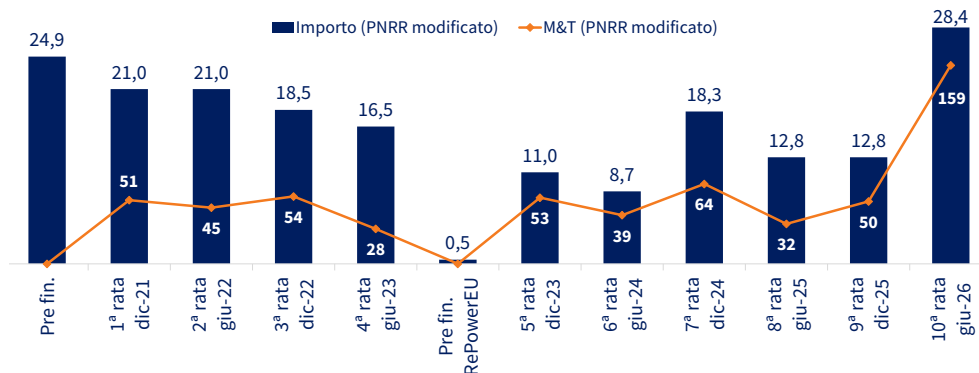


Figura 1.1. Stato di avanzamento degli importi e degli obiettivi del PNRR (miliardi di Euro e valore assoluto), 2021-2026. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei Deputati, 2026.

8. Nel confronto europeo, la *performance* italiana appare solida con il **72% degli obiettivi** complessivi del Piano completati, una quota superiore alla **media dell'UE-27**, pari al **62%**.

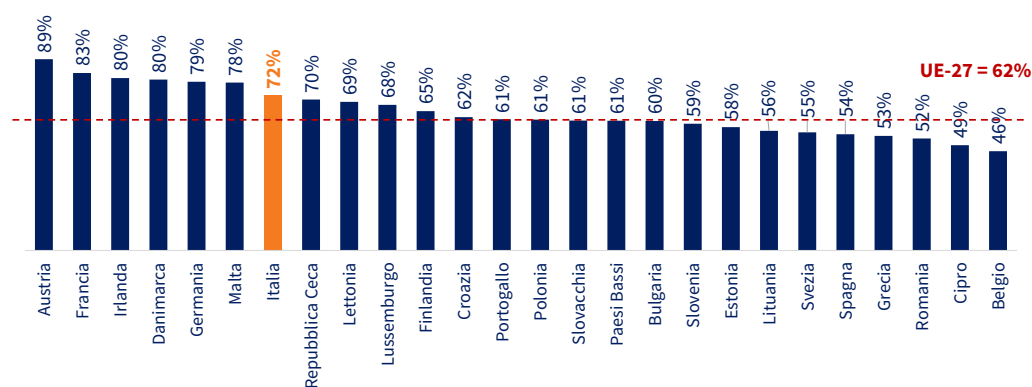


Figura 1.2. Stato di avanzamento del raggiungimento di *milestone* e *target* (% di M&T completati sul totale), 1° luglio 2026. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2026.

9. **Nel suo periodo di attuazione, 2021-2026, il PNRR ha ricoperto un ruolo fondamentale nel supportare la crescita economica del Paese.** Secondo le stime dell'ultimo Documento Programmatico di Finanza Pubblica⁴, **il PNRR contribuirà per 2,1 punti percentuali alla crescita del PIL nel 2026**, in un contesto in cui la componente di crescita non riconducibile al PNRR è stata negativa negli ultimi anni di previsione. **Senza il PNRR, infatti, il Paese sarebbe in recessione dal 2024.**

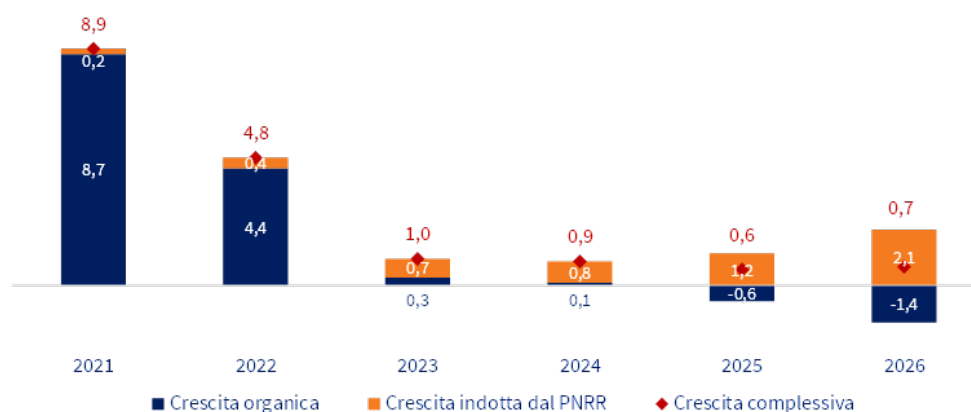


Figura 1.3. Crescita del PIL italiano grazie al PNRR e ad altri fattori, secondo la stima dell'ultimo Documento Programmatico di Finanza Pubblica (%), 2021-2026. N.B.: La crescita complessiva è calcolata come somma della crescita indotta dal PNRR e crescita organica. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Corte dei Conti e MEF, 2026.

10. Con la conclusione del PNRR, nel giugno 2026, la spinta dei fondi pubblici che ha sostenuto la crescita del Paese negli ultimi anni è destinata a ridursi, ma il fabbisogno di capitale rimane elevato. **La continuità degli investimenti nella transizione energetica e ambientale rappresenta ora una sfida strategica fondamentale per l'Italia e per l'Unione Europea.**

⁴ Il Documento Programmatico di Finanza Pubblica, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), definisce gli obiettivi di finanza pubblica italiana in vista della Legge di bilancio.

11. In tale contesto, gli **investimenti del settore *Energy & Utility*** nella transizione energetica e ambientale possono assumere un **ruolo decisivo** come motore di sviluppo, crescita e competitività del Paese. La loro capacità di mobilitare capitali privati, attivare filiere industriali, accelerare l'innovazione infrastrutturale e sostenere obiettivi di interesse generale li rende un pilastro fondamentale della fase post-PNRR.

CAPITOLO 2

GLI INVESTIMENTI DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E AMBIENTALE DEL PAESE NEGLI ORIZZONTI TEMPORALI 2035 E 2050

12. Al fine di quantificare il contributo che il settore *Energy & Utility* può apportare alla crescita del Paese e al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e ambientale, **TEHA e A2A hanno sviluppato una stima prospettica del fabbisogno complessivo di investimenti richiesto al settore negli orizzonti temporali al 2035 e al 2050.**
 13. L'analisi quantifica gli investimenti necessari al **raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei** in materia di decarbonizzazione, sicurezza energetica, resilienza delle infrastrutture e qualità dei servizi essenziali, tenendo conto sia delle traiettorie di sviluppo tecnologico e di *policy*, sia della capacità di investimento degli operatori del settore.
 14. Il **settore *Energy & Utility*** comprende gli operatori che **progettano, realizzano, gestiscono e mantengono** infrastrutture essenziali per il funzionamento del Paese, assicurando la **fornitura continua e sicura** di servizi fondamentali come energia, acqua e gestione dei rifiuti. Al suo interno si distinguono **attività regolate**, che comprendono la gestione di infrastrutture essenziali soggette alla regolazione delle autorità competenti, che stabiliscono tariffe, *standard* di servizio e meccanismi di incentivo agli investimenti, e **attività a libero mercato**, ovvero operate in regime concorrenziale e aperte alla competizione di altri operatori.
 15. Per quanto riguarda le **attività regolate**, la metodologia adottata da TEHA per la stima del fabbisogno di investimento prevede una **valutazione dello sviluppo infrastrutturale** necessario al raggiungimento degli obiettivi di *policy* nazionali ed europei, tenendo conto, al contempo, della **capacità di investimento effettivamente esprimibile dagli operatori del settore**. Le attività regolate includono il potenziamento dell'infrastruttura elettrica (escluse le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica) e dell'infrastruttura gas, il teleriscaldamento e il ciclo idrico integrato.
 16. Invece, per quanto concerne le **attività a libero mercato**, la valutazione di TEHA e A2A considera il **massimo potenziale di sviluppo** delle infrastrutture necessario al raggiungimento degli **obiettivi di *policy*** nazionali ed europei. Tra queste attività rientrano la produzione di energia elettrica, la flessibilità, le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, i *data center*, il trattamento dei rifiuti e la produzione di biometano.
- All'interno del perimetro del settore *Energy & Utility* lo Studio considera **9 ambiti di investimento** necessari alla **transizione energetica e ambientale** del Paese:
- **generazione:** nuovi impianti FER, nuovi impianti nucleari, rilancio dell'idroelettrico;

- **flessibilità**: nuova capacità di *storage* e nuova capacità termoelettrica per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico;
- **infrastruttura elettrica**: sviluppo della rete elettrica e nuove infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici;
- **infrastruttura gas**: sviluppo, mantenimento e sicurezza della rete di trasporto e distribuzione del gas;
- **data center**: sviluppo efficiente dei *data center* nel Paese;
- **teleriscaldamento**: sviluppo della rete di teleriscaldamento;
- **ciclo idrico integrato**: mantenimento e sviluppo resiliente del servizio idrico integrato;
- **trattamento rifiuti**: nuova capacità impiantistica necessaria a raggiungere i *target* di riciclo e di recupero energetico del *Circular Economy Package*;
- **biometano**: sviluppo della capacità di produzione di biometano.

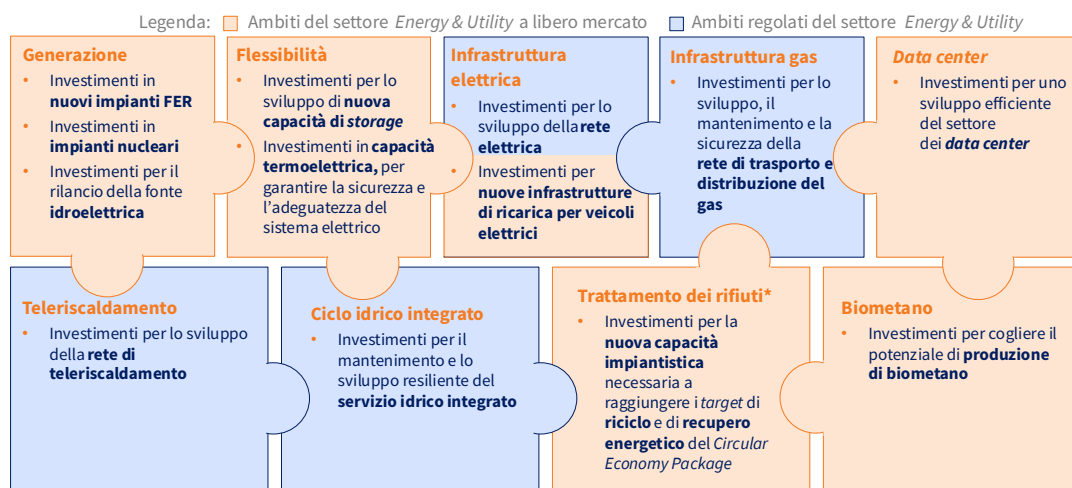


Figura 2.1. I 9 ambiti di investimento del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese (illustrativo). (*) Ambito di investimento ibrido: i nuovi impianti per trattare i rifiuti sono a libero mercato, tuttavia la raccolta è regolamentata. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

17. Nel complesso, TEHA e A2A stimano che per questi **9 ambiti** di investimento saranno necessari **circa 825 miliardi di Euro al 2050**, di cui **315 entro il 2035**. Si tratta prevalentemente di investimenti di natura privata che **non comporterebbero ricorso al debito pubblico** e, grazie all'efficienza generata, produrrebbero un **effetto netto positivo per cittadini, imprese e sistema-Paese**, testimoniando il ruolo strategico del settore nel sostenere la transizione energetica e ambientale del Paese. Inoltre, tali investimenti sono destinati a generare **impatti strutturali e duraturi sulla competitività, la sicurezza e la sostenibilità del sistema economico nazionale**, in linea con l'orientamento della Commissione europea volto a favorire **investimenti ad elevato valore trasformativo** piuttosto che misure di sostegno temporanee.

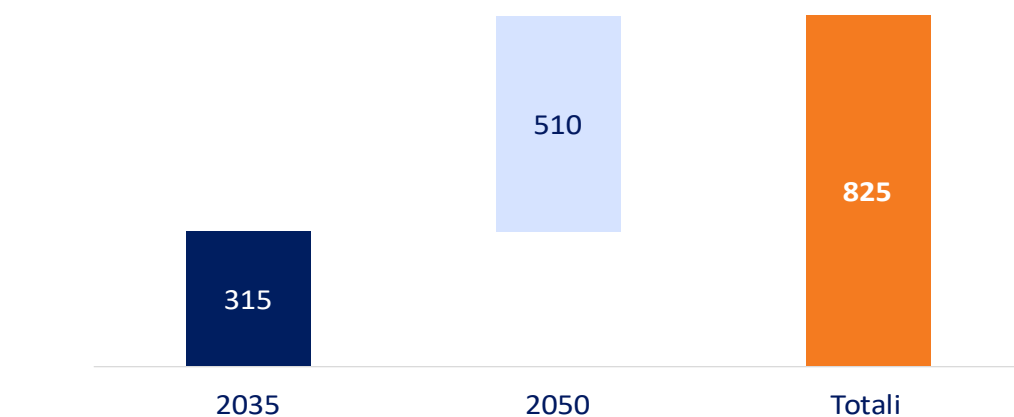


Figura 2.2. Investimenti del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese (miliardi di Euro), 2035 e 2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

18. Nel dettaglio, al **2035** gli investimenti del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese ammontano a circa **315 miliardi di Euro**, di cui le due principali voci sono **95 miliardi** per l'infrastruttura elettrica e **83 miliardi** per generazione e flessibilità.

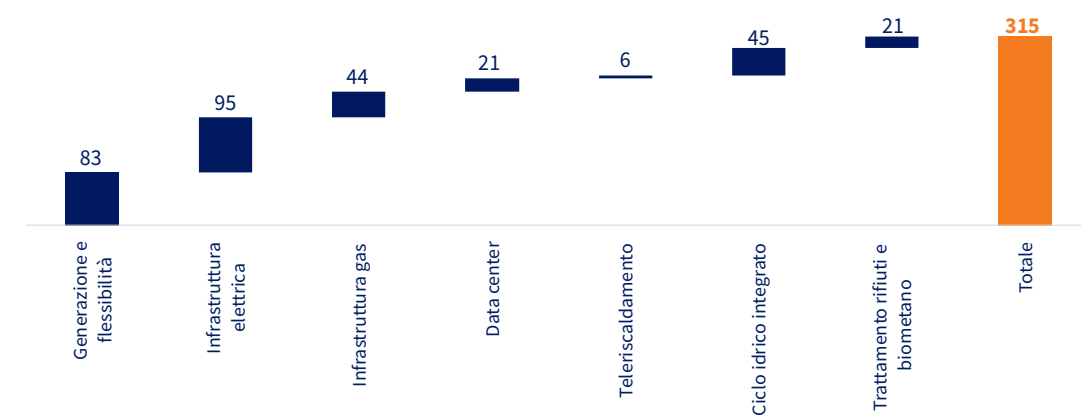


Figura 2.3. Investimenti del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese per ambito di *business* (miliardi di Euro), 2035 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

19. Al **2050**, il fabbisogno complessivo cresce di **ulteriori 510 miliardi di Euro**, arrivando a un **totale** di circa **825 miliardi di Euro**. Le principali voci di investimento sono rappresentate dall'**infrastruttura elettrica** (288 miliardi di Euro), dalla **generazione e flessibilità** (225 miliardi di Euro) e dal **ciclo idrico integrato** (123 miliardi di Euro).

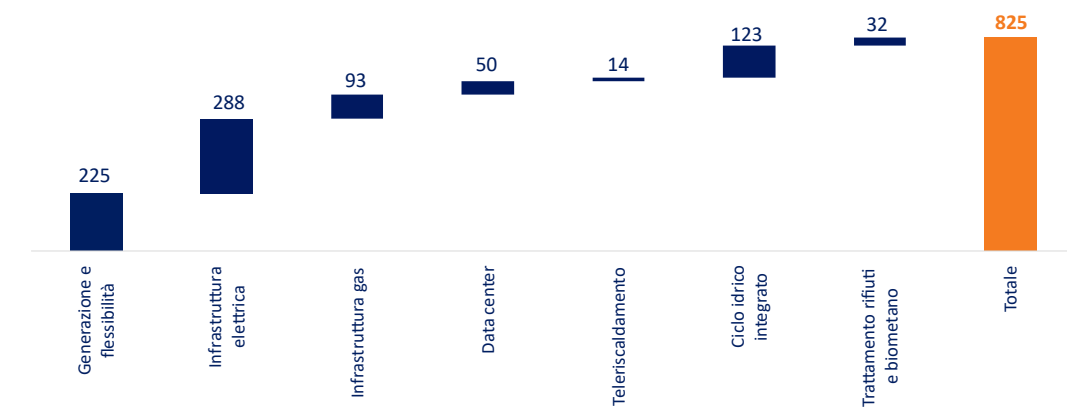


Figura 2.4. Investimenti del settore *Energy & Utility* per la transizione energetica e ambientale del Paese per ambito di *business* (miliardi di Euro), 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

20. Alla luce del quadro complessivo delineato, lo Studio approfondisce nel dettaglio ciascuno dei 9 ambiti di investimento considerati. Nei paragrafi che seguono sono presentate le **stime elaborate da TEHA e A2A** per ogni ambito, che illustrano il **montante di investimento** al 2035 e al 2050, le principali **ipotesi metodologiche** e i **driver** che ne determinano l'evoluzione.

2.1 GENERAZIONE E FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Fonti rinnovabili: fotovoltaico ed eolico

21. La quantificazione del fabbisogno di investimenti si basa sul **confronto** tra la **capacità installata attuale** e i **livelli previsti** dagli scenari Terna al 2035 e al 2050⁵. Ai fini del calcolo sono considerate esclusivamente le tecnologie mature e già competitive, nonché quelle per cui si prevede il maggiore potenziale di crescita nell'orizzonte temporale considerato: il **fotovoltaico utility-scale** e l'**eolico onshore**.
22. Nel prossimo futuro, la **capacità installata di impianti fotovoltaici utility-scale** dovrà crescere da 30 GW nel 2025 fino a **62,6 GW nel 2035** e a **130,6 GW nel 2050**, circa **4,4 volte** rispetto ai livelli attuali. L'**eolico onshore** dovrà crescere da 13,6 GW nel 2025 a **37,1 GW nel 2035** e a **66 GW nel 2050**: un incremento di quasi 4,9 volte rispetto alla capacità attuale.

⁵ Per il 2035 si considera lo Scenario Terna-Snam DE-IT, per il 2050 si considera lo scenario PNIEC con nucleare presentato nel documento «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*».

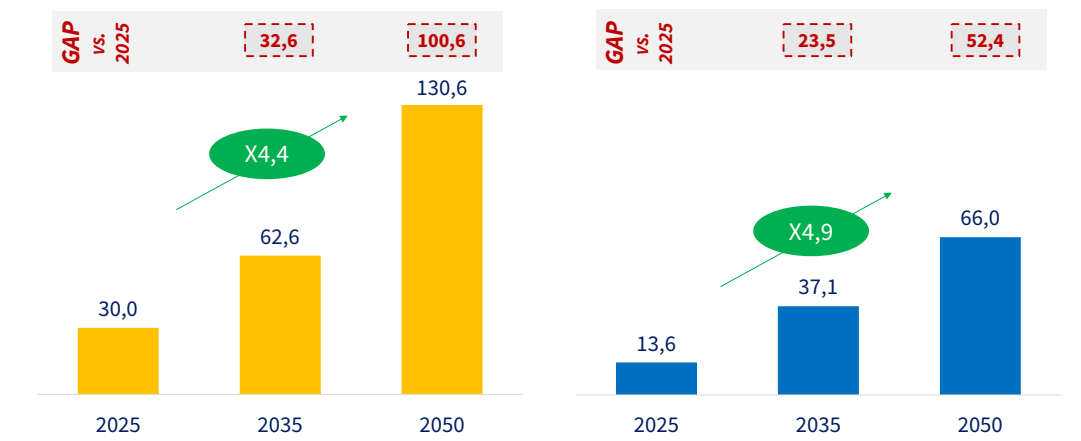


Figura 2.5. A sinistra: Evoluzione della capacità fotovoltaica *utility-scale* (GW), 2025-2035-2050; a destra: evoluzione della capacità eolica *onshore* (GW), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, 2026.

23. In seguito, è stata stimata l'**evoluzione** attesa dei **CAPEX⁶ unitari** relativi a impianti fotovoltaici ed eolici, in linea con i *trend* elaborati dall'*International Energy Agency* (IEA), che risultano in progressiva riduzione. Si stima che il costo per il solare si ridurrà da **912 mila Euro/MW nel 2025 a 764 mila nel 2050**, mentre il costo per l'**eolico onshore** da **1,7 milioni di Euro/MW a 1,3 milioni** nello stesso arco temporale.

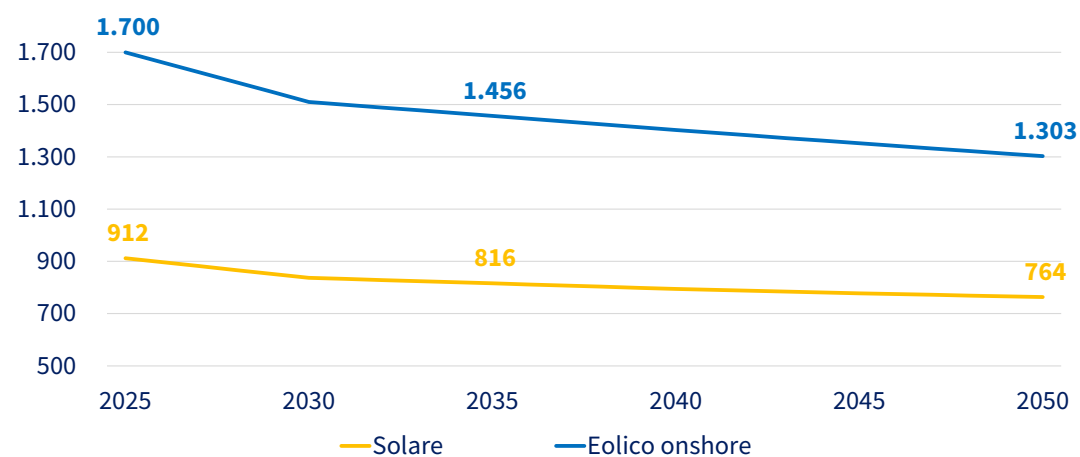


Figura 2.6. Proiezione dei CAPEX unitari per le FER (migliaia di €/MW), 2025-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, Althesys e International Energy Agency, 2026.

24. Considerando il *gap* di installato e l'evoluzione dei CAPEX unitari, il fabbisogno complessivo di **investimenti** volti a sviluppare la **capacità FER aggiuntiva** prevista dagli scenari Terna ammonta a circa **64 miliardi di Euro** entro il 2035 e a **157 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

⁶ Il CAPEX (*Capital Expenditure*) fa riferimento alle spese in conto capitale, cioè agli investimenti effettuati da un'azienda per acquistare, costruire, ampliare o ammodernare beni che generano valore nel lungo periodo.

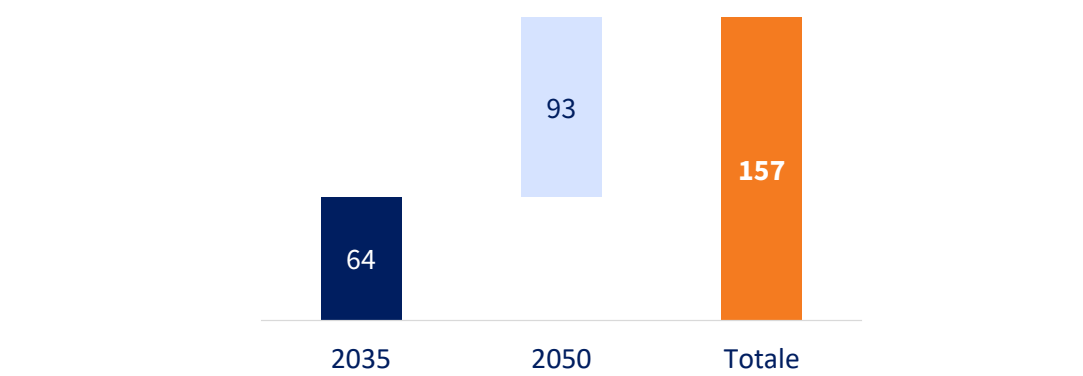


Figura 2.7. Investimenti necessari per raggiungere i *target* di installato FER secondo gli scenari analizzati (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

Nucleare

25. Oltre allo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'analisi di TEHA e A2A considera anche gli investimenti per l'introduzione della **produzione elettrica da fonte nucleare**, quale componente complementare di un *mix* energetico nazionale diversificato. Il dimensionamento degli investimenti è costruito a partire dal **fabbisogno** di capacità delineato nello **scenario PNIEC con nucleare**⁷, ma considerando che il target venga raggiunto unicamente tramite impianti a fissione. In questo quadro, la capacità, che considera solo il nucleare avanzato, dovrà crescere da **0,4 GW nel 2035 a 8 GW nel 2050**.

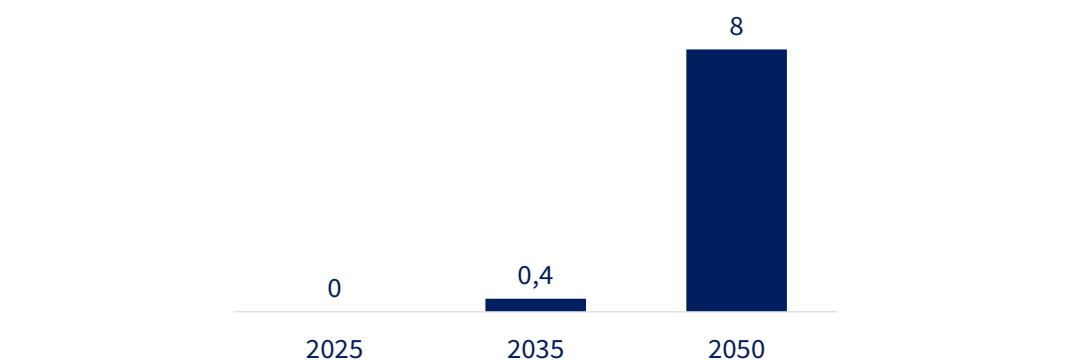


Figura 2.8. Sviluppo della capacità di generazione nucleare in Italia secondo il PNIEC (GW), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati PNIEC, PNNS e Terna, 2026.

26. In seguito, sono stati **calcolati i CAPEX per gli Small Modular Reactors (SMR)**, coerentemente con i *trend* di costo per il nucleare avanzato elaborati dalla Piattaforma Nazionale per il Nucleare Sostenibile (PNNS) fino al 2050.
27. Infine, è stato **calcolato l'investimento complessivo** per lo sviluppo di nuovi impianti **nucleari** tali da raggiungere la **capacità target** delineata nello **scenario PNIEC**. Tale

⁷ Si considera lo scenario PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) con nucleare elaborato secondo le risultanze della PNNS (Piattaforma Nazionale per il Nucleare Sostenibile). Questo scenario assume uno sviluppo di impianti nucleari pari alla metà del potenziale massimo tecnicamente installabile (16 GW). Lo scenario è presentato da Terna all'interno delle «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*».

investimento ammonta a circa **2 miliardi di Euro** entro il 2035 e a **35 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

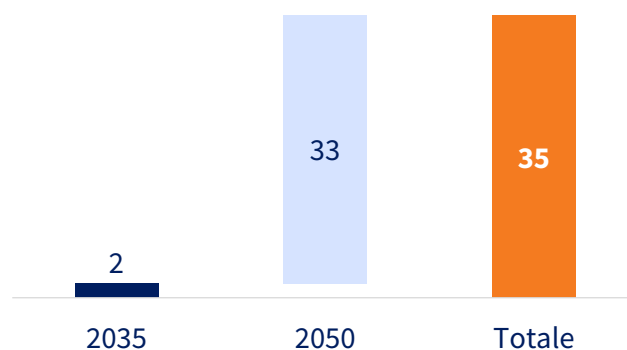


Figura 2.9. Investimenti necessari per la realizzazione degli impianti nucleari secondo lo scenario PNIEC (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati PNIEC, PNNS e Terna, 2026.

Idroelettrico

28. Per quanto riguarda gli investimenti nell'**idroelettrico**, è stato ricostruito l'**andamento storico** fino al 2025, comprensivo sia della componente di sviluppo sia di quella di mantenimento degli *asset* (ovvero *Operation&Maintenance*), sulla base dei dati pubblicati dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nella «*Relazione annuale sulla situazione energetica nazionale*».
29. Dalle **stime complessive** è stata isolata la componente relativa ai soli CAPEX, sulla base della valutazione degli investimenti riconducibili agli operatori di mercato. È stato quindi calcolato il **tasso medio annuo di crescita** nel periodo 2017-2025 al fine di stimare l'evoluzione del tasso di investimento annuo al 2035 e al 2050.
30. Infine, sono stati stimati gli **investimenti cumulati**, per un montante pari a **7 miliardi di Euro al 2035** e a **18 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

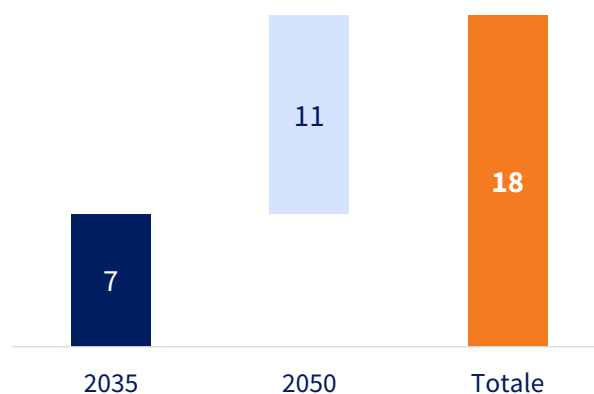


Figura 2.10. Investimenti nell'idroelettrico (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati MASE, 2026.

Storage

31. Un secondo ambito di investimento riguarda la **flessibilità del sistema elettrico**. Gli **accumuli elettrochimici** rappresentano una tecnologia chiave per garantire flessibilità, grazie alla loro capacità di **bilanciare** il sistema elettrico e **supportare** l'integrazione delle fonti rinnovabili.
32. Per quanto riguarda la stima degli investimenti, l'analisi si basa sul confronto tra la **capacità installata** attuale e i **target previsti** dagli scenari Terna al 2035 e al 2050⁸. È stato quindi calcolato il **fabbisogno aggiuntivo** di capacità di *storage utility-scale*⁹, al netto dei pompaggi¹⁰, pari a **50 GWh al 2035** e **90 GWh al 2050** rispetto agli attuali 7,5 GWh.

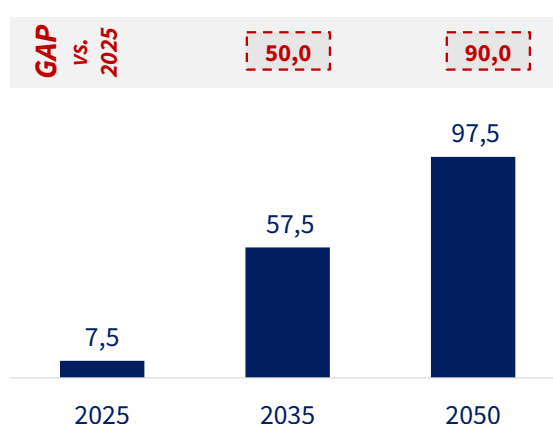


Figura 2.11. Evoluzione della capacità di accumulo *utility-scale* al netto dei pompaggi in Italia (GWh), 2025-2035-2050. N.B.: Ai fini dell'analisi, il dato è riferito al 2025; il valore della capacità di accumulo *utility-scale* e *small-scale* aggiornato al 31/03/2026 è pari a 18,8 GWh. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, 2026.

33. È stata stimata l'**evoluzione dei CAPEX unitari** necessari per l'installazione di batterie con durata di **6 ore**¹¹, in linea con i *trend* elaborati dagli operatori di mercato.
34. Infine, è stato quantificato l'**investimento complessivo** per lo sviluppo di **nuovi sistemi di accumulo**, applicando il CAPEX unitario alla capacità aggiuntiva richiesta per il

⁸ Gli scenari Terna prevedono il mantenimento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico. Per il 2035 si considera lo Scenario DE-IT, per il 2050 si considera lo scenario PNIEC con nucleare presentato da Terna nelle «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*».

⁹ *Storage utility-scale* fa riferimento sistemi di accumulo elettrochimico di grande taglia, connessi alla rete di trasmissione o distribuzione e destinati a fornire servizi al sistema elettrico.

¹⁰ Pompaggi fa riferimento agli impianti idroelettrici a pompaggio, che accumulano energia pompando acqua verso un bacino superiore nei periodi di bassa domanda e la rilasciano per produrre elettricità nei periodi di maggiore richiesta

¹¹ La durata di una batteria indica il tempo in cui un sistema di accumulo è in grado di fornire energia prima di esaurire la carica disponibile, in questo caso pari a 6 ore.

raggiungimento dei *target* previsti dagli scenari Terna. Tali investimenti risultano pari a **7 miliardi di Euro al 2035** e a **11 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

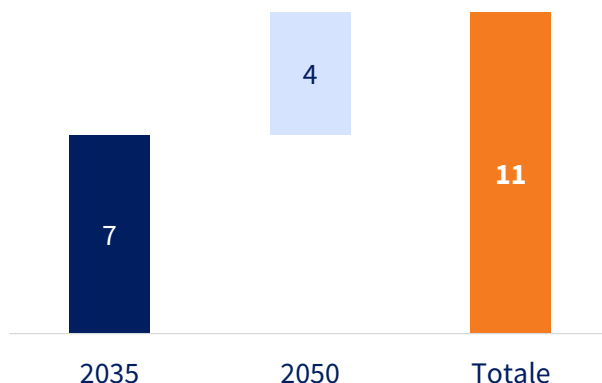


Figura 2.12. Investimenti per sviluppare la capacità di accumulo necessaria a raggiungere i *target* degli scenari analizzati (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, 2026.

Capacità termoelettrica

35. In parallelo, il mantenimento di un'adeguata **capacità termoelettrica programmabile** resta necessario per garantire la sicurezza del sistema elettrico nei **periodi di picco** della domanda e di **minore disponibilità** della generazione rinnovabile. La quantificazione degli investimenti in tale direzione si basa sulla mappatura delle **centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT)** esistenti in Italia, di cui è stata stimata la vita media utile e la capacità operativa prevista al 2035 e al 2050, considerando la dismissione degli impianti non sostenibili economicamente o al termine del periodo di operatività.
36. Sulla base degli scenari Terna¹² è stato valutato il fabbisogno di **capacità termoelettrica** necessario per garantire l'**adeguatezza del sistema elettrico**, che consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, compresi l'*import* dall'estero e gli accumuli, sia **sufficiente a soddisfare la domanda di energia** per ogni istante e in ogni zona del Paese, incluso un opportuno margine di riserva per far fronte ad eventuali contingenze.
37. Ad oggi, la **capacità termoelettrica installata** in Italia è pari a circa **61 GW**, di cui circa **30 GW** riconducibili a centrali termoelettriche a ciclo combinato. Nel **2035**, la **capacità necessaria** per garantire l'adeguatezza del sistema è stimata in **30,4 GW**. Tuttavia, sulla base della mappatura di TEHA relativa alle centrali CCGT, la **capacità prevista al 2035** è di circa **26,4 GW**.

¹² Secondo gli scenari Terna nelle «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*», al 2050 si considera una capacità installata nucleare di 8 GW.

38. A fronte del **gap** tra la capacità termoelettrica necessaria e quella prevista, emerge un **fabbisogno aggiuntivo di circa 4 GW** di nuova capacità CCGT al 2035 rispetto agli scenari in assenza di meccanismi di supporto.
39. Nel **lungo periodo**, la capacità termoelettrica continuerà ad avere un ruolo rilevante, evolvendo verso una funzione di supporto alla flessibilità del sistema elettrico. Secondo lo **scenario Terna** analizzato¹³, al **2050** rimarranno operativi **circa 15 GW di capacità CCGT**, considerando il progressivo **phase-out** degli impianti di **classe F** e il contributo dei **nuovi impianti di classe H**¹⁴, inclusi i circa 4 GW di nuova capacità da installare entro il 2035. Non si evidenzia, dunque, un fabbisogno di ulteriori impianti al 2050.

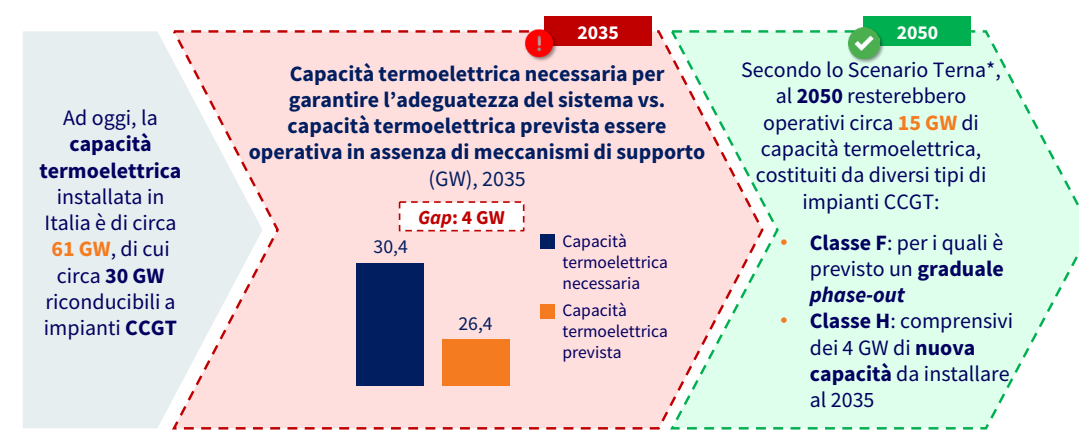


Figura 2.13. A sinistra: Capacità termoelettrica installata oggi (illustrativo), 2025; al centro: Capacità termoelettrica necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema vs. capacità termoelettrica prevista essere operativa in assenza di meccanismi di supporto (GW), 2035; a destra: Capacità termoelettrica installata al 2050 (illustrativo), 2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, RSE e operatori di mercato, 2026.

40. A partire dal **gap** identificato al 2035, e in **linea con i CAPEX** degli operatori di mercato, sono stati quantificati gli **investimenti complessivi** necessari ad abilitare il funzionamento di **impianti CCGT** tali da garantire anche al **2035** l'adeguatezza del sistema elettrico: un montante di **4 miliardi di Euro**.

¹³ Scenario PNIEC con nucleare presentato nelle «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*», che prevede 10 GW circa di nucleare.

¹⁴ Classe F: categoria di turbine a gas di precedente generazione, caratterizzate da temperature di esercizio e prestazioni inferiori rispetto alle tecnologie più recenti; Classe H: categoria di turbine a gas di ultima generazione, caratterizzate da temperature di esercizio più elevate e maggiore efficienza rispetto alle turbine di classe F.

Box 1: Il ruolo del Capacity Market nella realizzazione e mantenimento degli impianti CCGT in Italia

Per promuovere la realizzazione di nuova capacità e mantenere in efficienza quella esistente, fornendo ai produttori corretti segnali di prezzo di lungo termine, in Italia è operativo il **mercato della capacità** (*Capacity Market*). Gli operatori partecipano alle **aste gestite da Terna** offrendo capacità (preesistente o autorizzata da realizzare) di produzione elettrica (in MW, ai quali viene applicato un tasso di *de-rating* per calcolare la capacità disponibile in probabilità). Gli **impianti selezionati** nell'asta ricevono un **compenso in €/MW** di capacità disponibile in probabilità per anno e sottoscrivono con Terna un **contratto**.

Tali contratti prevedono il diritto di ricevere un **premio fisso annuo**, l'obbligo di **offrire la capacità impegnata** sui mercati elettrici (ovvero, Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI), Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)) e l'obbligo di **restituire a Terna** la differenza, se positiva, fra il prezzo dell'elettricità che si realizza sui mercati ed uno *strike price*. Attualmente, il meccanismo è programmato **fino al 2028**.

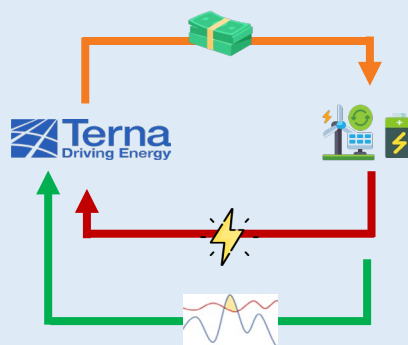


Figura Box 1. La struttura del mercato della capacità (esemplificativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e fonti varie, 2026.

2.2 INFRASTRUTTURA ELETTRICA DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E RICARICA PER I VEICOLI ELETTRICI

41. Lo **sviluppo dell'infrastruttura elettrica** rappresenta una **condizione abilitante** essenziale per la transizione energetica, in quanto consente di integrare nel sistema una quota crescente di generazione da fonti rinnovabili, caratterizzata da maggiore variabilità e distribuzione territoriale, e di garantire la capacità di rete necessaria a supportare l'elettrificazione progressiva dei consumi finali. Il **potenziamento e l'ammodernamento delle reti** risultano quindi fondamentali per assicurare affidabilità, flessibilità e resilienza del sistema elettrico, sostenendo la crescita della generazione rinnovabile e l'elettrificazione dei consumi finali.

Rete elettrica di trasmissione

42. Per stimare il fabbisogno di investimenti necessario per lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione, sono stati, in primo luogo, analizzati gli scenari di Terna per identificare la

capacità rinnovabile installata prevista al 2035 e al 2050¹⁵ e il conseguente *gap* di installato FER *utility-scale*¹⁶ rispetto alla situazione attuale. A partire dal **Piano di Sviluppo di Terna**, sono stati quantificati gli **investimenti programmati** per lo sviluppo della rete di trasmissione al 2034¹⁷.

43. È stato quindi stimato il **CAPEX unitario** necessario al potenziamento della rete di trasmissione in funzione della nuova capacità FER *utility-scale* prevista dal Piano di Sviluppo. Tale investimento ammonta a circa **23 miliardi di Euro** per l'**adeguamento della rete** a fronte di **53 GW** di capacità **FER *utility-scale* aggiuntiva**, corrispondenti a un costo medio di circa **0,43 miliardi di Euro per ogni GW incrementale**.
44. Sulla **base di tale parametro**, sono stati quantificati gli **investimenti** per adeguare la rete elettrica italiana alla crescita delle rinnovabili *utility-scale* e alla loro maggiore integrazione nel mix energetico, per un montante di circa **24 miliardi di Euro** entro il 2035 e a **66 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

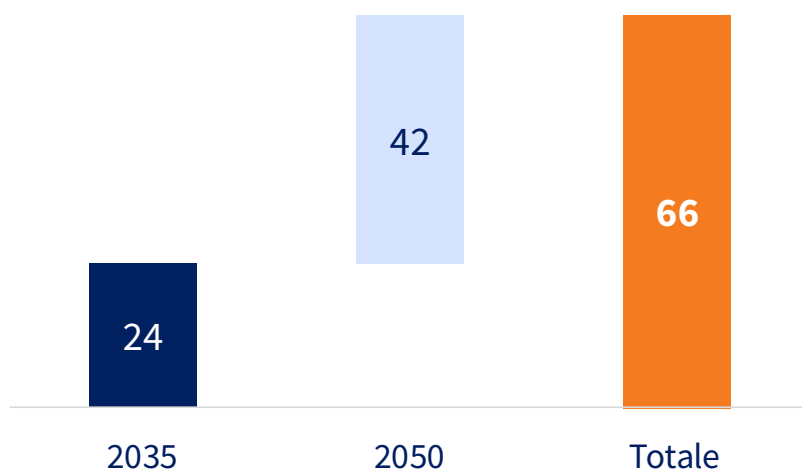


Figura 2.14. Investimenti per il potenziamento della rete elettrica di trasmissione (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Terna, 2026.

Rete elettrica di distribuzione

45. Ancora più rilevanti, in termini quantitativi, sono gli investimenti relativi alla **rete elettrica di distribuzione**. Per la valutazione del montante di investimenti sono stati

¹⁵ Per il 2034 si considera lo Scenario Terna-Snam DE-IT, per il 2050 si considera lo scenario PNIEC con nucleare presentato da Terna nelle «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*».

¹⁶ Ai fini del calcolo dell'installato FER è stata considerata unicamente la nuova capacità *utility scale*, in quanto, a differenza della generazione distribuita, è più strettamente connessa agli sviluppi richiesti della rete di trasmissione.

¹⁷ Tali investimenti sono stati definiti tenendo conto dell'evoluzione attesa del sistema elettrico, inclusi l'aumento della generazione non programmabile, la crescita della domanda elettrica e della flessibilità, la minimizzazione delle congestioni e l'evoluzione delle logiche di *curtailment*.

analizzati gli **investimenti stimati** da *Eurelectric* nel Rapporto «*Grids for Speed*», che dovranno essere effettuati dai *Distribution System Operators* (DSO) europei, per lo sviluppo delle reti di distribuzione al 2050.

46. Successivamente, è stata stimata l'**evoluzione del picco di carico** sulle reti elettriche a livello **europeo e nazionale** al 2035 e al 2050, secondo gli scenari Terna presentati nel Rapporto «*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*», ed è stato quantificato il **delta di picco di carico** nei periodi considerati, pari a **17 GW al 2035** e **54 GW al 2050**. In questo calcolo viene utilizzata la **punta di carico come proxy** per l'evoluzione della domanda elettrica. La dinamica evolutiva della punta di carico è infatti determinata dall'aumento dell'intensità dei consumi e del numero di utenze.
47. Da tale stima emerge che al **2035**, il potenziamento della rete di distribuzione sarà concentrato nelle **aree a maggiore crescita** dei picchi di domanda (come, ad esempio, la Lombardia), mentre nel resto del territorio seguirà un percorso graduale di lungo periodo.

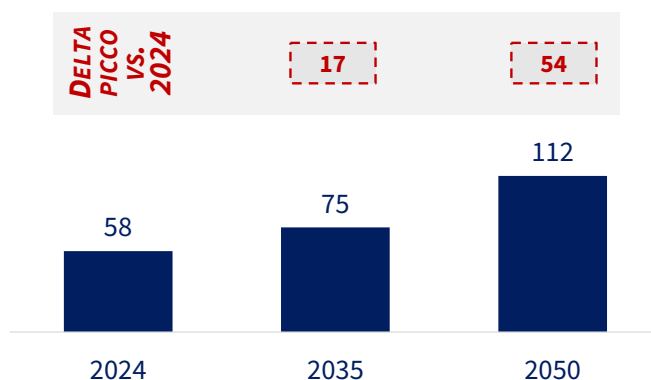


Figura 2.15. Evoluzione prevista dei picchi di carico sulla rete (GW), 2024-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati *Eurelectric* e Terna, 2026.

48. Infine, è stato stimato il **CAPEX unitario** associato all'**incremento della capacità di rete per MW di picco di carico aggiuntivo**, sulla base delle valutazioni relative al dato europeo da fonte *Eurelectric*. Sono stati quindi analizzati i **piani di investimento dei principali DSO italiani**, per stimarne la **capacità annua di spesa**, e quantificati gli **investimenti** necessari al potenziamento della rete di distribuzione nazionale entro il 2035 e il 2050, tenendo conto della capacità finanziaria degli operatori del settore. Ne emerge un fabbisogno di **67 miliardi di Euro al 2035** e di **211 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

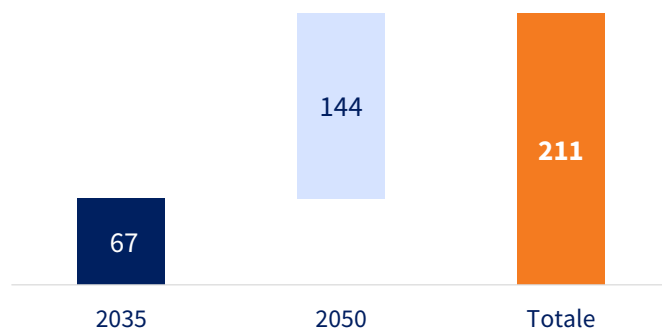


Figura 2.16. Investimenti per l'adeguamento della rete elettrica di distribuzione (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Eurelectric, Terna e operatori del settore, 2026.

Infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici

49. All'interno dell'infrastruttura elettrica rientrano anche le **infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica**. In questo caso, è stata in primo luogo stimata l'**evoluzione del parco veicoli**, considerando la progressiva riduzione delle autovetture circolanti e la crescente diffusione dei veicoli elettrici, in linea con i target delineati nello scenario PNIEC 2024.
50. Su tale base, è stata **quantificata l'evoluzione del rapporto tra il numero di autovetture elettriche** circolanti e la dotazione di **infrastrutture di ricarica** pubbliche necessarie a supportarne la diffusione, distinguendo le diverse tipologie di punti di ricarica, includendo sia quelli diffusi in ambito urbano sia quelli progettati per garantire tempi di ricarica molto ridotti, tipicamente installati lungo autostrade, aree di servizio e nodi strategici della mobilità¹⁸. È stato dunque stimato che per supportare l'elettrificazione della mobilità privata, saranno necessarie **ulteriori 66 mila colonnine di ricarica nel 2035 e 110 mila unità al 2050**.

¹⁸ Nello specifico, si fa riferimento a PDR *slow*: ricarica a bassa potenza, adatta a soste prolungate come parcheggi residenziali, aziendali o aree urbane con lunga permanenza del veicolo; PDR *fast*: ricarica rapida pensata per ridurre i tempi di attesa, utilizzata principalmente in ambito urbano, presso parcheggi pubblici, centri commerciali e punti di mobilità; PDR *fast* in HPC (*High Power Charging*): ricarica ad altissima potenza, progettata per garantire tempi di ricarica molto ridotti, tipicamente installata lungo autostrade, aree di servizio e nodi strategici della mobilità.

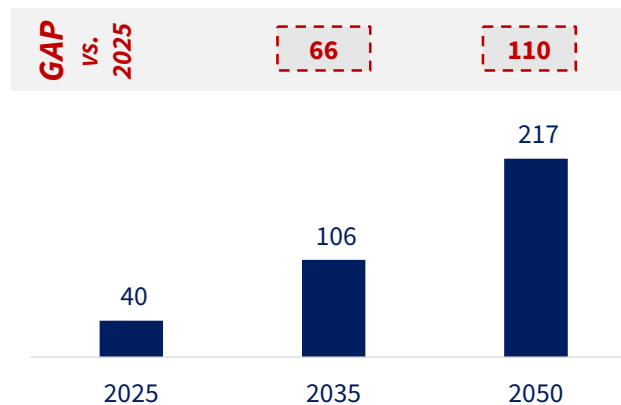


Figura 2.17. Evoluzione delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici in Italia (migliaia di unità), 2025-2035-2050. N.B.: Ai fini dell'analisi, il dato al 2025 è riferito al 31/12/2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

51. Successivamente, sono stati calcolati i **CAPEX unitari** per ciascuna tecnologia di ricarica sulla base di *benchmark* di mercato e quantificati gli investimenti complessivi necessari per lo sviluppo della rete di ricarica, rispettivamente pari a **4 miliardi di Euro al 2035** e a **10 miliardi di Euro complessivi al 2050**.



Figura 2.18. Investimenti per l'installazione di nuove infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati MOTUS-E, 2026.

2.3 INFRASTRUTTURA GAS: RETI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DEL GAS

52. L'infrastruttura gas continua a richiedere investimenti rilevanti, sia nell'ambito della **rete di trasporto** sia in quello della **rete di distribuzione**. Sebbene sia attesa una progressiva riduzione dei consumi, il **mantenimento** e l'**adeguamento** della rete rimangono necessari per garantire la sicurezza del sistema, la resilienza infrastrutturale e la continuità del servizio.
53. Per stimare gli investimenti nell'infrastruttura gas, è stata condotta un'analisi di quelli programmati fino al **2035** dal *Transmission System Operator* (sulla base del Piano

Decennale 2025-2034 di Snam¹⁹) e dai principali distributori di gas per lo **sviluppo, la sicurezza e il mantenimento** della rete di trasporto e distribuzione gas.

54. A partire da tali evidenze, è stato stimato il **montante complessivo degli investimenti** previsti al 2035 per tutti gli operatori gas in Italia. Per quanto riguarda i distributori, è stato utilizzato il numero di Punti di Riconsegna (PdR) gestiti come **proxy** della **rispettiva quota di mercato**. Da tale montante è stato quindi determinato il corrispondente **investimento medio annuo**.
55. Per il periodo 2035-2050 è stata stimata una **progressiva riduzione dell'investimento medio annuo**, coerentemente con il *trend* di diminuzione del fabbisogno di gas²⁰. La domanda di gas in Italia, pari a **61,1 miliardi di m³ nel 2025**, è infatti prevista **ridursi dell'8% al 2035²¹** e di un **ulteriore 57% al 2050²²**.
56. Sulla base di tali considerazioni sono stati quantificati gli investimenti al 2035 e al 2050 per garantire lo sviluppo, il mantenimento e la sicurezza della rete gas italiana. In particolare, si stimano **18 miliardi di Euro al 2035 e 38 miliardi di Euro complessivi al 2050** per la rete di trasporto gas e **26 miliardi di Euro al 2035 e 54 miliardi di Euro complessivi al 2050** per la rete di distribuzione gas.

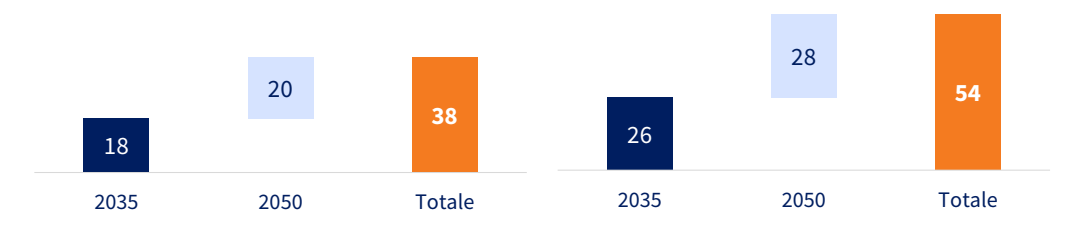


Figura 2.19. A sinistra: Investimenti nella rete di trasporto gas (miliardi di Euro); a destra: Investimenti nella rete di distribuzione gas (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. *Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Snam, ECCO Think Tank e fonti varie, 2026.*

2.4 I DATA CENTER

57. Tra i *driver* emergenti della domanda energetica, i **data center** assumono un rilievo crescente. Il loro sviluppo atteso determinerà un **incremento significativo dei consumi elettrici** e renderà necessarie **nuove capacità infrastrutturali**, con particolare attenzione all'efficienza energetica.

¹⁹ Sono stati considerati i soli investimenti relativi al trasporto, escludendo quelli dedicati ad esempio a stoccaggio e rigassificazione.

²⁰ Lo scenario evolutivo della domanda di gas considerato è il *Late Transition* di Snam, che prevede il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione con un ritardo di 5-10 anni. È stato considerato tale scenario per riflettere una riduzione degli investimenti sulla rete gas conseguente al calo della domanda, ma meno che proporzionale rispetto a quest'ultima, poiché una parte significativa dei costi di infrastruttura rimane necessaria indipendentemente dai volumi trasportati.

²¹ Secondo lo Scenario Terna-Snam DE-IT.

²² Secondo lo Scenario Fit for 55.

58. Il fabbisogno di investimenti necessari a sostenere lo sviluppo del settore dei *data center* si basa sulle stime di **evoluzione** al 2035 e al 2050 in coerenza con lo Studio TEHA e A2A «L'Italia dei data center. Energia, efficienza, sostenibilità per la transizione digitale» del 2025. Dall'analisi emerge che la **potenza IT nominale** dei *data center* crescerà da circa **609 MW nel 2025** a oltre **2,3 GW nel 2035** fino a uno scenario *full potential* di circa **4,6 GW nel 2050**.

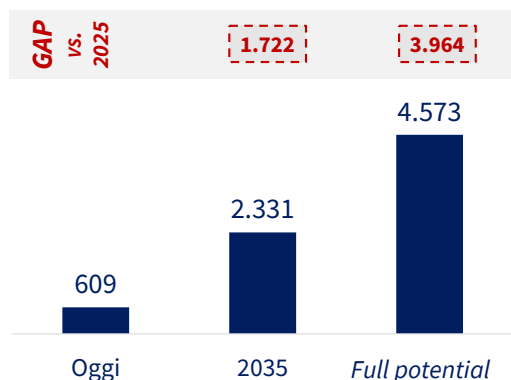


Figura 2.20. Potenza energetica nominale dei data center in Italia (MW IT), oggi, 2035 e *full potential*. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group sullo Studio A2A-TEHA «L'Italia dei data center. Energia, efficienza, sostenibilità per la transizione digitale» (2025), 2026.

59. Sulla base dei *benchmark* dei principali operatori di mercato, sono stati definiti i **CAPEX unitari** per l'installazione di nuova capacità IT. Infine, sono stati stimati gli **investimenti complessivi** necessari a supportare la crescita del settore, pari a circa **21 miliardi di Euro al 2035** e **50 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

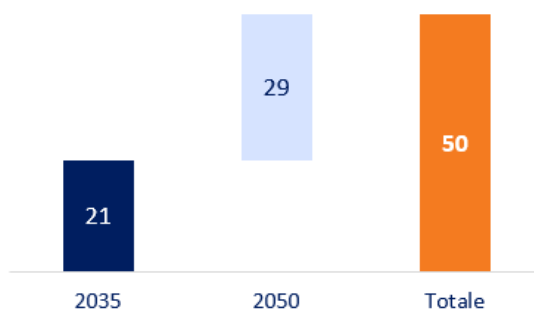


Figura 2.21. Investimenti per lo sviluppo del settore dei *data center* (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. 2025. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Osservatorio data center Politecnico di Milano, Terna e Aruba, 2026.

2.5 TELERISCALDAMENTO

60. Lo **sviluppo del teleriscaldamento** rappresenta una leva importante per la decarbonizzazione del riscaldamento residenziale, in particolare nei contesti urbani e nelle aree caratterizzate da una maggiore disponibilità di fonti di calore recuperabile.
61. Il teleriscaldamento presenta in Italia un significativo **potenziale di sviluppo** rispetto ai livelli attuali. Oggi il settore fornisce circa **11,4 TWh di energia termica**, mentre l'analisi

del potenziale massimo di sviluppo elaborata dall'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU) stima una crescita fino a circa **53 TWh** in uno scenario di *full potential*. A questo valore, nell'ambito dello Studio TEHA Group e A2A «L'Italia dei data center. Energia, efficienza, sostenibilità per la transizione digitale» (2025), è stata stimata una quota aggiuntiva di **8,5 TWh di calore residuo** recuperabile dai **data center**, portando il massimo **potenziale di sviluppo a circa 62,5 TWh**, cioè oltre **5 volte i livelli attuali**.

62. Questo potenziale si fonda soprattutto sul **calore di recupero ad alta temperatura**, che pesa per il **32%** del totale, sulla **geotermia**, pari al **27%**, e sul **calore di recupero a bassa temperatura**, che contribuisce per il **23%**. Il recupero del calore residuo dai **data center** rappresenta inoltre una componente significativa, pari al **15%** del potenziale complessivo.

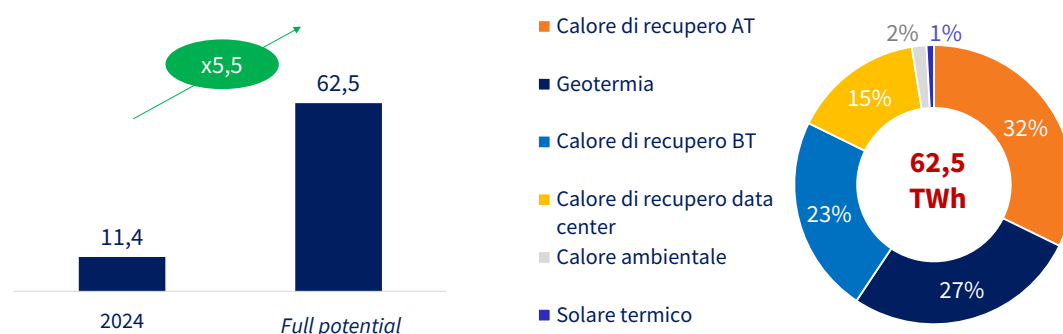


Figura 2.22. A sinistra: Energia fornita dal teleriscaldamento in Italia ad oggi vs. potenziale di teleriscaldamento in Italia (TWh), 2024 e *full potential*; a destra: Composizione del potenziale di teleriscaldamento fornita alle utenze a livello italiano (valori %), ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Politecnico di Milano e AIRU «Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale» (2023) e Istat, 2026.

63. Per stimare gli investimenti per lo sviluppo del teleriscaldamento, è stato effettuato uno **screening dei piani strategici di investimento** dei principali operatori italiani attivi nel settore, con l'obiettivo di **stimare la capacità annua di investimento** del comparto nei due orizzonti temporali considerati. L'evoluzione verso il **potenziale massimo** di sviluppo del teleriscaldamento è stata quindi modulata tenendo conto della **capacità di investimento degli operatori** del settore.
64. Infine, sono stati stimati gli **investimenti** volti a sostenere lo sviluppo del teleriscaldamento in Italia, per un ammontare di circa **6 miliardi di Euro** entro il 2035 e **14 miliardi** di Euro complessivi al **2050**.

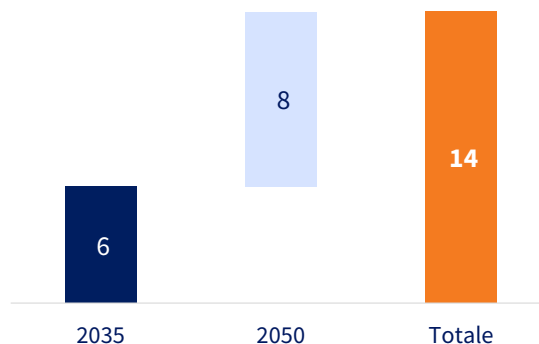


Figura 2.23. Investimenti per lo sviluppo della rete di teleriscaldamento (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. oggi. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Politecnico di Milano e AIRU «Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale» (2023), operatori del settore e Istat, 2026.

2.6 IL CICLO IDRICO INTEGRATO

65. Gli **investimenti nel ciclo idrico integrato** rivestono un ruolo strategico per garantire la **resilienza e l'efficienza del sistema**, riducendo le perdite di rete e migliorando la gestione della risorsa idrica. In assenza di interventi strutturali, il deterioramento delle infrastrutture potrebbe generare **costi economici molto rilevanti** per il Paese nel medio-lungo periodo, rendendo necessario un adeguato livello di investimento per preservare la **sicurezza** dell'approvvigionamento e la **sostenibilità** del servizio.
66. Nel 2025, i **5 maggiori gestori industriali del Ciclo Idrico Integrato** hanno investito **115 Euro per abitante**, un valore oltre il **30% superiore** alla media di quanto è stato investito nel periodo 2021-2025, livello che ha consentito all'Italia di **allinearsi per la prima volta** alla media UE-27+UK.

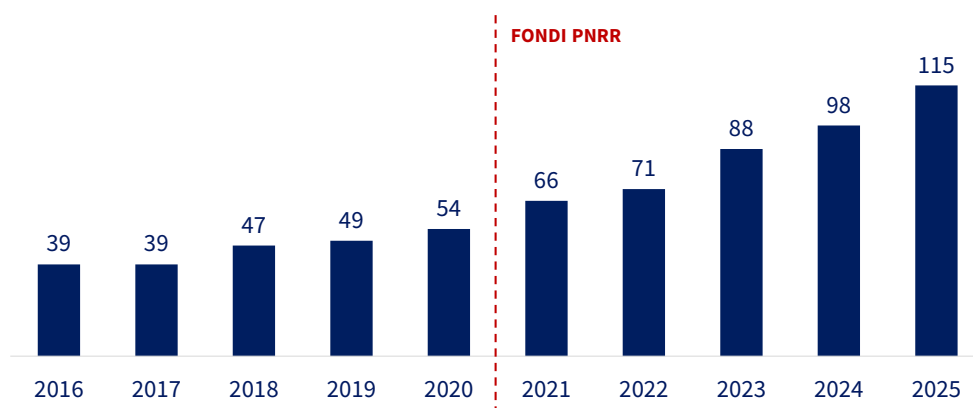


Figura 2.24. Tasso di investimenti dei gestori del servizio idrico integrato per abitante (Euro pro capite), 2016-2029. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Fondazione Utilitatis, 2026.

67. Tuttavia, in Italia il 12% della popolazione è servito dalle **gestioni in economia**, che nel 2024 hanno registrato un tasso di investimento di circa **22 Euro per abitante**, un valore **oltre 4 volte inferiore a quello dei gestori industriali**.
68. Per garantire un **tasso di investimenti adeguato** al mantenimento e allo sviluppo del settore idrico, TEHA e A2A stimano che i **primi cinque gestori** industriali per numero di abitanti serviti dovrebbero mantenere un volume di investimento pari a circa **115**

Euro/abitante, mentre gli altri **gestori industriali** un volume di circa **70 Euro/abitante**, in linea con la media del periodo regolatorio 2020-2023. Inoltre, si auspica il progressivo **superamento delle gestioni in economia**, con il completamento del processo **entro il 2035**.

69. A partire da tali considerazioni, gli **investimenti** necessari per il mantenimento e lo sviluppo resiliente del servizio idrico integrato sono stimati pari a circa **46 miliardi di Euro** al **2035** e a **123 miliardi** di Euro complessivi al **2050**.

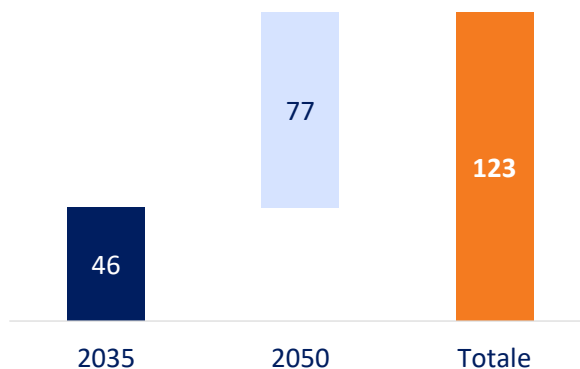


Figura 2.25. Gli investimenti per il mantenimento e lo sviluppo del ciclo idrico integrato (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. oggi. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati EurEau, Utilitalia e Global Water Intelligence, 2026.

2.7 TRATTAMENTO RIFIUTI E BIOMETANO

Trattamento dei Rifiuti Urbani

70. Gli **investimenti nel trattamento dei rifiuti** rivestono un ruolo strategico per accompagnare la transizione verso un'**economia circolare**, aumentando la capacità di **riciclo** dei materiali e riducendo progressivamente il ricorso alla discarica. Il **potenziamento degli impianti di trattamento** è quindi necessario per garantire una gestione più efficiente e sostenibile dei rifiuti, in linea con gli obiettivi ambientali di lungo periodo e con la crescente necessità di autosufficienza infrastrutturale del sistema.
71. Per quanto riguarda il trattamento dei rifiuti urbani, il fabbisogno di investimento è stimato a partire dalla **mappatura dei volumi prodotti, raccolti e trattati** in Italia, con *focus* sulla Frazione Organica dei Rifiuti Urbani (FORSU). L'analisi assume un percorso di **aumento del riciclo e del recupero energetico** e di **riduzione del conferimento in discarica**, considerando anche il potenziale di termovalorizzazione dei rifiuti speciali non pericolosi di origine urbana.
72. In particolare, i **target al 2035**, definiti dal *Circular Economy Package* europeo, prevedono il **riciclo** di almeno il **65%** dei rifiuti urbani, un massimo del **10% di conferimento in discarica** e il **recupero energetico** del restante **25%**. In coerenza con la gerarchia

europea dei rifiuti²³, al **2050** si ipotizza un **riciclo del 70%**, il **recupero energetico** del restante **30%** e l'**azzeramento** del ricorso alla **discarica**.

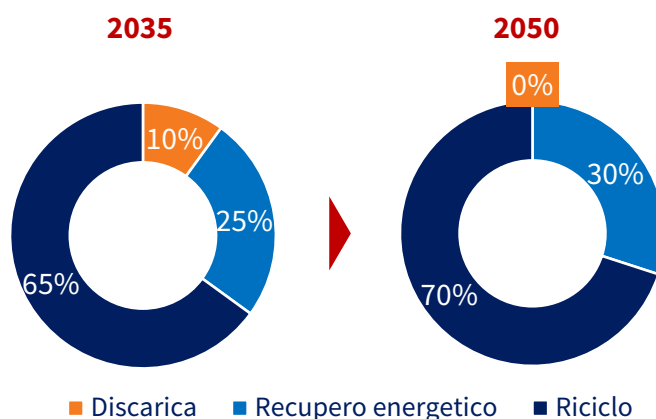


Figura 2.26. Target di trattamento dei rifiuti urbani (% sul totale), 2035 e 2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Commissione europea, 2026.

73. Si è ipotizzato di raggiungere i **target** previsti attraverso l'**aumento della quota di rifiuti organici urbani** trattata, passando dagli **attuali 7,2 milioni** di tonnellate a **9,3 milioni** al **2035** e a **10,4 milioni** al **2050** e ipotizzando di **colmare il gap** rimanente con un maggiore riciclo delle frazioni residue. Per quanto riguarda il recupero energetico, la capacità di trattamento dovrebbe passare dagli **attuali 5,5 milioni** di tonnellate a **7,5 milioni** al **2035** e arrivare a circa **9 milioni** al **2050**.

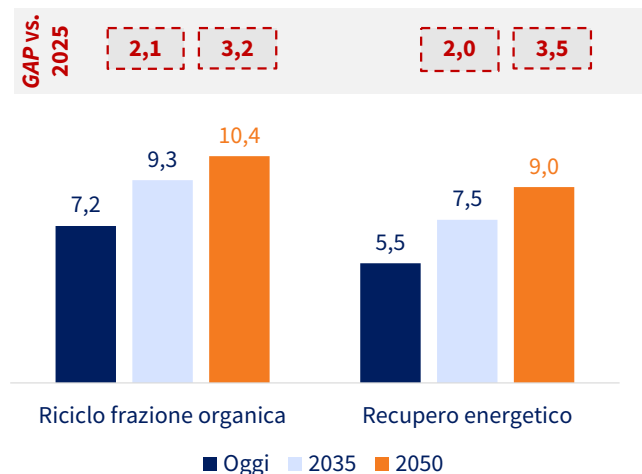


Figura 2.27. Capacità di trattamento attuale dei Rifiuti Urbani vs. target (milioni di tonnellate), oggi vs. 2035 e 2050. N.B.: Per l'analisi del riciclo è stata considerata unicamente la componente FORSU. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Utilitalia e ISPRA, 2026.

74. Per raggiungere questi livelli sarebbero necessari **28 nuovi impianti** integrati per il **trattamento dei rifiuti organici urbani** e **8 nuovi impianti** di **recupero energetico**

²³ La gerarchia europea dei rifiuti definisce un ordine di priorità nella gestione dei rifiuti, privilegiando la prevenzione, il riutilizzo e il riciclo rispetto al recupero energetico e, come ultima opzione, allo smaltimento in discarica.

entro il **2035**. Nel periodo successivo, fino al 2050, si aggiungerebbero **ulteriori 15 impianti per il trattamento dei rifiuti organici urbani e 6 per il recupero energetico**. Inoltre, per la **termovalorizzazione dei rifiuti speciali non pericolosi di genesi urbana** sarebbero necessari **ulteriori 4 impianti** entro il 2050.

75. Su questa base, sono stimati gli investimenti necessari, pari a circa **4 miliardi di Euro** nei prossimi dieci anni e **8 miliardi di Euro complessivi al 2050**.

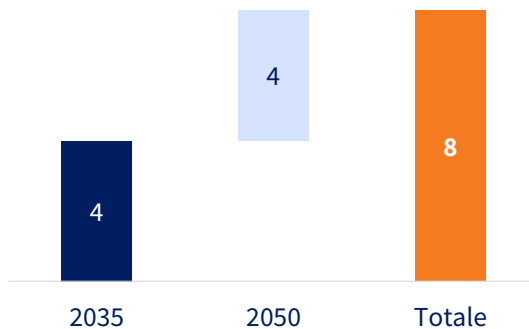


Figura 2.28. Investimenti per colmare il *gap* con i *target* identificati (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. oggi.
Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Utilitalia e ISPRA, 2026.

Biometano

76. Gli **investimenti nello sviluppo della produzione di biometano** rappresentano un elemento rilevante per favorire la **valorizzazione energetica degli scarti agricoli e della frazione organica dei rifiuti urbani**, contribuendo alla decarbonizzazione dei consumi energetici.
77. La stima degli investimenti considera l'**evoluzione della capacità produttiva nazionale** di biometano al 2035 e al 2050, assumendo come punto di partenza una **capacità attuale pari a 900 milioni** di *standard* metri cubi annui (smc/a) e valutando il potenziale di conversione degli impianti esistenti e lo sviluppo di nuovi impianti *greenfield*.
78. Ai fini della valutazione, è stato considerato il **potenziale massimo di conversione** degli impianti presenti sul territorio nazionale (**814 impianti**), tenendo conto delle relative taglie produttive. La nuova capacità *greenfield* è stata invece distinta tra **impianti agricoli** e impianti **alimentati da rifiuti organici urbani**, caratterizzati da differenti livelli di capacità e CAPEX unitari.
79. La stima di TEHA e A2A assume che la **capacità target residua** necessaria al raggiungimento degli obiettivi al 2035 e al 2050 venga coperta attraverso lo **sviluppo di nuovi impianti greenfield**, adottando un *mix* tecnologico composto per l'**85% da impianti agricoli** e per il **15% da impianti per il trattamento dei rifiuti organici urbani**.
80. Sulla base delle ipotesi adottate, sono stati stimati investimenti complessivi pari a **17 miliardi di Euro entro il 2035** e un montante complessivo di investimenti pari a **24 miliardi di Euro al 2050**.

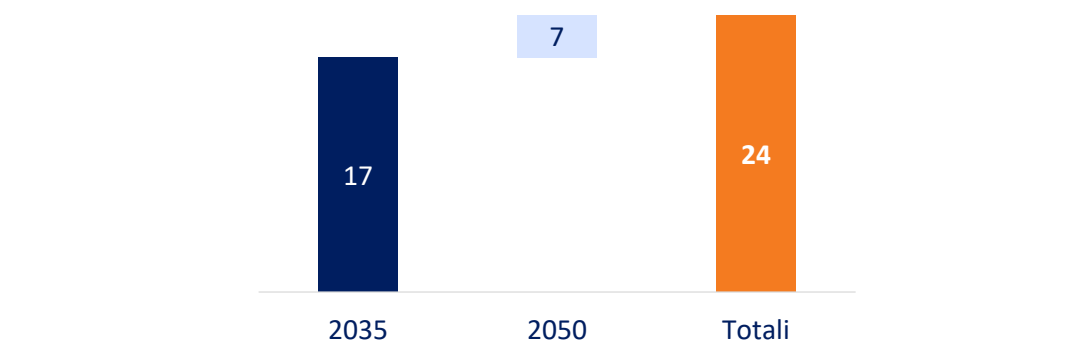


Figura 2.29. Investimenti per lo sviluppo di nuova produzione di biometano (miliardi di Euro), 2035 e 2050 vs. oggi. *Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati GSE e fonti varie, 2026.*

CAPITOLO 3

I BENEFICI ECONOMICI, ENERGETICI E AMBIENTALI ABILITATI DAGLI INVESTIMENTI NEL SETTORE *ENERGY & UTILITY*

81. Il presente Capitolo si propone di analizzare i **principali benefici abilitati dagli investimenti del settore *Energy & Utility***, osservandoli sia nella loro **dimensione sistemica** sia nei loro effetti più diretti su **cittadini e imprese**, nell'orizzonte temporale 2026-2050. L'obiettivo non è soltanto quantificare l'impatto economico degli investimenti, ma mostrare come essi **incidano su variabili decisive** per il Paese, come la sicurezza energetica, la crescita economica, la competitività del sistema produttivo, la sostenibilità ambientale e la qualità dei servizi essenziali.
82. In questa prospettiva, questi vantaggi vengono letti su **due livelli complementari**. Da un lato emergono i **benefici macro**, che riguardano il **sistema-Paese nel suo complesso** e includono, tra gli altri, il rafforzamento dell'autonomia energetica, il contributo alla crescita economica, la riduzione delle emissioni e il miglioramento dell'adeguatezza infrastrutturale in ambiti chiave come il ciclo dei rifiuti e il servizio idrico.
83. Dall'altro lato si considerano i **benefici micro**, cioè quelli che si trasferiscono più direttamente su **cittadini e imprese** attraverso la riduzione del costo dell'elettricità, la minore esposizione alla volatilità dei prezzi energetici e il miglioramento della competitività del tessuto industriale.

3.1 GLI INVESTIMENTI DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* COME PILASTRO STRUTTURALE DELLA CRESCITA ECONOMICA ITALIANA

84. Come anticipato, gli **investimenti** nel settore *Energy & Utility* producono effetti trasversali che si estendono oltre il comparto energetico e ambientale, contribuendo al **dinamismo del sistema-Paese** e rafforzandone le **prospettive di crescita economica**.
85. La dimensione dello sforzo considerato è rilevante. Il montante degli investimenti complessivi al 2050 stimato da TEHA e A2A è pari a circa **825 miliardi di Euro**, che corrispondono a una media di circa **33 miliardi di Euro all'anno**. In termini di ordine di grandezza, tale cifra equivale al **9% della media degli investimenti nazionali**²⁴ registrati nel decennio **2016-2025**.
86. Il beneficio economico generato dagli investimenti nel settore *Energy & Utility* non si esaurisce nel valore degli investimenti stessi. Tali risorse attivano infatti un **impatto diretto sul Valore Aggiunto del settore**, che si **trasmette all'intero sistema-Paese**,

²⁴ Si fa riferimento agli investimenti lordi.

attraverso gli effetti indiretti e indotti generati lungo le catene di fornitura, sui redditi e sui consumi.

87. Secondo le stime elaborate da TEHA, circa 825 miliardi di Euro di investimenti potrebbero generare un **Valore Aggiunto** per il **settore Energy & Utility** pari a circa **1,4 volte il montante investito**, ovvero **1.159 miliardi di Euro**.

Box 2: La metodologia di TEHA per il calcolo del coefficiente di correlazione tra investimenti e Valore Aggiunto nel settore Energy & Utility

Per calcolare in che modo gli investimenti industriali si traducono in Valore Aggiunto per il settore *Energy & Utility*, TEHA ha calcolato il coefficiente angolare medio tra gli investimenti di settore e il Valore Aggiunto generato **negli ultimi 15 anni**. In Italia, ad **ogni Euro investito nel settore Energy & Utility è associata la generazione di 1,4 Euro di Valore Aggiunto direttamente per il settore stesso**.

Nel corso dell'ultimo quinquennio si è registrata un'accelerazione significativa della dinamica degli investimenti, con un coefficiente di correlazione superiore alla media storica, a conferma di una crescente efficacia degli investimenti nel sostenere la creazione di valore nel comparto.

88. Inoltre, attraverso l'attivazione delle catene di fornitura e subfornitura, gli impatti generati dagli investimenti nel settore *Energy & Utility* si trasmettono nel resto dell'economia: **per ogni Euro di Valore Aggiunto generato dal settore, si attivano 2,95 Euro di Valore Aggiunto nell'intera economia**. Considerando dunque gli impatti diretti, indiretti e indotti, il Valore Aggiunto generato dagli investimenti nel settore *Energy & Utility* attiva circa **3.400 miliardi di Euro per il sistema-Paese**.

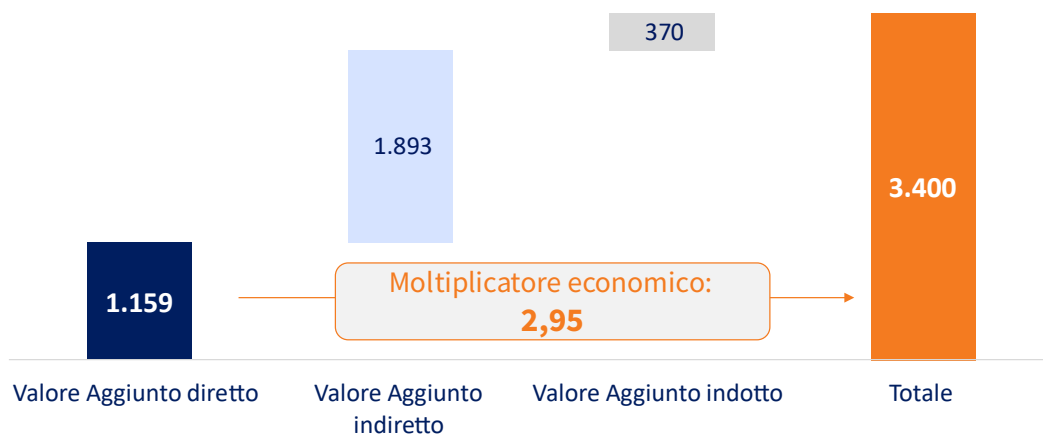


Figura 3.1. Valore Aggiunto diretto, indiretto e indotto del settore *Energy & Utility* in Italia (miliardi di Euro), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e tabelle delle interdipendenze settoriali di Istat, 2026.

Box 3: La metodologia di TEHA per il calcolo del moltiplicatore economico del settore *Energy & Utility*

Gli impatti generati nel settore *Energy & Utility* si trasmettono al sistema-Paese tramite l'attivazione delle catene di fornitura e subfornitura.

Dal momento che ogni azienda operante in un comparto produttivo genera un output acquistando e combinando insieme diversi *input* provenienti da altri settori, ciascun settore economico si pone sul mercato con un duplice ruolo: acquirente di beni e servizi che impiega nel processo produttivo e venditore di beni e servizi ad altri settori economici o a consumatori finali.

Istat rende disponibili le tavole *input-output*, con una disaggregazione di 63 branche di attività economica. I coefficienti tecnici risultanti dall'elaborazione delle tabelle esprimono il valore del prodotto del settore *input* necessario per produrre un'unità di valore del settore *output*.

A partire dall'analisi del contributo diretto del Valore Aggiunto del settore *Energy & Utility* alla creazione di valore per il sistema-Paese, è possibile quindi quantificare l'effetto moltiplicatore del comparto, scomposto in:

- **impatti diretti**, correlati direttamente all'aggregato analizzato e relativi agli effetti prodotti sulla filiera produttiva stessa;
- **impatti indiretti e indotti**, generati nel sistema economico attraverso la catena produttiva formata dai fornitori di beni e servizi, dai relativi subfornitori e dall'aumento delle spese in consumi derivanti dalle retribuzioni erogate nelle varie filiere.

89. Nel complesso dunque, 825 miliardi di Euro di investimenti nel settore *Energy & Utility* attivano un **Valore Aggiunto complessivo diretto, indiretto e indotto per il sistema-Paese 4,1 volte superiore al valore dell'investimento iniziale**.

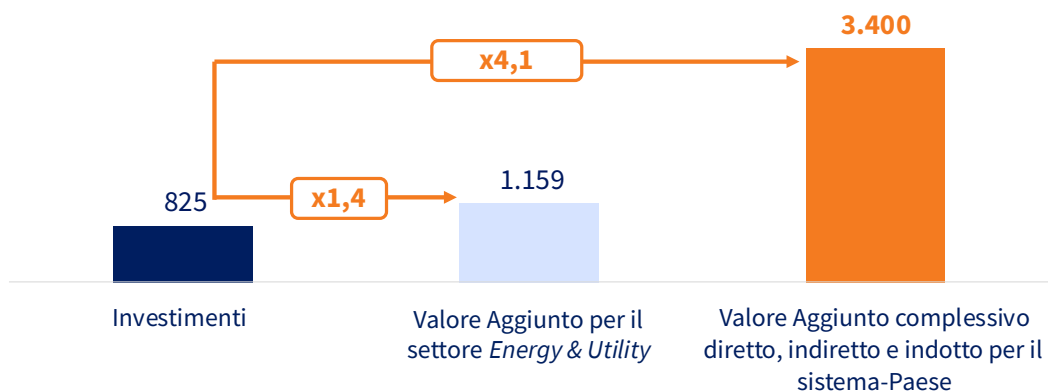


Figura 3.2. Impatto degli investimenti nel settore *Energy & Utility* per il comparto stesso e per il sistema-Paese (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e altre fonti, 2026.

90. **Grazie al forte effetto moltiplicativo generato lungo le filiere economiche nazionali, gli investimenti nel settore *Energy & Utility* svolgono un ruolo strategico nel sostenere la crescita del Paese.** Secondo le stime di TEHA, la progressiva crescita del Valore Aggiunto diretto, indiretto e indotto generato dagli investimenti nel settore è tale da sostenere un **aumento del 10% del tasso medio annuo di crescita reale del PIL nazionale nel periodo 2026-2050**, portandolo dal +0,73% al +0,80%.

Box 4. La metodologia di TEHA per la stima del contributo degli investimenti *Energy & Utility* alla crescita del PIL

Il contributo degli investimenti del settore *Energy & Utility* alla crescita del PIL italiano è stato stimato a partire dall'evoluzione del tasso di investimento nel periodo 2026-2050, calcolato su base annua. Per ciascun anno è stato quindi quantificato l'impatto complessivo degli investimenti sul sistema-Paese, in termini di Valore Aggiunto diretto, indiretto e indotto. **Il contributo alla crescita reale del PIL è stato determinato sulla base dell'incremento annuo del Valore Aggiunto complessivamente generato.**

91. Oltre all'impatto economico, gli investimenti del settore *Energy & Utility* svolgono un ruolo significativo anche dal punto di vista sociale ed occupazionale. Considerando la relazione storica tra gli investimenti e l'occupazione nel settore, infatti, gli 825 miliardi di investimenti realizzati nel periodo 2026-2050 potrebbero abilitare **circa 300 mila nuovi posti di lavoro**, rafforzando il capitale umano e la competitività del sistema produttivo nazionale.

3.2 IL RUOLO DEGLI INVESTIMENTI DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* NEL RAFFORZARE L'AUTONOMIA ENERGETICA ITALIANA

92. Un ulteriore ambito di benefici riguarda il **rafforzamento della sicurezza energetica** nazionale attraverso **l'incremento dell'autonomia energetica del Paese**: la progressiva riduzione del ricorso a energia importata dall'estero consentirebbe di aumentare la **resilienza del sistema** nei periodi di volatilità dei mercati dovuti a *shock* esterni e tensioni geopolitiche internazionali. Infatti, un maggiore **ricorso all'energia domestica** ridurrebbe l'esposizione a fattori esogeni, abilitando una maggiore **stabilità dei prezzi** e creando condizioni più favorevoli per la competitività del sistema produttivo e la pianificazione degli investimenti di lungo periodo.
93. In particolare, nello scenario di dispiegamento degli investimenti del settore *Energy & Utility* delineato da TEHA e A2A, il contributo della **produzione energetica nazionale** al fabbisogno del Paese aumenterebbe progressivamente, passando dal **26% nel 2025** al **49% nel 2035**, fino a raggiungere l'**81% nel 2050**. Di conseguenza, i volumi di **energia importata** diminuirebbero specularmente sui tre orizzonti temporali.

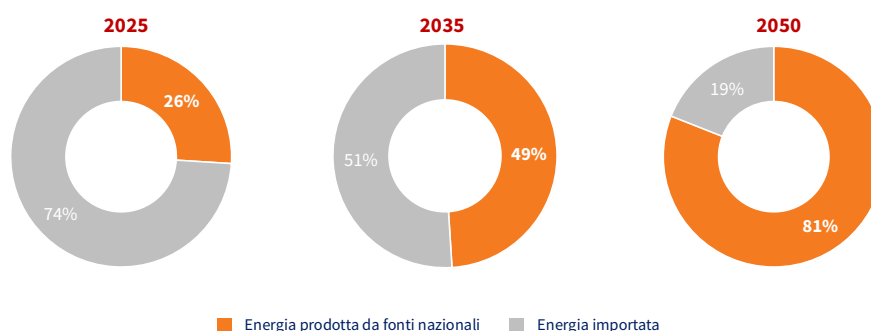


Figura 3.3. Autonomia energetica a valori correnti, al 2035 e al 2050 negli scenari di dispiegamento degli investimenti *Energy & Utility* (valori %), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

3.3 IL CONTRIBUTO DEGLI INVESTIMENTI DEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* ALLA RIDUZIONE DELLA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE E DI QUELLA ELETTRICA DELLE IMPRESE

94. Gli investimenti lungo la filiera energetica risultano determinanti per supportare l'**elettificazione dei consumi**, contribuendo a trasformare la **spesa delle famiglie** con una progressiva riduzione del ricorso a gas e carburanti a favore dell'elettricità e un conseguente efficientamento dei consumi energetici (elettrici e fossili). Inoltre, gli investimenti del settore *Energy & Utility* abilitano la **riduzione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità** (PUN)²⁵, generando risparmi sui relativi costi sia per le **famiglie** che per le **imprese** italiane.
95. In questo quadro, il punto non è solo sostituire una fonte con un'altra, ma rendere la **transizione economicamente più conveniente nel tempo**, riducendo il peso complessivo dei costi energetici e rafforzando sia la capacità delle **famiglie** di far fronte alle spese energetiche sia la competitività del **sistema produttivo**.

I benefici per le famiglie italiane

96. Gli investimenti del settore *Energy & Utility* stimati da TEHA e A2A, in particolare lo sviluppo della rete elettrica e delle infrastrutture di ricarica per la mobilità privata, supportano una **progressiva elettificazione dei consumi delle famiglie italiane**, favorendo la sostituzione di gas e combustibili fossili anche negli usi finali oggi poco elettrificati, come il riscaldamento e la mobilità.
97. Inoltre, **gli investimenti del settore *Energy & Utility* contribuiscono alla realizzazione di un sistema energetico più efficiente, flessibile e integrato**. La maggiore disponibilità di energia rinnovabile, caratterizzata da bassi costi di generazione, unitamente a una rete in grado di trasportare l'energia in modo più efficace e di ridurre le congestioni territoriali, consente di soddisfare la domanda elettrica con un *mix* di generazione progressivamente più competitivo. Questo meccanismo **contribuisce a contenere il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nel lungo periodo**.
98. **La combinazione di questi due fenomeni può generare benefici significativi per le famiglie italiane**. Per quantificarne gli effetti, TEHA e A2A hanno ricostruito l'impatto degli investimenti sulla spesa energetica delle famiglie, definendo due scenari: uno **scenario base**, che considera l'evoluzione dei consumi medi verso usi sempre più elettrificati, e uno scenario **"full electric"** di elettrificazione totale dei consumi senza vincoli temporali per una singola famiglia tipo.
99. I modelli elaborati da TEHA e A2A **confrontano la spesa energetica annua complessiva di una famiglia**, includendo congiuntamente i **consumi domestici, il riscaldamento e la mobilità privata**.
100. Nello **scenario base**, i consumi di elettricità, gas e altre forme di riscaldamento (es. teleriscaldamento, gasolio e biomassa) sono calcolati come **rapporto tra il totale dei**

²⁵ Il PUN è il prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia, che viene acquistata sul mercato della Borsa Elettrica Italiana.

consumi residenziali e il numero di famiglie italiane, tenendo conto delle previsioni di evoluzione al 2035 e al 2050 di Terna-Snam. I consumi legati alla **mobilità privata** sono stimati ipotizzando una **percorrenza media annua** per famiglia, calcolata sulla base della consistenza del parco auto italiano e del numero di nuclei familiari.

Box 6: La metodologia di A2A-TEHA per la stima dei benefici sulla spesa energetica delle famiglie nello scenario base

Le principali ipotesi per il calcolo della spesa energetica annua complessiva di una famiglia nello **scenario base** nei tre periodi di interesse sono:

bolletta elettrica: progressiva elettrificazione dei consumi domestici, che passano da **2,7 MWh/anno** nel **baseline 2025** a circa **3,6 MWh/anno** al **2035**, fino a raggiungere i **6 MWh/anno** nel **2050**. La **valorizzazione** dei consumi considera **offerte indicizzate del mercato libero**;

- **bolletta gas:** progressiva riduzione dei consumi domestici, che passano da circa **640 smc/anno** nel **baseline 2025** a **480 smc/anno** al **2035**, fino a raggiungere i circa **110 smc/anno** nel **2050**. La **valorizzazione** dei consumi considera **offerte indicizzate del mercato libero**;
- **altre fonti di riscaldamento:** progressivo incremento dei consumi da **teleriscaldamento**, pari a circa **0,3 MWh/anno** nel **baseline 2025**, a **0,6 MWh/anno** nel **2035** e a circa **1 MWh/anno** nel **2050**, con una valorizzazione decrescente in funzione del PUN. Per il riscaldamento da **biomassa**, i consumi domestici scendono da circa **410 kg/anno** nel **baseline 2025** a circa **350 kg/anno** al **2035**, fino a raggiungere i circa **220 kg/anno** al **2050**; la valorizzazione considera un prezzo unitario invariato sui tre orizzonti temporali. In riferimento al riscaldamento a **gasolio** i consumi domestici diminuiscono da circa **65 litri/anno** nel **2025** a circa **11 litri/anno** del **2035**, per scomparire nel 2050; la valorizzazione del prezzo del gasolio per riscaldamento considera un prezzo unitario crescente nel periodo considerato;
- **carburanti:** consumi annui ripartiti per tipologia di veicolo (diesel e benzina) sulla base della composizione del parco auto italiano; nel 2050 la spesa carburanti è limitata alla sola benzina in coerenza con la progressiva sostituzione di veicoli endotermici. Nel **baseline 2025** i consumi sono pari a circa **520 litri/anno di benzina** e circa **340 litri/anno di diesel**, nel **2035** sono pari a circa **380 litri/anno di benzina** e circa **120 litri/anno di diesel** e pari a circa **120 litri/anno di benzina** nel **2050**. La valorizzazione è a **prezzi crescenti** per entrambi i combustibili;
- **ricarica dei veicoli elettrici:** consumi pari a circa **0,1 MWh/anno** nel **baseline 2025**, con una ripartizione della ricarica dell'**80% in ambito domestico** e del **20% in ambito pubblico**. Nello scenario **2035** i consumi aumentano a circa **0,5 MWh/anno**, con una quota di ricarica domestica pari al **60%** e una quota pubblica pari al **40%**. Nel **2050** i consumi raggiungono i circa **1,3 MWh/anno**, con una ripartizione della ricarica equamente distribuita tra ambito domestico e pubblico. La ricarica pubblica è valorizzata a un **prezzo unitario invariato** sui tre orizzonti temporali.

Infine, per il **2035** sono stati stimati anche gli eventuali impatti derivanti dalla componente **ETS2**, applicata ai relativi consumi di gas e carburanti, incluso il gasolio per il riscaldamento.

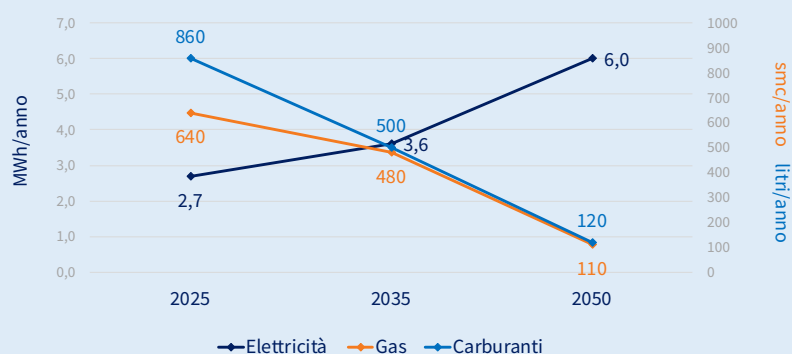


Figura 3.4. Evoluzione dei consumi energetici di una famiglia nello scenario base (MWh/anno, smc/anno e litri/anno), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su fonti varie, 2026.

101. Per lo scenario **“full electric”** si ipotizza una completa elettrificazione dei consumi attraverso la sostituzione degli usi finali a gas e carburanti con pompe di calore, piani cottura a induzione e boiler elettrici, nonché la sostituzione dei veicoli endotermici con veicoli elettrici.

Box 7: La metodologia di A2A-TEHA e A2A per la stima dei benefici sulla spesa energetica delle famiglie nello scenario “full electric”

Le principali ipotesi per il calcolo della spesa energetica annua complessiva di una famiglia nello **scenario “full electric”** sono:

- **bolletta elettrica:** l'elettrificazione completa dei consumi domestici aumenta i consumi elettrici da **2,7 MWh/anno** nel **baseline 2025** a circa **7,8 MWh/anno**. La **valorizzazione** dei consumi considera **offerte indicizzate del mercato libero**;
- **bolletta gas e altre fonti di riscaldamento:** **azzeramento dei consumi domestici**, in coerenza con la sostituzione degli usi termici con pompe di calore e degli usi domestici con soluzioni elettriche, quali piastre elettriche da cucina e boiler elettrico;
- **carburanti:** spesa viene assunta pari a **zero**, in coerenza con la sostituzione dei veicoli endotermici familiari con quelli elettrici;
- **ricarica dei veicoli elettrici:** consumo annuo stimato pari a circa **1,7 MWh/anno**, con una ripartizione della ricarica del **50% in ambito domestico** e del **50% in ambito pubblico**.

102. In entrambi gli scenari, la struttura della **spesa energetica si trasforma in modo significativo nel corso del periodo analizzato**, con una progressiva sostituzione del gas e dei combustibili fossili con l'elettricità, a favore di **usi finali più efficienti e sostenibili**.

103. Nello scenario base, grazie agli investimenti nel settore *Energy & Utility*, **la spesa energetica complessiva potrebbe ridursi fino al -14% al 2035 e fino al -20% al 2050**. In valore assoluto, la spesa si ridurrebbe da circa 3.500 Euro annui nel 2025 a circa 3.000 Euro nel 2035, fino a circa 2.800 Euro nel 2050, abilitando un **risparmio di circa 700 Euro annui per famiglia**.

104. La progressiva elettrificazione dei consumi determina un **aumento del peso della bolletta elettrica nel bilancio energetico familiare**, che passa da circa **800 Euro nel 2025** fino a **1.400 Euro nel 2050**. Tuttavia, questo incremento è **più che compensato dalla riduzione della spesa per gas e carburanti**: la sostituzione dei consumi fossili con consumi elettrici, sostenuta dalla maggiore efficienza delle tecnologie elettriche e dalla riduzione del prezzo dell'energia, consente infatti un risparmio complessivo per le famiglie.



Figura 3.5. Spesa energetica di una famiglia media (Euro/anno), 2025-2035-2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Istat e fonti varie, 2026. N.B. Nella quota residuale “Altro” sono incluse le tecnologie di riscaldamento alternative, come teleriscaldamento, gasolio e biomassa.

105. Se venisse considerata anche l'applicazione dell'**ETS2**, il sistema europeo di scambio delle quote di emissione che dal 2027 estenderà il prezzo della CO₂ ai combustibili utilizzati negli edifici e nel trasporto stradale, al 2035 la spesa energetica complessiva di una famiglia nello scenario base risulterebbe leggermente più elevata, pari a circa 3.100 Euro annui (vs. circa 3.000 Euro senza ETS2), a causa dell'incremento della spesa per i carburanti e per il gas. In questo contesto diventa ancora più significativo il beneficio dell'elettrificazione dei consumi finali.
106. **I benefici abilitati dagli investimenti del settore Energy & Utility risulterebbero ancora più marcati nello scenario “full electric”, in cui si realizza la completa sostituzione dei consumi di gas e dei combustibili per la mobilità con consumi elettrici.** In questo scenario, la piena elettrificazione degli usi finali consente di massimizzare i vantaggi derivanti dalla maggiore efficienza delle tecnologie elettriche e dalla riduzione del costo dell'energia elettrica, determinando una **contrazione della spesa energetica familiare che raggiunge il 29%**. In termini assoluti, la spesa energetica totale si riduce dagli attuali circa 3.500 Euro annui a circa 2.500 Euro, abilitando **un risparmio di circa 1.000 Euro annui per famiglia**.
107. Risulta particolarmente evidente il **beneficio della completa elettrificazione della mobilità privata**: la spesa per gli spostamenti delle famiglie si riduce infatti quasi del 50%, passando dai circa 1.500 Euro annui medi attuali a circa 800 Euro nel caso di una mobilità completamente elettrificata.

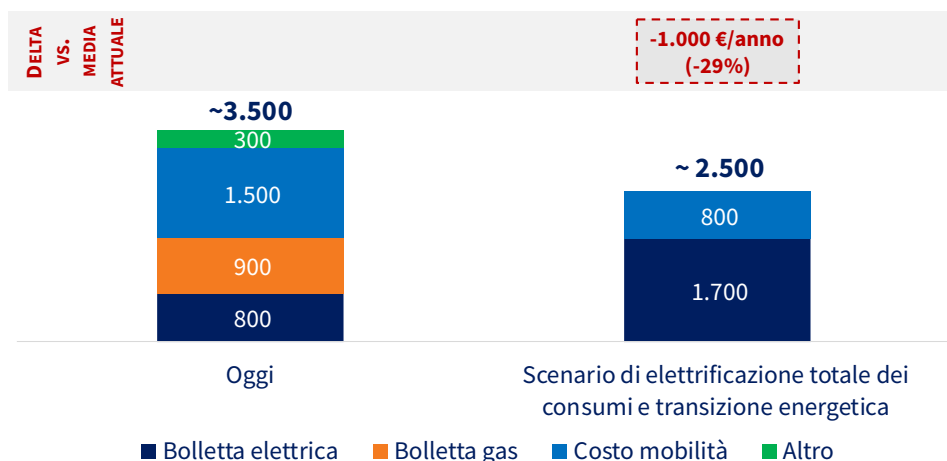


Figura 3.6. Spesa energetica di una famiglia nello scenario “full electric” (Euro/anno), oggi vs. scenario di elettrificazione totale dei consumi e transizione energetica. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati Istat e fonti varie, 2026.

I benefici per le imprese italiane

108. I benefici degli **investimenti del settore Energy & Utility** si riflettono anche sulla **competitività dell'industria italiana**. La progressiva riduzione del costo dell'energia elettrica, abilitata dagli investimenti del settore *Energy & Utility*, rappresenta un fattore strategico per il sistema produttivo, contribuendo a contenere uno dei **principali fattori di costo per le aziende**, migliorare la competitività rispetto ai concorrenti internazionali e sostenere gli investimenti.
109. Nel medio termine, la progressiva elettrificazione dei processi produttivi comporterà un **aumento della domanda di energia elettrica da parte dell'industria italiana**. I consumi elettrici del comparto sono infatti attesi crescere da circa 108 TWh attuali a 118 TWh nel 2035, fino a 135 TWh nel 2050 (+25%).

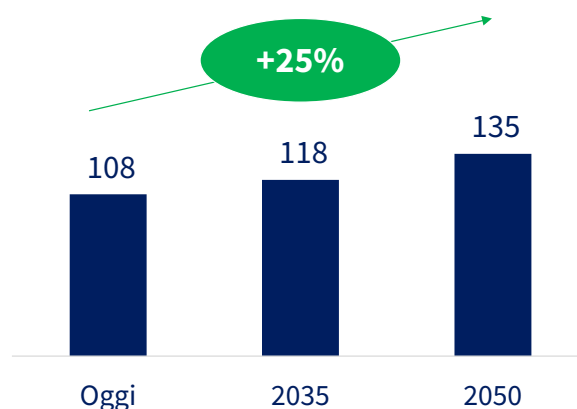


Figura 3.7. Consumi elettrici dell'industria italiana (TWh), oggi, 2035, 2050. Fonte: elaborazione A2A-TEHA Group su dati ARERA, Istat e Terna-Snam, 2026.

110. Nonostante l'incremento del fabbisogno elettrico, grazie alla riduzione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità abilitata dagli investimenti nel settore *Energy & Utility*, le

imprese potranno sostenere il percorso di elettrificazione senza un corrispondente aumento della relativa spesa, ma al contrario **beneficiando di un risparmio cumulato pari a circa 80 miliardi di Euro nel periodo 2026-2050**²⁶.

111. Se l'industria italiana **investisse la totalità dei risparmi abilitati** dalla riduzione del prezzo elettrico nel proprio sistema produttivo, secondo le stime di TEHA e A2A, potrebbe generare un **Valore Aggiunto pari a circa 260 miliardi di Euro, ossia 3,3 volte gli investimenti realizzati**, considerando la relazione storica tra investimenti e Valore Aggiunto dell'industria italiana²⁷. Questa cifra corrisponde ad oltre 2 volte la crescita del Valore Aggiunto dell'industria italiana negli ultimi 25 anni (periodo 2000-2025).

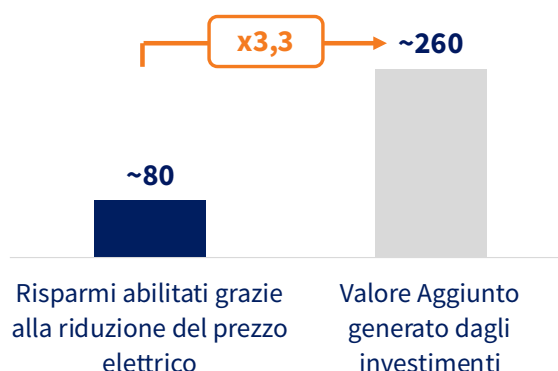


Figura 3.8. Risparmi dell'industria abilitati dalla riduzione del prezzo del PUN e impatto generato in termini di Valore Aggiunto se fossero investiti (miliardi di Euro), cumulato al 2050. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e fonti varie, 2026.*

112. La stima dei risparmi sul costo dell'elettricità **non considera** i contratti di fornitura di lungo termine, ossia i *Power Purchase Agreement (PPA)*.
113. In questa prospettiva, il **contenimento del prezzo elettrico** emerge come un fattore capace di tradursi in **maggiore capacità di crescita**, oltre che in una riduzione dei costi operativi.

3.4 IL RUOLO DEGLI INVESTIMENTI NEL SETTORE *ENERGY & UTILITY* NELLO SVILUPPO DELL'ECONOMIA CIRCOLARE

114. Gli investimenti del settore *Energy & Utility* costituiscono anche un **fattore abilitante per la transizione** verso un modello di **economia circolare**, in quanto rendono possibili **interventi infrastrutturali** essenziali per un utilizzo più efficiente delle risorse e una maggiore sostenibilità del sistema-Paese. Ad esempio, il **rafforzamento delle infrastrutture** per la gestione dei rifiuti e del servizio idrico integrato non solo contribuisce a **ridurre le emissioni di CO₂**, ma **genera anche benefici economici e**

²⁶ I risparmi dell'industria sono calcolati come montante di risparmio annuo grazie alla riduzione del prezzo del PUN e dall'IVA relativa, anche a fronte della crescita dei consumi.

²⁷ Il coefficiente angolare di correlazione tra Investimenti e Valore Aggiunto è calcolato sull'ultimo decennio.

sociali diffusi, migliorando l'efficienza dei servizi, **riducendo i costi** per cittadini e imprese e aumentando la resilienza del Paese.

I benefici di una gestione efficiente dei rifiuti urbani

115. La gestione dei rifiuti urbani rappresenta un ambito in cui la **disponibilità di adeguata capacità impiantistica** incide non solo sugli esiti ambientali, ma anche sui costi sostenuti dai territori. In questo quadro, il **ricorso alla discarica** continua a essere un indicatore particolarmente rilevante, perché segnala al tempo stesso un **limite infrastrutturale** del sistema e una fonte di **maggiore onerosità economica** rispetto al recupero di materia e di energia, comportando, al tempo stesso, la mancata valorizzazione dei rifiuti come risorsa.
116. In tale prospettiva, gli **investimenti** degli operatori del settore *Energy & Utility* nella **realizzazione e nel potenziamento degli impianti** rappresentano una leva fondamentale per migliorare l'efficienza del sistema, ridurre la dipendenza dalla discarica e contenere i costi di gestione nel medio-lungo periodo.
117. Secondo quanto riportato dal **Catasto Nazionale Rifiuti** dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)²⁸, nel 2024, il **conferimento in discarica** dei rifiuti urbani in Italia ha riguardato circa **4,4 milioni di tonnellate**, corrispondenti a un volume di circa 3 milioni di metri cubi. La dimensione del fenomeno risulta particolarmente significativa se si considera che tale volume equivale a **circa sette volte** quello del **Duomo di Milano**.
118. L'**azzeramento del conferimento in discarica** determina una riduzione dei costi associati alla gestione dei rifiuti urbani, grazie al progressivo allineamento delle tariffe di tutti i territori ai livelli più efficienti osservati a livello nazionale. Attualmente, i costi di gestione risultano più elevati nelle regioni del **Centro Italia** e del **Sud Italia**, rispettivamente pari a circa **60,9 Euro per abitante** e **62,1 Euro per abitante**, rispetto al **Nord Italia**, dove si attestano a circa **39,7 Euro per abitante**.
119. L'allineamento dei costi di gestione dei rifiuti urbani ai livelli osservati nel Nord Italia consentirebbe una riduzione del costo di smaltimento pari a circa **9,7 Euro per abitante nel Centro** e **11,2 Euro per abitante nel Sud** al 2035. Nel 2050, tale riduzione aumenterebbe rispettivamente a circa **15,8 Euro per abitante nel Centro** e **18,2 Euro per abitante nel Sud**, in coerenza con il completamento del processo di superamento del conferimento in discarica.
120. Nel complesso, TEHA e A2A stimano che il completamento dell'azzeramento del conferimento in discarica genererebbe un **risparmio complessivo per il sistema-Paese** del **costo di smaltimento** di oltre **500 milioni di Euro nel 2050**.

²⁸ Tutti i dati utilizzati nell'analisi relativa alla gestione dei rifiuti urbani sono tratti da tale fonte.

Gli investimenti nel servizio idrico integrato per superare le carenze infrastrutturali

121. Il tema della **risorsa idrica** assume una rilevanza crescente non solo sotto il profilo ambientale, ma anche in termini di **competitività economica e qualità dei servizi**. La combinazione tra livelli elevati di consumo, inefficienze nella distribuzione e ritardi infrastrutturali nei segmenti di fognatura, depurazione e riuso evidenzia infatti una **fragilità** che incide direttamente sulla resilienza del Paese.
122. In questo contesto, gli **investimenti del settore Energy & Utility** rappresentano una leva fondamentale per **rafforzare le infrastrutture del servizio idrico**, migliorarne l'efficienza e contribuire a ridurre le criticità.
123. Nel **confronto europeo**, l'Italia si colloca tra i Paesi con i **più elevati prelievi idrici** pro capite del settore civile. Con circa **145 metri cubi annui per abitante**, il Paese si posiziona al **secondo posto** nell'aggregato UE-27, al di sopra della media di 81 metri cubi. Questo dato segnala un'**intensità d'uso** della risorsa particolarmente elevata, che rende ancora più importante l'ottimizzazione della capacità del sistema di distribuire, trattare e riutilizzare l'acqua in modo efficiente.

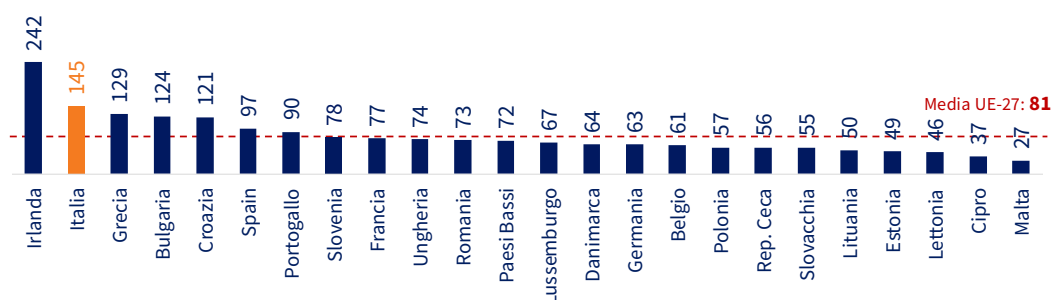


Figura 3.9. Prelievi idrici del settore civile pro capite per Paese UE-27 (metri cubi annui), 2024 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2026. N.B.: I dati non sono disponibili per tutti i Paesi UE-27.

124. A questa pressione sui consumi si aggiunge un **livello elevato di perdite nella rete di distribuzione**. In Italia il **42% dell'acqua prelevata** viene **disperso** prima di arrivare agli usi finali, un valore che colloca il Paese al secondo posto in UE-27 e ben al di sopra della **media europea**, pari al **21%**.

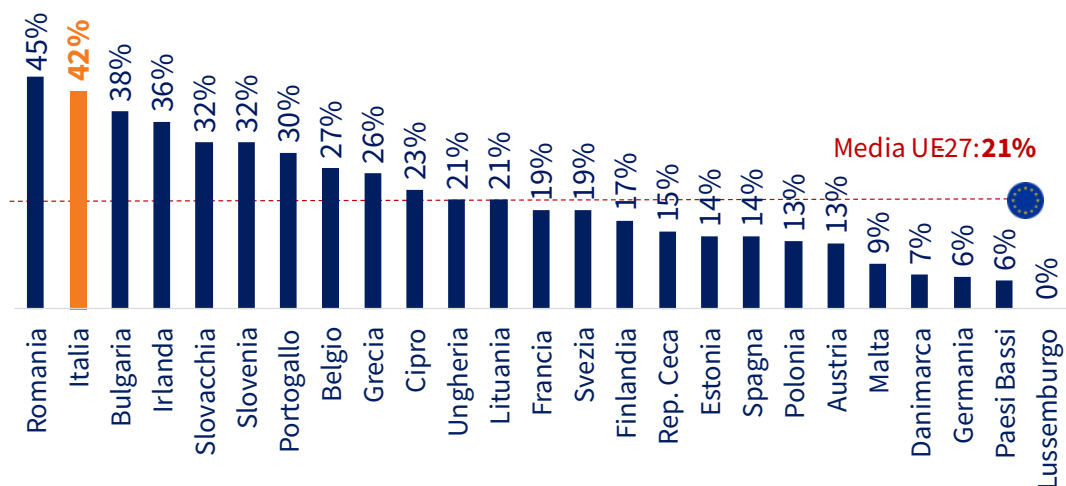


Figura 3.10. Perdite idriche percentuali in fase di distribuzione nei Paesi UE-27 (% sul totale dell'acqua distribuita), 2025 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, EurEau e CGIA, 2026. N.B.: I dati non sono disponibili per tutti i Paesi UE-27.

125. La **dimensione economica** del fenomeno è rilevante: TEHA stima che i **volumi idrici dispersi** siano costati all'Italia circa **10 miliardi di Euro** solo nel 2022 e che, in assenza di investimenti adeguati, il costo cumulato delle perdite possa **superare i 250 miliardi di Euro** entro il **2050**.
126. Le criticità infrastrutturali riguardano anche il sistema di fognatura, depurazione e riuso delle acque reflue. Circa **6,6 milioni di italiani** risultano ancora **privi del servizio pubblico di fognatura**, con una quota pari all'**11%** della popolazione non connessa alla rete. Inoltre, **1,3 milioni di persone** vivono in Comuni **sprovvisi del servizio di depurazione** e circa il **30% delle acque reflue** depurate non viene trattato in modo sicuro. Sul fronte del **riuso**, soltanto il **4%** delle acque reflue viene **riutilizzata direttamente**, a fronte di un **potenziale** stimato pari a **3,75 volte il livello attuale**.

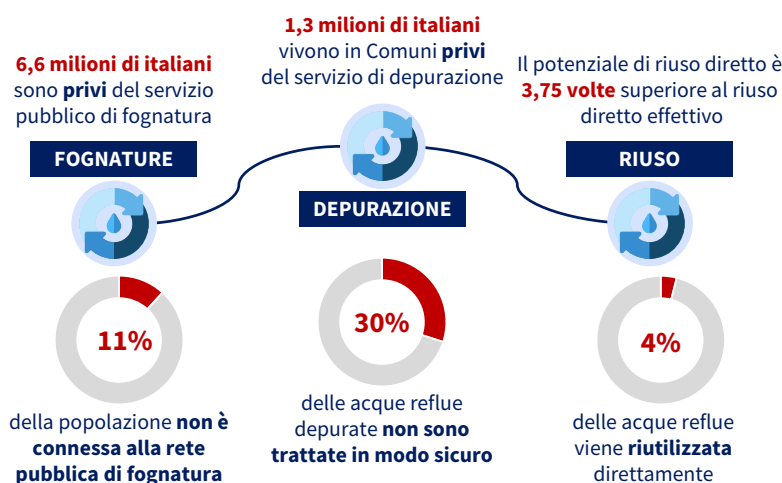


Figura 3.11. Gap infrastrutturali relativi a fognatura, depurazione e riuso delle acque reflue (valori %), 2022 o ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati EurEau, ARERA, Istat, ISPRA, MIT, Relazione del Commissario Straordinario Nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della siccità alla Cabina di Regia e Fondazione Utilitatis, 2026.

127. Questi elementi descrivono un sistema che presenta **margini di miglioramento** lungo tutta la filiera. L'insufficienza degli investimenti non produce soltanto inefficienze operative, ma si traduce anche in **costi economici, sanzioni e minore capacità di valorizzare** una risorsa strategica. In particolare, in assenza di interventi adeguati, il costo per l'Italia delle **sanzioni** legate all'inadeguatezza del sistema fognario e di depurazione potrebbe arrivare a **1,5 miliardi di Euro al 2050**.

La riduzione delle emissioni di CO₂

128. La riduzione delle emissioni di CO₂ rappresenta uno dei principali canali attraverso cui gli investimenti nel settore *Energy & Utility* producono **benefici** in termini di costi ambientali, economici e sociali legati alla transizione.

129. La riduzione delle emissioni non deriva da un solo fattore, ma dall'**effetto congiunto** di trasformazioni che interessano più ambiti dei consumi finali. L'analisi TEHA distingue tra **effetto diretto** ed **effetto abilitato**. Da un lato, gli **investimenti diretti** nel perimetro del settore *Energy & Utility* contribuiscono alla decarbonizzazione del sistema energetico attraverso lo sviluppo delle **fonti rinnovabili**, che consentono di rendere il *mix* di generazione elettrica progressivamente meno emissivo, e attraverso l'estensione delle **reti di teleriscaldamento**, che abilitano una riduzione del ricorso a combustibili fossili per la produzione di energia termica. Dall'altro lato, gli investimenti in infrastrutture elettriche e nelle colonnine di ricarica hanno un **ruolo abilitante**, creando le condizioni necessarie per l'elettrificazione di altri consumi finali, come il **riscaldamento residenziale** tramite pompe di calore e la **mobilità elettrica**, e contribuendo così alla riduzione delle emissioni associate.

130. Tra questi, la **generazione elettrica** mostra la dinamica più marcata già nel medio termine, con una riduzione delle emissioni pari al **-58% al 2035**. Inoltre, grazie agli investimenti nel settore *Energy & Utility*, è previsto un **azzeramento quasi totale delle emissioni (-96%) del mix di generazione al 2050**.

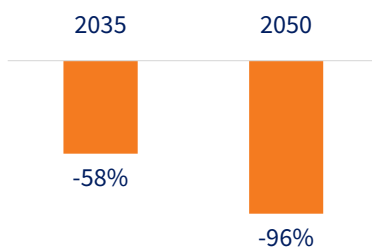


Figura 3.12. Riduzione delle emissioni di CO₂ della generazione elettrica in Italia abilitate dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (variazione %), oggi vs. 2035 e oggi vs. 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

131. Nel **riscaldamento residenziale** la flessione è più contenuta al **2035**, pari al **-13%**, ma accelera in modo significativo nel lungo periodo fino a raggiungere il **-58% al 2050**, riflettendo il peso crescente dell'**elettrificazione dei consumi termici**. L'effetto degli

investimenti relativi al riscaldamento residenziale include sia l'impatto diretto del teleriscaldamento, che quello abilitato dalle pompe di calore.

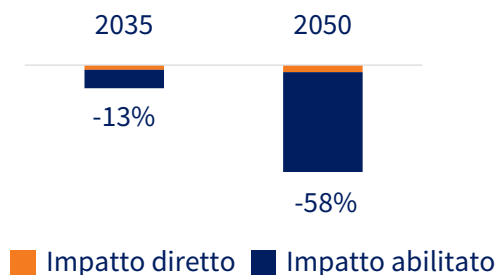


Figura 3.13. Riduzione delle emissioni di CO₂ del riscaldamento residenziale in Italia abilitate dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (variazione %), oggi vs. 2035 e oggi vs. 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

132. Anche la **mobilità** contribuisce in modo significativo alla riduzione complessiva delle emissioni, con un calo del **-34%** al 2035 e del **-87%** al 2050. Tale dinamica è determinata dalla **progressiva sostituzione dei veicoli alimentati da combustibili fossili** con soluzioni elettriche, caratterizzate da una **maggiore efficienza energetica** e da emissioni sempre più contenute grazie alla decarbonizzazione del mix elettrico.

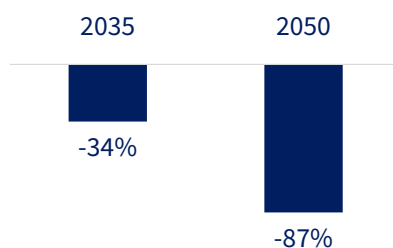


Figura 3.14. Riduzione delle emissioni di CO₂ della mobilità in Italia abilitate dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (variazione %), oggi vs. 2035 e oggi vs. 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

133. Nel complesso, gli investimenti del settore *Energy & Utility* abilitano una **riduzione delle emissioni di CO₂ del sistema-Paese al 2050 pari al -36% rispetto al livello iniziale del 2025, di cui il 17% entro il 2035**, contribuendo in modo rilevante al percorso di decarbonizzazione.

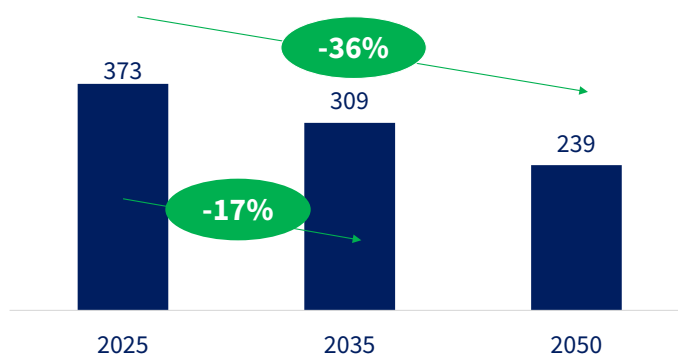


Figura 3.15. Riduzione delle emissioni di CO₂ in Italia abilitate dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (Mton di CO₂ equivalente), oggi vs. 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

134. L'analisi di TEHA e A2A stima che, valorizzando la riduzione del -36% delle emissioni attraverso un **costo sociale del carbonio**²⁹ **pari a 236 Euro per tonnellata**, il beneficio economico complessivo associato ammonta a circa **31 miliardi di Euro**. Questo dato consente di tradurre un **risultato ambientale in una misura economica**, evidenziando quanto la decarbonizzazione possa generare valore non solo in termini climatici, ma anche per l'intero sistema-Paese.

Una visione di sintesi dei benefici abilitati dagli investimenti del settore *Energy & Utility*

135. In conclusione, l'analisi svolta da TEHA e A2A evidenzia come gli investimenti nel settore *Energy & Utility* rappresentino una leva strategica per il rafforzamento del sistema-Paese, generando benefici che si estendono dalla dimensione economica e ambientale fino agli impatti diretti per cittadini e imprese. Attraverso il potenziamento delle infrastrutture energetiche, idriche, ambientali e del settore dei *data center*, tali investimenti contribuiscono a rafforzare l'autonomia e la sicurezza energetica nazionale, ridurre il costo della bolletta per cittadini e imprese, accelerare il percorso di decarbonizzazione, sostenere la crescita economica e migliorare la competitività del tessuto produttivo nazionale.

136. Nello specifico, gli investimenti consentirebbero di **aumentare l'autonomia energetica nazionale fino all'81% al 2050**, ridurre del **-36% le emissioni nazionali di anidride carbonica**, generare un effetto moltiplicativo pari a **4,1 volte l'investimento iniziale in termini di Valore Aggiunto** e **contribuire per il 10% alla crescita reale del PIL nel periodo 2026-2050**.



Figura 3.16. I benefici per il sistema-Paese generati dagli investimenti del settore *Energy & Utility* a regime al 2050 (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

²⁹ Il costo sociale del carbonio misura il valore economico dei danni evitati grazie alla riduzione di una tonnellata di CO₂ equivalente emessa, includendo gli impatti climatici, ambientali ed economici associati alle emissioni.

137. A questi benefici sistemici si aggiungono ricadute concrete sulla **competitività** e sul **benessere economico delle famiglie**. Al 2050 infatti sarà abilitato un **risparmio annuo sulla spesa energetica di circa 1.000 Euro per una famiglia “full electric”** e **risparmi cumulati per l’industria** sui costi dell’energia elettrica pari a circa **80 miliardi di Euro**.



Figura 3.17. I benefici per i cittadini e le imprese generati dagli investimenti del settore *Energy & Utility* (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

138. Nel loro insieme, questi risultati confermano che gli investimenti degli operatori del settore *Energy & Utility* non rappresentano **esclusivamente un intervento di modernizzazione infrastrutturale**, ma un **fattore abilitante per una crescita più sostenibile, resiliente e competitiva del Paese nel lungo periodo**.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- AIRU, *“Il riscaldamento urbano - Annuario 2025”*, 2026
- AIRU, *“Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale”*, 2023
- ARERA, *“Relazione Annuale sullo Stato dei servizi e sull’Attività svolta”*, 2026
- Commissione europea, *“Circular Economy Package”*, 2016
- Draghi, M. *“The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe”*, 2024
- Ehpa, *“European heat pump market report”*, 2025
- ENTSO-E; ENTSG *“Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)”*, 2026
- Eurelectric, *“Grids for Speed”*, 2024
- GSE, *“Rapporto Statistico 2024 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia”*, 2024
- GSE, *“Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in Italia”*, 2021
- Joint Research Center, *“Updated estimation of the costs of quaternary wastewater treatment in the EU”*, 2025
- ISPRA, *“Le emissioni di gas serra in Italia”*, 2025
- ISPRA, *“Catasto Nazionale Rifiuti”*, 2024
- Istat, *“Annuario Statistico Italiano”*, 2025
- Legambiente, *“Rifiuti zero, impianti mille”*, 2019
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, *“Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile”*, 2026
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, *“Relazione annuale sulla situazione energetica nazionale”*, 2025
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, *“Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)”*, 2024
- Politecnico di Milano, *“Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale”*, 2023
- TEHA Group e A2A, *“L’Italia dei data center. Energia, efficienza, sostenibilità per la transizione digitale”*, 2025

- Terna, “*Piano di Sviluppo 2025*”, 2025
- Terna, “*Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione*”, 2025
- Terna, “*Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050*”, 2025
- Terna, “*Rapporto Adeguatezza Italia 2025*”, 2026
- Terna, “*Rapporto Adeguatezza Italia 2024*”, 2025
- Terna e Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2024*”, 2024
- Utilitalia, “*Blue Book 2026*”, 2026
- Utilitalia, “*Green Book 2025*”, 2026

