

ENERGIA DALL'ACQUA, FORZA E SICUREZZA DEL PAESE

IL RUOLO STRATEGICO DELL'IDROELETTRICO PER L'ITALIA



ENERGIA DALL'ACQUA, FORZA E SICUREZZA DEL PAESE: IL RUOLO STRATEGICO DELL'IDROELETTRICO PER L'ITALIA

Rapporto Strategico

Settembre 2025

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

© 2025 Enel S.p.A. e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Rapporto Strategico può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Enel S.p.A. e TEHA Group S.p.A.

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

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

- **Giacomo Aiello** (Avvocato, Avvocatura generale dello Stato);
- **Massimiliano Atelli** (Capo di Gabinetto del Ministro dello Sport e dei Giovani; già Presidente, Commissione Tecnica PNRR – PNIEC e VIA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica);
- **Salvatore Bernabei** (*Head of Enel Green Power and Thermal Generation*, Enel);
- **Guido Pier Paolo Bortoni** (Presidente, CESI; già Capo Dipartimento Energia, Governo Italiano; già Presidente, ARERA);
- **Stefano De Angelis** (*Head of Administration Finance and Control*, Enel);
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*, The European House – Ambrosetti e TEHA Group);
- **Gian Piero Joime** (Professore di Economia dell'Ambiente e del Territorio, Università Guglielmo Marconi);
- **Nicola Lanzetta** (*Head of Italy*, Enel);
- **Nicolò Mardegan** (Direttore Relazioni Esterne, Enel);
- **Francesco Puntillo** (Direttore Affari Legali, Societari, Regulatori e Antitrust, Enel);
- **Paolo Sasso** (*Head of Hydro Italy*, Enel);
- **Gennaro Terracciano** (Professore ordinario e Pro Rettore, Università degli Studi di Roma 4 Foro Italico; già Magistrato amministrativo e Avvocato dello Stato).

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

- **Eleonora Benfatto** (*Assistente Direttore Relazioni Esterne*);
- **Dario Caldara** (O&M Hydro Global);
- **Paolo Chiricozzi** (*Head of European Antitrust and State Aid*);
- **Giuseppe Conti** (*Head of LCA Enel Green Power and TGX*);
- **Angelo Crisafulli** (*Head of Public Law Affairs*);
- **Claudia Cossu** (O&M Hydro Italia);
- **Edoardo De Luca** (*Head of Government Affairs - Institutional Affairs Italy*);
- **Antea De Maria** (*Affari Istituzionali Lombardia - Institutional Affairs Italy*);
- **Claudio Fiorentini** (*Team Area Leader for Inst Aff Lombardia - Institutional Affairs Italy*);
- **Fabrizio Iaccarino** (*Head of Institutional Affairs Italy*);
- **Emiliano Micucci** (*Head of Glb Eco Soc Imp & Eco Policy Adv*);

- **Anna Mazzoncini** (*Head of Administrative Legal Affairs*);
- **Flavia Poccia** (*CEO EGP&TGGX Business Assistant*);
- **Maria Paola Quaglia** (*Head of Legislative – Institutional Affairs Italy*);
- **Carlo Franco Emanuele Pignoloni** (*Head of EGP&TGX Italy*);
- **Enrico Paganini** (*O&M Hydro Italia*);
- **Matteo Salvini** (*O&M Hydro Italia*);
- **Ciro Scognamiglio** (*Head of Permitting and Strat. Business Dev - Institutional Affairs Italy*);
- **Alberto Sfolcini** (*O&M Hydro Italia*);
- **Luca Solfaroli Camillocci** (*Head of BD EGP&TGX*);
- **Flavio Tocci** (*O&M Hydro Italia*);
- **Lorenzo Valeri** (*BD EGP&TGX*).

Si ringrazia inoltre per i preziosi contributi e i suggerimenti offerti **Eugenio Bruti Liberati** (Professore Ordinario di Diritto Amministrativo, Università del Piemonte Orientale), **Marco Bussone** (Presidente, Unione Nazionale Comuni Comunità Enti Montani - UNCEM), **Angelica Catalano** (Dirigente Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti), **Marco De Santis** (Dirigente del Servizio Demanio Idrico e Fluviale, Regione Abruzzo), **Mattia Gottardi** (Assessore all'urbanistica, energia, trasporti, sport e aree protette, Provincia autonoma di Trento), **Bernardo Mattarella** (Professore Ordinario di Diritto Amministrativo, Università LUISS Guido Carli), **Gianfranco Pederzoli** (Presidente, Federbim), **Massimo Ricci** (Direttore Divisione Energia, ARERA) e **Marco Vecchio** (Direttore Tecnico, ANIE).

Il gruppo di lavoro TEHA Group è formato da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner e Responsabile Area Scenari e Intelligence*);
- **Nicolò Serpella** (*Professional Area Scenari e Intelligence, Project Coordinator*);
- **Giovanni Abramo** (*Consultant Area Scenari e Intelligence*);
- **Marco Schiavottiello** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Mattia Selva** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Niccolò Lauzi** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Silvia Lovati** (*Associate Partner e Responsabile TEHA Club e Relazioni con i media*);
- **Fabiola Gnocchi** (*Responsabile comunicazione*);
- **Ines Lundra** (*Assistant*).

INDICE

PREFAZIONI	1
CONTRIBUTI DEL COMITATO SCIENTIFICO	6
I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO	16
 CAPITOLO 1	
IL RUOLO CENTRALE DELL'IDROELETTRICO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LO STATO DELL'ARTE IN ITALIA	30
1.1 Lo scenario climatico globale e il ritardo europeo nel raggiungimento dei <i>target</i> al 2030	30
1.2 Il ruolo strategico dell'idroelettrico nel mix energetico italiano ed europeo	35
1.3 Il contesto economico, geopolitico ed energetico attuale	39
1.4 I benefici dell'idroelettrico in termini energetici e ambientali	45
1.5 L'idroelettrico come <i>asset</i> per la competitività industriale e tecnologica del Paese	50
 CAPITOLO 2	
LA NORMATIVA EUROPEA E ITALIANA IN TEMA DI CONCESSIONI IDROELETTRICHE E IL RUOLO DELLE REGIONI E PROVINCE AUTONOME	53
2.1. I quadri normativi dei Paesi europei e dell'Italia per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche	53
2.2. Frammentazione europea e concorrenza asimmetrica nel settore idroelettrico	54
2.3. Le ulteriori complessità legate allo sviluppo del settore idroelettrico in Italia	61
 CAPITOLO 3	
ANALISI CRITICA DELLE ALTERNATIVE ESISTENTI PER LA RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE E UNA POSSIBILE QUARTA VIA	69
3.1. I meccanismi di procedura competitiva nella teoria economica	69
3.2. Le criticità delle procedure competitive nel settore idroelettrico	72
3.3. L'analisi comparativa delle possibili opzioni di riassegnazione delle concessioni idroelettriche	80
3.4. I potenziali investimenti attivabili da una riassegnazione delle concessioni idroelettriche	86
3.5. I potenziali benefici attivabili dalla continuità degli investimenti	92
3.6. Il contributo economico totale generabile a fronte degli investimenti attivabili	96
 CONSIDERAZIONI FINALI	99
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	102

PREFAZIONI

Salvatore Bernabei e Nicolò Mardegan

Enel

L'energia idroelettrica rappresenta da oltre un secolo una colonna portante del sistema energetico italiano, non solo per la sua rilevanza produttiva e infrastrutturale, ma anche per il ruolo che svolge nel garantire flessibilità, sicurezza e sostenibilità al mix energetico del Paese. Oggi, in un contesto segnato da profonde trasformazioni geopolitiche, ambientali e normative, l'idroelettrico si conferma sempre più un *asset* strategico per affrontare le sfide della transizione energetica e per la sicurezza energetica nazionale.

Il presente Rapporto Strategico, realizzato da TEHA Group in collaborazione con Enel, nasce con l'obiettivo di offrire un'analisi approfondita e strutturata delle principali tematiche che interessano il comparto idroelettrico italiano, con particolare riferimento al tema della riassegnazione delle concessioni di grande derivazione.

Secondo il rapporto, lo stato di incertezza determinatosi in riferimento all'affidamento delle concessioni scadute o in scadenza, rischia di ritardare di più di sei anni la realizzazione degli ingenti investimenti di cui il settore ha bisogno, con effetti negativi su vari settori del Paese.

In questo contesto, riteniamo importante porre l'attenzione su quattro fattori chiave per la ricerca di una soluzione efficace:

- Le Regioni e le Province Autonome, come previsto dall'art.12 del Decreto Bersani e in coerenza con l'assetto costituzionale, hanno la gestione del processo di affidamento delle concessioni;
- La strategicità dell'idroelettrico per la transizione energetica e la sicurezza nazionale, insieme al potenziale di crescita fino al 10% della produzione attuale, rende necessario trovare da subito un modo efficace di riassegnazione delle concessioni per non compromettere la realizzazione degli investimenti nel settore. Tali investimenti devono però essere accompagnati da interventi adeguati per accelerare il *permitting* (valutando la creazione di strutture *ad-hoc*) e da misure che garantiscano la sostenibilità economica e finanziaria (i.e. armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni);
- L'utilizzo della "quarta via", cioè della riassegnazione delle concessioni a fronte di un piano mirato di investimenti, permetterebbe di sbloccare da subito fino a 16 miliardi di Euro aggiuntivi di investimenti, creando fino a 20.800 posti di lavoro aggiuntivi, con un anticipo di almeno 6 anni rispetto agli scenari previsti dall'attuale normativa, salvaguardando inoltre i posti di lavoro attualmente impiegati nel settore;
- Ove non venisse implementata la "quarta via", tra le opzioni esistenti secondo l'attuale normativa, il Partenariato Pubblico Privato (PPP c.d. *Project Finance*) presenta aspetti interessanti in quanto a tempistica del processo e qualità della proposta di investimento.

Il lavoro si propone quindi di contribuire al dibattito istituzionale e tecnico con una visione organica, basata su dati, evidenze economiche e *best practice* europee. L'ambizione è quella di offrire uno strumento utile ai decisori pubblici, agli operatori privati e a tutti gli *stakeholder* coinvolti, per orientare le scelte future, ognuno per la propria competenza, in un'ottica di sostenibilità, equità e competitività.

Ringraziamo tutti coloro che hanno contribuito alla realizzazione di questo documento, mettendo a disposizione le loro competenze, esperienze e visioni. In particolare, il lavoro dell'*Advisory Board* e dei gruppi tecnici ha permesso di consolidare un approccio multidisciplinare, capace di integrare dimensioni giuridiche, economiche, ambientali e industriali.

Con l'auspicio che questo Rapporto possa rappresentare una base solida per il dialogo tra istituzioni e imprese, ribadiamo la convinzione che solo attraverso una *governance* chiara, trasparente e lungimirante sarà possibile valorizzare appieno il contributo strategico dell'idroelettrico al futuro energetico del Paese.

**“C'è qualcuno seduto all'ombra oggi perché qualcun altro
ha piantato un albero molto tempo fa.”**

Warren Buffet

Valerio De Molli

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

Il Rapporto “*Energia dall'acqua, forza e sicurezza del Paese: il ruolo strategico dell'idroelettrico per l'Italia*” realizzato da TEHA in collaborazione con Enel parte da una questione di fondo: l'idroelettrico ha un ruolo strategico nella transizione energetica e, pertanto, il presente Rapporto si pone l'obiettivo di supportare il suo sviluppo e rafforzamento in Italia alla luce delle criticità normative e della mancanza di armonizzazione sulle concessioni a livello europeo, valutando i pro e i contro delle possibili alternative per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche.

In particolare, l'Italia è sin da fine '800 un Paese all'avanguardia relativamente alla produzione di energia pulita dall'acqua, ed è oggi il 3° Paese europeo per potenza idroelettrica installata, pari a 22,9 GW (dietro solo Norvegia e Francia). Di conseguenza, l'idroelettrico rappresenta quasi il 20% della produzione elettrica del Paese, e al 2024 è la 1ª FER di generazione elettrica (45,8%).

Anche nei prossimi anni, l'idroelettrico manterrà la sua strategicità per la transizione e la sicurezza energetica italiana, nonostante l'importante crescita del solare e dell'eolico. A conferma di ciò, dal 2022 l'idroelettrico è una delle infrastrutture strategiche definite dal Golden Power. Esso è infatti una condizione necessaria per garantire la penetrazione delle altre FER nel sistema energetico, senza la quale non si potranno raggiungere i *target net-zero* al 2050. È inoltre una Fonte di Energia Rinnovabile (FER) a bassa *carbon intensity*, garantisce stabilità e flessibilità al sistema energetico, è meno esposto alla carenza di materie prime rare e svolge un'importante funzione socio-ambientale attraverso la mitigazione dei rischi climatici sul territorio.

Oltre all'analisi dell'attuale contesto energetico, nel presente Rapporto sono stati inoltre aggiornati i dati relativi alla filiera tecnologica dell'idroelettrico in Italia e negli altri Paesi europei, costruita per la prima volta in Italia da TEHA nel 2022 nello Studio “*Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese*”. Oltre al suo fondamentale ruolo dal punto di vista energetico e socio-ambientale, l'idroelettrico infatti costituisce storicamente un *asset* fondamentale per la competitività industriale e tecnologica del Paese, attivando una filiera complessa da monte a valle nei territori italiani per un valore di oltre 37 miliardi di Euro di produzione (2° Paese dopo la Germania) e 19 miliardi di Euro di *export*.

Alla luce di quanto riportato finora, è sempre più urgente attenzionare e risolvere il tema delle concessioni per supportare lo sviluppo del settore idroelettrico come elemento centrale per il processo di transizione energetica in Italia: infatti, l'86% delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche è già scaduto o scadrà entro il 2029. Ciò si inserisce all'interno di un

contesto in cui l'Italia è l'unico Paese ad aver previsto un'apertura ampia del mercato idroelettrico da un punto di vista concorrenziale, mettendo a rischio la sicurezza energetica del Paese. Questo è un elemento particolarmente critico se si considera che a livello europeo vi è l'assenza di un *framework* normativo armonizzato e una marcata non reciprocità tra gli Stati membri. Inoltre, la normativa italiana attuale presenta una durata delle concessioni tra le più basse in Europa (40 anni vs. nessun limite in Norvegia e Svezia e 75 anni in Francia) e ha portato a *framework* normativi estremamente variegati.

All'interno del Rapporto è stato quindi sviluppato un modello di *assessment* analitico sulle attuali possibili vie oggi previste in Italia utili per sbloccare l'attuale situazione e sostenere gli investimenti nell'idroelettrico in Italia: 1) l'espletamento di procedure competitive ad evidenza pubblica; 2) società a capitale misto pubblico privato; 3) forme di Partenariato Pubblico Privato. L'assegnazione delle concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche può avvenire quindi attraverso tre modalità, a cui potrebbe aggiungersi una possibile «quarta via», ovvero la riassegnazione (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) delle concessioni allo stesso operatore.

Nonostante il meccanismo di gara sia uno strumento adeguato per garantire la competitività in determinati settori economici, l'analisi comparativa di TEHA sulle opzioni di riassegnazione delle concessioni idroelettriche evidenzia come nel settore idroelettrico – caratterizzato da elevati requisiti tecnici, forti esternalità ambientali e rilevanti investimenti di valenza ambientale e sociale – questo non sia lo strumento più efficace e che la «quarta via» permetterebbe di bilanciare i benefici economici, sociali e ambientali per il territorio e per il sistema-Paese.

Infatti, nonostante la legge non la preveda «espressamente», si ritiene che la «quarta via» non sia una soluzione in contrasto con la normativa attuale, in quanto né a livello comunitario né a livello nazionale sono presenti disposizioni che impediscano al legislatore di modificare il regime delle concessioni prevedendo eventuali forme di riassegnazione o rimodulazione delle concessioni idroelettriche. Qualora la «quarta via» non risultasse percorribile, lo Studio individua come alternativa tra le opzioni esistenti secondo l'attuale normativa il PPP (Project Finance), che, pur con un'efficienza inferiore, sarebbe comunque in grado di assicurare un processo di riassegnazione coerente con la necessità di investimento nel settore idroelettrico. Nel Rapporto è stato stimato che l'introduzione di una rideterminazione di almeno 20 anni della durata delle concessioni idroelettriche stabilizzerebbe lo scenario e abiliterebbe investimenti in Italia fino a 16 miliardi di Euro aggiuntivi rispetto allo scenario attuale. La garanzia della continuità degli investimenti degli operatori permetterebbe inoltre di incrementare la producibilità dell'idroelettrico del 5-10%, con un beneficio anche in termini di maggiore efficienza degli accumuli, di ridurre le emissioni di CO₂ (fino a 4,5 milioni ton CO₂-eq.), accelerare la transizione energetica (+2 punti percentuali di FER nel mix elettrico), garantire al contempo un risparmio per la collettività (fino a 1,1 miliardi di Euro), generare 18,5 miliardi di Euro di PIL e sostenere la creazione di 125.000 FTE.

Come affermato da Warren Buffett, “C'è qualcuno seduto all'ombra oggi perché qualcun altro ha piantato un albero molto tempo fa”. È importante che l'evoluzione prospettica del sistema

normativo-regolatorio costituisca un fattore abilitante e non un ostacolo alla transizione energetica e decarbonizzazione del Paese. La “eccezionalità” del sistema italiano nel contesto europeo e la frammentazione regionale rischiano di compromettere la competitività della filiera dell'idroelettrico in Italia e di danneggiare l'industria e il know-how tecnologico presenti. Pertanto, al fine di perseguire realisticamente gli obiettivi nazionali ed europei ed evitare rischi di deterioramento del settore, è necessario costruire un quadro di regole certo e adeguato.

Questo Studio Strategico così ambizioso non sarebbe stato possibile senza gli sforzi congiunti del Gruppo di Lavoro di TEHA e del *management* di Enel nell'esplorare una questione oggi al centro del dibattito, e senza il contributo prezioso del Comitato Scientifico costituito da Giacomo Aiello (Avvocato, Avvocatura generale dello Stato), Guido Bortoni (Presidente, CESI; già Capo Dipartimento Energia, Governo Italiano; già Presidente, ARERA), Massimiliano Atelli (Capo di Gabinetto del Ministro dello Sport e dei Giovani; già Presidente, Commissione Tecnica PNRR – PNIEC e VIA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), Gian Piero Joime (Professore di Economia dell'Ambiente e del Territorio, Università Guglielmo Marconi) e Gennaro Terracciano (Professore ordinario e Pro Rettore, Università degli Studi di Roma 4 Foro Italico; già Magistrato amministrativo e Avvocato dello Stato), ai quali vorrei esprimere la mia più profonda gratitudine.

Per finire, il mio doveroso ringraziamento va anche al *team* TEHA: Lorenzo Tavazzi, Nicolò Serpella, Giovanni Abramo, Mattia Selva, Marco Schiavottiello, Niccolò Lauzi e Ines Lundra.

CONTRIBUTI DEL COMITATO SCIENTIFICO

Giacomo Aiello

Avvocato, Avvocatura generale dello Stato

Lo studio strategico 2025 sul settore idroelettrico pone in risalto l'assoluta rilevanza di questa fonte energetica rinnovabile per l'economia del nostro Paese ed anche l'esigenza non più procrastinabile di una profonda revisione del quadro regolatorio per conseguire gli obiettivi di riduzione dei gas serra alla base del cambiamento climatico mondiale.

L'uso della risorsa idrica a fini idroelettrici risulta disciplinato dal Testo unico delle Acque di cui al R.D. n. 1775 del 1933 che distingue tra grandi e piccole derivazioni (di potenza inferiore a 3.000 KW).

Per le grandi derivazioni i principi regolatori si rinvencono nell'art. 12 del D.lgs. n.79 del 16 marzo 1999.

A fronte della regolamentazione vigente, che è stata concepita in un'epoca nella quale l'acqua era ancora considerata una risorsa illimitata ed a fronte della Risoluzione del Parlamento Europeo del 7 maggio 2025 che ha posto al centro delle politiche dell'UE l'incremento della resilienza idrica proprio in considerazione dell'insufficiente disponibilità di acqua, occorre oggi riflettere sulla capacità del sistema di mettere a disposizione le risorse occorrenti ad assicurare gli ingenti investimenti per garantire il rinnovamento delle infrastrutture volte all'invasamento, adduzione e distribuzione dell'acqua.

I dati disponibili evidenziano infatti che, a fronte dei ricorrenti fenomeni siccitosi, la rete acquedottistica italiana subisce perdite mediantemente del 41,8% sull'intero territorio nazionale con punte del 55%.

Nel frattempo, il fabbisogno idrico è certamente aumentato con l'incremento delle superfici coltivabili e delle industrie energivore (si pensi ad esempio ai data center necessari per alimentare lo sviluppo dell'AI).

A fronte di questo contesto, sorge anzitutto l'esigenza di armonizzare i canoni al fine di dare una maggiore visibilità e stabilità che favorisca i futuri piani di investimento.

Occorre poi individuare la soluzione migliore per l'esecuzione del programma straordinario di ammodernamento delle infrastrutture idriche nei prossimi anni.

Lo studio che segue effettua un'analisi delle soluzioni attualmente disponibili per l'affidamento delle concessioni del settore idroelettrico e che vanno dalla loro messa a gara, perlustrando anche la convenienza dell'impiego di moduli di partenariato pubblico privato nella forma della finanza di progetto o della società mista a prevalente partecipazione pubblica.

Tutte le soluzioni indicate presentano ovviamente aspetti positivi e negativi anche se, allo stato, l'esperienza di altre nazioni europee induce a ritenere che, per assicurare il rispetto di una tempistica appropriata per l'urgente adeguamento delle infrastrutture, la soluzione

migliore, peraltro compatibile con il diritto comunitario, potrebbe essere quella di individuare una “quarta via” che potrebbe consistere nella riassegnazione delle concessioni (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) allo stesso operatore a fronte dell’approvazione di progetti industriali adeguati e supportati da piani economico finanziari debitamente asseverati.

Il tema delle concessioni idroelettriche riveste fondamentale importanza da diversificati punti di vista, che esigono, tutti, attenta considerazione. Premesso che la questione investe l'Italia, più di altri Paesi del Vecchio continente, per alcune solide ragioni (localizzazione nell'arco alpino di almeno 2 fra le prime 5 più alte montagne d'Europa e incidenza significativa dell'idro sulla quota "storica" di produzione di energia da fonti rinnovabili), gli aspetti su cui vorrei richiamare l'attenzione comune sono almeno quattro.

In primo luogo, di fronte a scenari geopolitici sempre più complessi e instabili, evidentemente si attenuano - con particolare riferimento a specifiche situazioni - i confini fra il concetto un po' generico di interesse generale e quello, maggiormente puntuale, di interesse strategico nazionale. Il fenomeno si registra negli altri Paesi (in alcuni, il secondo ha per vero sempre avuto una forte pregnanza), non potrà che essere così anche nel nostro. Del resto, nello stesso diritto UE la regolazione a misura di *golden power* non ha meno dignità delle politiche pro-concorrenziali.

In secondo luogo, se è sempre difficile fare stime precise, è un dato tuttavia ormai oggettivo che la superficie dei ghiacciai italiani sia in significativa regressione. Alcune stime tratteggiano scenari drammatici, con riduzione al 2050 di quasi il 50% della superficie attualmente coperta dai ghiacci sulle Alpi italiane. C'è un tema di azioni, anche di salvaguardia, sulle superfici ghiacciate che deve trovare – non dal di fuori ma piuttosto dall'interno dei congegni concessori, con nuove gare o senza - uno spazio mai avuto sinora.

In terzo luogo, rispetto al tema della necessità o meno della procedura competitiva, occorrono approcci che si armonizzino con quelli seguiti dagli altri Paesi europei, ad evitare asimmetrie ingiustificate. E anche nel caso di procedura competitiva, non esiste un modello unico per l'assegnazione delle concessioni. Vi è, piuttosto, un'ampia gamma di soluzioni intermedie, fra gli estremi opposti. Essenziale, ad ogni modo, è rifuggire da soluzioni semplicistiche o ideologizzate.

Infine, ieri come oggi l'impiego della risorsa acqua attraverso grandi impianti per la produzione di energia "pulita" impatta in vario modo sulla vita delle comunità locali. Ponendo un tema di "compensazioni" da gestire in modo innovativo, sia per ciò che attiene al momento della definizione delle relative misure nell'ambito del complessivo *iter* autorizzatorio (nella fase ascendente, piuttosto che in quella discendente), sia per quanto concerne sistemi di garanzia e verifica dell'effettività dell'impiego delle risorse stabilite e del risultato reale che ne deriva per le comunità di riferimento.

Riassumendo, su un tema così complesso e gravido di implicazioni occorre ricercare, sul fronte esterno, spazi di riconsiderazione di impegni assunti che rischierebbero di creare sperequazioni ridondanti, e, su quello interno, lo sviluppo di culture applicative, anche nell'ambito delle corti giudicanti, più rispettosamente laiche verso il diritto UE.

Non è la presenza di *Hýdōr* (Acqua) nei quattro elementi fondamentali della filosofia greco-antica “Acqua, aria, terra e fuoco” o nelle moderne W-energie basate sulle principali fonti rinnovabili “Water, Wind, Wave (onde elettromagnetiche), Wood/Wild (bioenergie) Waste (valorizzazione rifiuti)” l’antefatto per cui l’Acqua assume una valenza strategica per l’energia d’Italia. Piuttosto l’Acqua diventa strategica, energeticamente parlando, quando va a costituire il motore primo della tecnologia idroelettrica. Ossia la congiunzione tra la fonte idrica ed il vettore elettrico tramite la conversione della dinamica del ciclo naturale dell’Acqua in energia elettrica, senza un qualsivoglia consumo idrico. E non solo: la congiunzione può lavorare anche in senso reversibile, vale a dire dall’elettricità ad un livello gravitazionale dell’Acqua per una successiva riconversione elettrica.

Lo Studio TEHA per Enel, cui mi pregio di fornire qualche riga di prefazio, muove illustrando diversi elementi di strategicità del comparto idroelettrico nei riguardi del sistema energia nazionale e lo fa in guisa quali-quantitativa. È sempre la maniera migliore, più ragionevole, per mostrare evidenze senza incorrere nella magia dei soli numeri di per sé poco espressivi. Inoltre, forte della propria narrazione strategica, lo Studio propone alcune suggestioni volte a valorizzare la risorsa idroelettrica italiana che risulta essere tra le più significative d’Europa, ponendola come uno dei driver principali nell’ambito della transizione energetica.

Si sa che è strategico tutto ciò che ha un impatto decisivo, dunque necessario e sufficiente, per il raggiungimento di un obiettivo generale. Qui, in gioco, vi sono i molteplici obiettivi della transizione energetica in cui è impegnato il Paese, cioè la rispondenza al c.d. Trilemma europeo per un’energia “Decarbonizzata, Affidabile e Competitiva”. Ciascuna delle fonti (primarie) ed ognuno dei vettori energetici (secondari) – questi ultimi derivati dalle fonti a mezzo di tecnologie trasformative ed universali per gli usi finali – contribuiscono “al singolare” al perseguimento del Trilemma. Dunque, detengono disgiuntamente una loro (individuale) cifra di strategicità più o meno elevata mentre “assieme”, congiuntamente, concorrono a formare la strategicità complessiva nei riguardi della transizione. E se scopriremo che l’energia idroelettrica ha di suo una tra le cifre individuali maggiori o addirittura possiede la maggioranza, foss’anche relativa, della strategicità complessiva? In tal caso dovremmo cercare di trovare i modi possibili, da un lato, per rendere efficace ed efficiente l’impiego della risorsa idroelettrica; dall’altro, per potenziarla tramite investimenti espansivi, entro i limiti di praticabilità tecnico-economica-finanziaria.

Due sono i percorsi logici che vorrei brevemente tratteggiare per imprimere una lettura originale dello studio in parola. Il primo riguarda una descrizione, sebbene non esaustiva, della cifra strategica idroelettrica nei suoi vari elementi in ordine al Trilemma energetico applicato al nostro Paese. Il secondo, invece, verte sul perché sia cosa giusta lavorare per uno sviluppo significativo della risorsa a tutto vantaggio del sistema energetico italiano. Si noti bene: sviluppo non significa solo investimenti per la crescita organico-quantitativa dei volumi idroelettrici ma anche per la più ampia estensione nel settore di alcune funzioni progredite già operative in alcuni asset idroelettrici. In ragione dei percorsi delineati, sarà abbastanza

conseguente per il lettore apprezzare la via migliore, tra quelle esposte in maniera comparata nello studio TEHA-Enel, per meglio valorizzare e potenziare la risorsa idroelettrica del Paese.

La strategicità idroelettrica non può prescindere dagli elementi che seguono. Innanzitutto, parliamo di una fonte che in Italia produce una quota significativa del vettore elettro-energetico e completamente decarbonizzata in quanto rinnovabile praticamente al 100% e che nel 2024 – caratterizzato da una notevole idraulicità – ha totalizzato circa 53 miliardi di kWh, circa pari alla somma delle intere produzioni annuali di eolico e solare. Se mai ci fosse una valutazione di pivotalità delle diverse fonti a copertura del mix rinnovabile nell'elettricità, l'idroelettrico nazionale *rebus sic stantibus* (cioè ancor prima dei suoi potenziamenti) rimarrebbe al primo posto anche per i prossimi anni. Ciò quanto a incidenza rispetto ai target progressivi di decarbonizzazione, in ossequio al primo punto del Trilemma, sino al previsto sorpasso ad opera del fotovoltaico. Di più. Occorre sottolineare come la produzione idroelettrica, sia a bacino che a serbatoio, abbia una marcia in più rispetto a quelle di eolico e solare. È infatti l'unica risorsa rinnovabile dai volumi significativi (escludendo geotermoelettrico, elettricità da biomasse e da rifiuti che coprono pochi punti percentuali del totale rinnovabili) i cui impianti non sono obbligati a produrre in “simultanea o sincronia” per singola tecnologia come lo sono invece solare ed eolico, almeno all'interno di una determinata zona geografica. Trattasi, infatti, di una risorsa che impiega l'energia potenziale organizzata come *stock*, cioè con funzione di stoccaggio *built-in* ovvero connaturata nella fonte come per le risorse fossili, invece che un'organizzazione a flow tipica di vento ed irraggiamento solare. La conseguente modulabilità offerta dall'idroelettrico va tutta a beneficio del sistema e, in ultima analisi, dei consumatori che possono evitare ulteriori costi per investimenti aggiuntivi in reti, accumuli, riserve di generazione e meccanismi di reintegro tariffario a ristoro della mancata produzione in caso di *curtailment* delle altre fonti rinnovabili sincronizzate. Dunque, un indubbio vantaggio in termini di competitività complessiva del prezzo finale dell'energia, tanto per richiamare un vertice altrettanto importante del Trilemma.

Inoltre, l'idroelettrico, proprio per le caratteristiche appena richiamate, non appartiene alla famiglia delle tecnologie “auto-cannibalizzanti” come invece lo è il fotovoltaico. Causa la propria simultaneità di produzione, quest'ultima tecnologia genera fenomeni di abbondanza produttiva solare con conseguente depressione del prezzo nel mercato elettrico nelle ore centrali del giorno (c.d. *daylight*) ed elevata volatilità di prezzi quando il solare cede il passo ad altri mezzi produttivi nel resto della giornata. A questa stregua si raggiungono livelli insostenibili per la tenuta degli investimenti della medesima tecnologia che – si dice – possano cannibalizzarsi a vicenda. L'idroelettrico, invece, si comporta nel mercato elettrico come il perfetto “alias rinnovabile” del termoelettrico a gas naturale, potendo realizzare – nella misura in cui i volumi lo consentano – la sostituzione o *phase-down* della risorsa fossile a parità di performance nel mercato e fornendo la medesima garanzia di sicurezza del sistema elettrico. Questo indubbiamente gioca a favore della affidabilità del servizio e della sicurezza degli approvvigionamenti poiché il ciclo dell'Acqua è autoctono mentre il gas italiano è quasi totalmente importato dall'esterno dell'Unione europea. Tanto per ottemperare ad un altro pilastro del Trilemma.

Va detto che per valutarne appieno la strategicità, l'idroelettrico andrebbe anche iscritto in un contesto allargato oltre l'energia, di certo in ambito Paese. In particolare, rilevano gli altri usi alternativi del ciclo dell'Acqua oltre all'idroelettrico e gli impatti che l'idroelettrico può comportare in termini di riflessi sul territorio e di ricadute sulle attività produttive nazionali, in special modo quando vi fossero investimenti dedicati. Le interazioni tra queste dimensioni vengono meglio indirizzate nello Studio e nella prefazione a firma di Gian Piero Joime.

Sin qui la strategicità del comparto valutato in maniera statica, senza aumenti ponderali né funzionali di qualche significato. Tuttavia, vi sono molte ragioni per cui il comparto deve essere anche oggetto di sviluppo nell'interesse generale del sistema energetico.

In primis, dato il sostenuto trend di aumento della domanda elettrica previsto per i prossimi anni (data center energivori asserviti anche all'IA), è innegabile come i volumi di consumo elettrico dovranno essere allineati all'evoluzione della produzione elettrica *low-carbon* (rinnovabili, nucleare e termoelettrico con emissioni di CO₂ abbattute via *Carbon Capture and Storage* o CCS), pena la re-carbonizzazione media del kWh elettrico e l'aumento della dipendenza della filiera elettrica dai fossili importati dall'estero. All'interno del settore rinnovabili, l'idroelettrico, qualora venisse potenziato in termini di produzione, può essere una tra le risposte più adeguate a tale scenario evolutivo. E ancora: un potenziamento dell'unica risorsa rinnovabile modulabile, flessibile e pienamente sostitutiva del gas naturale può costituire una leva importante perché, come detto, minimizza i costi indiretti di sistema in cui incorreremmo se si optasse per uno scenario ad esclusiva dominanza di eolico e solare. Infatti, così come un investimento in idroelettrico a bacino/serbatoio, entro certi limiti, può rappresentare simultaneamente un co-investimento in stoccaggio con pregevole ottimizzazione del rapporto costo-beneficio di sistema, all'opposto, per eolico e fotovoltaico occorre che l'investitore provveda in proprio ad accumuli in situ, contestuali alla propria produzione, ovvero si affidi alla programmazione del sistema nazionale quanto ad investimenti in accumuli come, ad esempio, il Meccanismo per l'Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico o MACSE introdotto dal Governo italiano nel 2023 e recentemente approvato dalla Commissione europea.

In secondo luogo, un potenziamento della produzione idroelettrica esistente genera un consumo di suolo green-field praticamente trascurabile rispetto a quello che, a parità di volumi generati, si avrebbe con l'installazione di altre tecnologie rinnovabili. Senza contare gli effetti positivi derivanti dal potenziamento dei bacini idrografici attuali come sistemazione idrogeologica del territorio e dai conseguenti aspetti produttivi ed occupazionali nazionali legati agli investimenti. Se, poi, il suddetto accrescimento – entro una fascia di ulteriori 10 miliardi di kWh rispetto alla producibilità massima odierna – venisse realizzato in gran parte nei siti esistenti, si avrebbe la minor espansione degli assetti di rete di trasmissione (principalmente linee di trasmissione) e di nuovi accumuli, anche grazie al fatto che la localizzazione del nostro idroelettrico storico si colloca eminentemente nella zona Nord di mercato. Lì, infatti, risiede la prevalenza della domanda industriale italiana e – sembra – verrà a dimorare la stragrande maggioranza dei nuovi energivori digitali.

Visto dunque l'interesse nazionale per lo sviluppo del settore idroelettrico, concludo discutendo delle due barriere principali che – a mio avviso – congiuntamente condizionano lo sviluppo del comparto strategico dell'idroelettrico. La prima riguarda il potenziale di crescita effettiva del comparto in termini di risorsa idroelettrica ancora disponibile ed atta alla progressione delle funzionalità. La seconda, invece, è di natura normativa-regolamentare ed attiene all'assetto organizzativo del comparto quanto a capacità di favorire gli investimenti necessari.

Sul potenziale disponibile lo studio TEHA-Enel pone qualche ipotesi di crescita valutata con prudenza intorno al +10% rispetto alla producibilità storica. È un volume significativo ma, a mio modo di vedere, occorrerebbe affrontare una valutazione approfondita che, alla luce della rimozione della seconda barriera di cui dico nel seguito, potrebbe diventare più ambiziosa sino a raddoppiare tale percentuale.

Quanto alla seconda barriera, prendere in considerazione gli aspetti critici dell'assetto normativo, regolamentare ed organizzativo dell'idroelettrico nazionale significa essenzialmente esaminarne il sistema di incentivi (intesi come "propensione ad agire" e non solo nella loro accezione di meccanismi di supporto economico/finanziario) ad investire negli impianti idroelettrici, tanto nelle opere bagnate quanto in quelle asciutte. Nel contesto attuale in cui, da alcuni anni, esistono molte concessioni di grande derivazione già scadute ed in proroga di fatto nonché altrettante prossime alla scadenza, l'incertezza che grava sui concessionari uscenti produce un effetto pernicioso per gli interessi generali sopra ricordati: l'impasse della programmazione e della decisione degli investimenti. A fortiori, l'approssimarsi del previsto regime di gare per la riassegnazione delle concessioni, lungi dal ridurre tale incertezza, non fa che alimentarla. In tale prospettiva, la vittima sicura non potrà che essere la dimensione legata ai nuovi investimenti. Questo vale sia per il concessionario uscente che non si impegna ad investire nuovo capitale nel dubbio di vederselo correttamente indennizzato dal concessionario entrante sia per quest'ultimo che, nel processo di gara, sarà eventualmente chiamato a massimizzare il canone concessorio avendo come risultato inevitabile la depressione della propria capacità di investimento. È proprio dall'elaborazione di questa criticità segnalata dallo studio TEHA che al lettore vengono offerti spunti per discernere possibili vie d'uscita dall'*impasse*.

Partecipare all'*Advisory Board* dello Studio Strategico "*Energia dall'acqua, forza e sicurezza del Paese: il ruolo strategico dell'idroelettrico per l'Italia*" è stato un piacere ed un onore, a maggior ragione avendo sempre ritenuto che l'idroelettrico sia non solo un elemento centrale nel processo di transizione energetica in Italia e in Europa, ma anche un fattore strategico per il bilancio idrico del nostro paese e per la competitività del nostro sistema industriale. E quindi già all'esordio di questa mia prefazione è davvero logico per me affermare che è necessario continuare a garantire il suo sviluppo ottimale, attraverso investimenti coerenti e adeguati al sistema energetico attuale e prospettico e alla competizione industriale.

Lo Studio è un ampio e profondo documento di riflessione, ricco di proposte operative, su un settore essenziale e critico per l'indipendenza energetica nazionale, la sostenibilità ambientale e lo sviluppo delle attività produttive. Uno studio strategico su un settore determinante e critico, non solo per la naturale attinenza alla questione strettamente energetica ma anche, ampliando lo sguardo, a quella idrica, per i possibili positivi effetti sul riassetto idrogeologico del nostro paese. Mi sento di poter dire che raramente i temi, interconnessi, delicati e complessi, della questione ambientale, dei costi energetici, della competitività industriale, della sicurezza energetica sono stati affrontati come in questo Studio, con tanta accortezza metodologica e lucidità di prospettiva.

In Italia, l'idroelettrico è la fonte di energia rinnovabile che vanta la più lunga e autonoma tradizione, che parte dagli ultimi anni dell'Ottocento, quando la penisola italiana rappresentava l'avanguardia mondiale nello sviluppo di sistemi idraulici capaci di ricavare energia pulita. E tuttora, nonostante il solare e l'eolico siano i due protagonisti del futuro green del Paese, soprattutto per gran parte della comunicazione pubblica, l'idroelettrico mantiene ancora la quota prevalente del mix energetico rinnovabile, e presenta solide prospettive di sviluppo. Oggi da solo rappresenta la prima fonte rinnovabile nazionale producendo, grazie a oltre 4.800 impianti idroelettrici, il 41% dell'energia complessiva rinnovabile necessaria al Paese; e l'Italia si colloca al quarto posto per energia idroelettrica generata in Europa, subito dopo Norvegia e Francia. La filiera industriale dell'idroelettrico comprende circa 150 tecnologie, e per il 70,7% di esse (106 su 150), l'Italia si classifica – per valore assoluto di produzione – nelle prime 3 posizioni a livello UE. L'Italia è *leader* per produzione di turbine e ruote idrauliche (una delle manifatture tecnologiche chiave per l'idroelettrico), con un valore di 86 milioni di Euro (il 36,3% del totale europeo).

Se da un lato il settore idroelettrico dipende evidentemente dal bilancio idrico, dall'altro può garantirne l'efficienza, con sistemi in grado di accumulare e conservare una quantità d'acqua sufficiente ad attuare quelle politiche di risparmio funzionali a soddisfare qualsiasi esigenza idropotabile, agricola ed idroelettrica, anche in regimi di siccità.

Inoltre, il potenziale idroelettrico italiano è stato sfruttato in buona parte, ma non del tutto. La crescita in numero degli impianti non ha determinato un uguale incremento della potenza generata, perché ne è diminuita la taglia media. Nuove tecnologie e digitalizzazione possono

rendere gli impianti più flessibili, sfruttando dispositivi IoT, per ottenere buone rese anche con regimi di portata molto diversi, e poi controllare i flussi di acqua ed energia in funzione del fabbisogno.

Oggi la tecnologia e le soluzioni innovative permettono di trasformare in elettricità quasi tutta l'energia dell'acqua, con valori che spesso si attestano sul 70%-75% e possono arrivare oltre l'80%. Dato che buona parte dei grandi impianti italiani ha più di 70 anni di vita, oggi l'energia effettivamente ricavata risente del mancato ammodernamento delle strutture: il rinnovamento degli impianti anche solo con interventi manutentivi e piccole sostituzioni si stima possa far guadagnare già in pochi anni diversi gigawatt di potenza.

Come noto, con la transizione energetica si sta assistendo a una evoluzione del sistema elettrico, da una configurazione ad alta inerzia a un sistema elettrico a bassa inerzia, caratterizzato da fonti di energia rinnovabili non programmabili, come il solare o l'eolico, che non permettono di essere attivati quando la richiesta di energia elettrica è maggiore, a differenza delle fonti di energia fossile come il carbone o il gas: è quindi fondamentale attivare dei sistemi di accumulo energetico, e le centrali idroelettriche sono oggi la fonte di accumulo principale e più conveniente.

L'idroelettrico quindi sembra coniugare una serie di fattori favorevoli allo sviluppo di una via italiana alla transizione ecologica: è una fonte rinnovabile con emissioni per l'intero ciclo di vita inferiori a qualsiasi altra fonte; la economicità della sua produzione e competitività rispetto alle altre fonti di generazione elettrica: si stima che l'idroelettrico sia in grado di generare nel suo intero ciclo di vita, che può giungere sino a 80-100 anni, oltre 200 volte l'energia necessaria a costruirla, mantenerla e gestirla; le externalità positive, economiche e ambientali, che è in grado di generare sui territori in cui opera; la capacità di garantire la stabilità dell'intero sistema elettrico bilanciando l'intermittenza delle risorse rinnovabili non programmabili. Infine, è importante sottolineare un fondamentale punto di forza della tecnologia idroelettrica: la sicurezza di approvvigionamento, che con le sue fonti a livello locale e territoriale riduce la dipendenza da fornitori esteri.

Tuttavia, in Italia, unica in Europa, la nostra disciplina, a partire dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha introdotto la temporaneità delle concessioni e l'obbligo di gara per il rinnovo; pertanto, la contendibilità delle concessioni ha avviato una lunga fase di incertezza operativa nel settore, dando origine per giunta a un lungo contenzioso con la Commissione europea. A livello europeo, in mancanza di un quadro di armonizzazione della materia, vige una sostanziale disparità di trattamento nella disciplina dell'affidamento delle concessioni idroelettriche. Pochissimi Paesi prevedono concessioni limitate nel tempo e procedure di rinnovo competitive, mentre la maggior parte garantisce agli attuali operatori rinnovi senza alcuna gara o, addirittura, concessioni illimitate. Ad esempio, l'Austria si è opposta all'apertura del proprio mercato sostenendo che la produzione idroelettrica, essendo produzione di un bene e non un servizio, non è soggetta all'applicazione della direttiva servizi (c.d. "Bolkenstein").

Il disordine giuridico europeo e la mancanza di omogeneità tra le diverse normative degli Stati membri costituiscono un vulnus alla stabilità del sistema energetico nazionale. L'apertura del

mercato della normativa italiana a procedure competitive nel settore idroelettrico, mentre è in grado di generare limitati e del tutto incerti benefici alla collettività, non essendovi peraltro esperienze al riguardo, solleva pesanti rischi sul suo futuro, anche sotto il profilo della sicurezza e della tutela dei territori e delle comunità locali che ne sono interessati. Le criticità e le incertezze connesse alle procedure di gara delle concessioni rischiano di impattare negativamente sugli investimenti e quindi sulle potenzialità di sviluppo di questa risorsa, rendendo più arduo il processo di transizione ecologica.

E così il nostro Paese, che dispone in questo settore di una radicata cultura industriale e di altrettanto radicata forza tecnologica, rischia di essere penalizzato dalla disomogeneità delle legislazioni nei vari Paesi europei. Inoltre, le nostre imprese del settore idroelettrico si trovano soggette a una duplice pressione: da un lato, quella prodotta a livello europeo dalla richiesta di introdurre procedure concorsuali, che determinerebbe evidenti disparità a danno del nostro Paese; dall'altro la pressione interna con i rischi connessi alla frammentazione normativa regionale e alle nuove modalità di valorizzazione degli *asset*.

Dallo studio sembra evidente che il rafforzamento del settore idroelettrico debba essere un determinante e strategico obiettivo per una via italiana alla transizione ecologica: per il raggiungimento dei target climatici, per il potenziamento dell'industria nazionale, per la ricerca di una sempre maggiore autonomia energetica. E sembra urgente attivare un coordinamento nazionale per superare le attuali criticità e garantire affidamenti stabili e trasparenti, e per definire un quadro regolatorio omogeneo che riduca il contenzioso, tuteli gli investimenti e renda più efficiente la gestione di procedure decisive per l'energia, i territori e l'indotto industriale.

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

1. L'Italia è oggi il 3° Paese in Europa per potenza idroelettrica installata (dietro solo Norvegia e Francia). La generazione idroelettrica copre circa il 15% dei consumi elettrici italiani, nel 2024 è stata la 1ª FER di generazione elettrica con una quota del 46% e anche nei prossimi anni manterrà la sua strategicità per la transizione e la sicurezza energetica italiana, nonostante l'importante crescita del solare e dell'eolico. L'idroelettrico ha infatti un potenziale di crescita fino al 10% rispetto alla media storica, raggiungibile attraverso un piano mirato di investimenti.

Con una potenza efficiente netta di **22,9 GW**, l'Italia può contare su una rete di circa 550 impianti di grande derivazione in esercizio. Questa infrastruttura consente all'idroelettrico di mantenere un ruolo centrale nella generazione elettrica da fonte rinnovabile, contribuendo nel 2024 a circa **52 TWh di produzione**, pari al **46%** del mix FER nazionale, e al **15%** dei consumi elettrici italiani rispetto alla media storica. Nonostante la forte espansione di altre tecnologie rinnovabili come fotovoltaico ed eolico, l'idroelettrico resta la **prima fonte rinnovabile per generazione netta**, grazie alla **capacità di assicurare continuità, programmabilità e flessibilità operativa**.

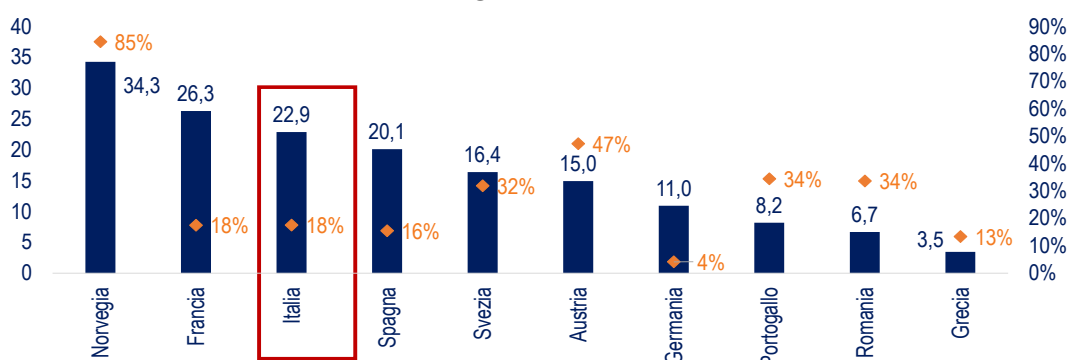


Figura I. Primi 10 Paesi UE (e Norvegia) per potenza netta dell'idroelettrico – asse di sinistra – e quota sulla potenza netta totale – asse di destra (GW e %), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025.

Le proiezioni al 2030 confermano il ruolo centrale dell'idroelettrico nel mix energetico nazionale. Secondo il PNIEC, il consumo lordo di elettricità raggiungerà entro la fine del decennio circa **359 TWh**, con il **63,4%** coperto da fonti rinnovabili. L'idroelettrico contribuirà con **46,9 TWh**, confermandosi terza fonte rinnovabile dopo fotovoltaico ed eolico. Pur con una crescita più contenuta rispetto ad altre tecnologie, il suo apporto resta essenziale per garantire equilibrio e continuità al sistema.

Infatti, la **garanzia di continuità degli investimenti** e un relativo piano di sviluppo mirato, secondo le stime di TEHA, consentirebbero di **efficientare e aumentare la produzione di energia da idroelettrico** del **+5%** (+2,3 TWh) in uno scenario conservativo e del **+10%** (+4,5 TWh) in uno scenario ottimistico entro il 2049.

2. L'idroelettrico è oggi una FER strategica a bassa *carbon intensity*, garantisce stabilità e flessibilità al sistema energetico, è meno esposto alla carenza di materie prime rare e svolge un'importante funzione socio-ambientale attraverso la mitigazione dei rischi climatici sul territorio. Inoltre, l'idroelettrico costituisce storicamente un *asset* fondamentale per la competitività industriale e tecnologica del Paese, attivando una filiera complessa da monte a valle nei territori italiani per un valore di oltre 37 miliardi di Euro di produzione e 19 miliardi di Euro di export.

Nel percorso verso la neutralità climatica al 2050, l'idroelettrico si conferma una tecnologia imprescindibile per garantire un'elevata penetrazione delle altre fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico nazionale. A differenza di fotovoltaico ed eolico, caratterizzati da una produzione non programmabile, l'idroelettrico fornisce energia rinnovabile **stabile e modulabile**, contribuendo all'equilibrio complessivo della rete e alla sicurezza del sistema. La sua lunga vita utile, unita a **una delle più basse intensità emissive di CO₂** tra tutte le fonti (26 tCO₂-eq./GWh), ne fa una soluzione ad alta efficienza ambientale, in grado di sostenere la transizione non solo in termini quantitativi, ma anche qualitativi. Tuttavia, a differenza di altre FER, l'idroelettrico necessita di **elevati investimenti di manutenzione** (es. dighe, canali, sedimenti), essenziali per preservare l'efficienza operativa e rimodernare un parco impianti complessivamente datato sul territorio nazionale.

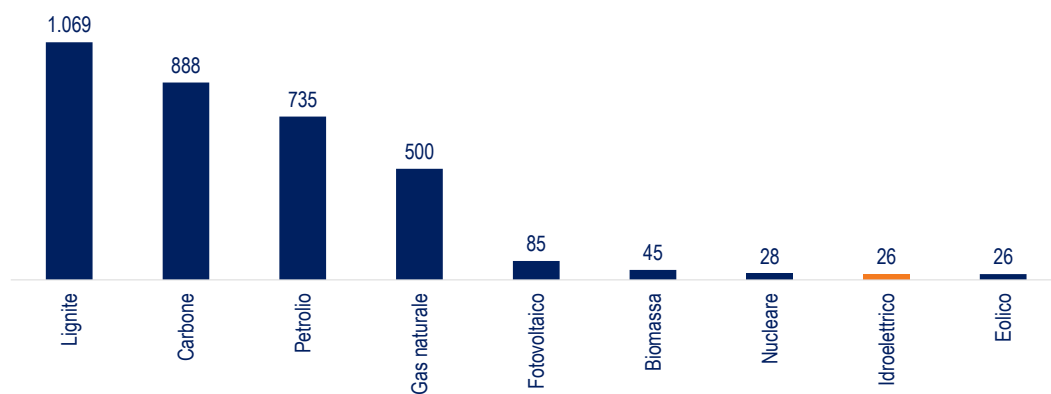


Figura II. Intensità di emissione di gas a effetto serra durante il ciclo vita della produzione elettrica per tecnologia (tonnellate di CO₂-eq. per GWh), ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Joint Research Center, 2025.

Inoltre, grazie alla presenza di impianti di pompaggio, questa tecnologia consente attività **di accumulo su scala industriale**, assicurando **flessibilità e prontezza nella risposta alla variabilità della domanda** e nella **gestione dei picchi di produzione** delle FER intermittenti. Le centrali idroelettriche costituiscono attualmente quasi un **terzo della flessibilità oraria globale**, a conferma del loro ruolo essenziale per la resilienza dei sistemi elettrici moderni.

Anche sul fronte **socio-ambientale**, il contributo dell'idroelettrico è rilevante: gli impianti aiutano a **mitigare il rischio idraulico**, regolando i picchi di piena e contrastando gli

effetti degli eventi estremi, favorendo un **uso plurimo della risorsa idrica** e conciliando produzione elettrica con usi potabili, agricoli e ambientali. In un contesto in cui le precipitazioni risultano in calo e i regimi pluviometrici sempre più instabili, la presenza di 307 grandi invasi ad uso prevalentemente idroelettrico attivi in Italia – per un volume invasato di 4,4 miliardi di m³ – rappresenta un’infrastruttura critica per la sicurezza idrica ed energetica del Paese.

A livello economico e industriale, per valorizzare il **ruolo economico e industriale dell’idroelettrico in Italia**, TEHA ha ricostruito la **filiera dell’idroelettrico** in Italia e negli altri Paesi europei. L’attività di ricostruzione della filiera dell’idroelettrico è stata effettuata a partire dal *database* ProdCom, la base dati più estesa a livello europeo nell’ambito delle statistiche sulla produzione manifatturiera delle imprese sui territori nazionali. In particolare, sono state considerate **150 tecnologie** afferenti alla filiera idroelettrica (es. impianti, apparecchiature, pompe idrauliche, turbine, alternatori, ecc.). Con riferimento alle tecnologie selezionate, l’Italia riporta un valore di produzione di **37,2 miliardi di Euro** – seconda in UE solo alla Germania (47,4 miliardi di Euro) – e superiore alla somma di Francia (16,4 miliardi di Euro) e Spagna (16,1 miliardi di Euro).

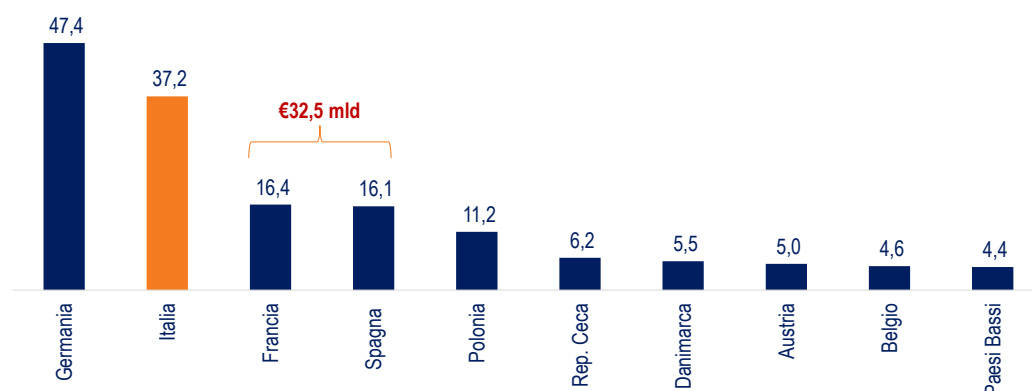


Figura III. Primi 10 Paesi per valore della filiera estesa idroelettrica in Unione europea (miliardi di Euro), 2023. *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.*

Analizzando il posizionamento dell’Italia rispetto alle singole tecnologie, il Paese si classifica – in valore assoluto – nelle **prime 3 posizioni nel 70,7% di esse** (106 su 150). Spicca il ruolo italiano all’interno del contesto europeo con riferimento a tecnologie fondamentali per l’idroelettrico, come le **turbine e ruote idrauliche**, in cui l’Italia si classifica al **1° posto** con un valore di 86 milioni di Euro (il 36,3% del totale europeo).

Inoltre, la filiera dell’idroelettrico risulta rilevante anche in termini di *export*. Le tecnologie considerate valgono **19,3 miliardi di Euro di export**, il **3,1%** del totale manifatturiero italiano. Considerando invece l’*export* a livello europeo relativo alla filiera dell’idroelettrica, nonostante rimanga pari a circa la metà di quello tedesco, è rilevante considerare che è pari a più del doppio dell’*export* della Francia, terza in Europa subito dopo l’Italia.

3. L'86% delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche è già scaduto o scadrà entro il 2029. Questa eccezionale concentrazione temporale richiede da subito un'attenta gestione del processo di affidamento delle concessioni per accelerare la realizzazione degli investimenti necessari e urgenti nel settore. Sarebbe necessario, inoltre, creare un contesto di supporto adeguato, valutando la creazione di strutture *ad-hoc*, anche al fine di velocizzare il processo di *permitting*.

Nel contesto della transizione energetica, l'idroelettrico italiano si confronta con una sfida normativa-regolatoria imminente: l'**86%** delle concessioni per grandi derivazioni è **già scaduto o scadrà entro il 2029**, con la quasi totalità (68%) concentrato al 2029. Un'ulteriore 17% risulta già scaduto al 2024, mentre solo una quota residuale (14%) rimarrà attiva oltre tale orizzonte.

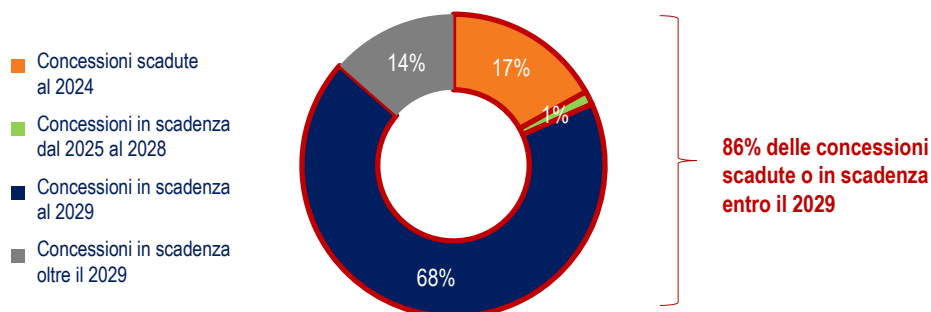


Figura IV. Scadenza delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche in Italia (valori %), 2010-2047. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MBS Consulting – A Cerved Company, 2025.

Questa eccezionale concentrazione temporale richiede da subito un'**attenta gestione del processo di affidamento delle concessioni**, per accelerare la realizzazione degli investimenti urgenti e necessari per lo sviluppo del settore idroelettrico come elemento centrale per il processo di transizione energetica in Italia.

Tale necessità è particolarmente sentita in alcune aree, dove l'idroelettrico è maggiormente presente: per le concessioni già scadute al 2024 (**17%** del totale), **Lombardia, Trentino-Alto Adige e Piemonte** rappresentano il **79%** delle concessioni scadute (Lombardia con 22, Trentino-Alto Adige con 22 e Piemonte con 11) e il **35%** delle concessioni in scadenza al 2029 (123 in totale) è in Lombardia e Piemonte.

A ciò si aggiunge un quadro normativo che richiede un'accelerazione dei processi di riassegnazione: la Legge sulla Concorrenza del 2021 prevede che, per le concessioni scadute prima del 2024, le Regioni possano consentire al concessionario uscente la prosecuzione dell'esercizio **per il tempo strettamente necessario al completamento delle procedure di assegnazione** e, comunque, **non oltre il 27 agosto 2025**, termine ormai superato.

In questo contesto, sarebbe necessario **creare un contesto di supporto adeguato, valutando la creazione di strutture *ad hoc*, anche al fine di velocizzare il processo di *permitting*.**

- 4. A fronte dell'assenza di un *framework* normativo armonizzato a livello europeo e di reciprocità tra gli Stati membri, l'Italia è l'unico Paese ad aver previsto un'apertura così ampia del mercato idroelettrico da un punto di vista concorrenziale, mettendo a rischio la sicurezza energetica del Paese. Inoltre, la normativa italiana presenta una durata delle concessioni tra le più basse in Europa (tra i 20 e i 40 anni vs. nessun limite in Norvegia e Svezia e 75 anni in Francia). In Italia, le Regioni e le Province Autonome, come previsto dall'art. 12 del Decreto Bersani e in coerenza con l'assetto costituzionale, hanno la gestione del processo di affidamento delle concessioni idroelettriche.**

Nel panorama europeo, la gestione delle concessioni idroelettriche è caratterizzata da un'elevata **frammentazione normativa** e dall'assenza di regole comuni tra gli Stati membri. In questo contesto, l'Italia si distingue per aver adottato un'apertura del mercato molto ampia da un punto di vista concorrenziale, applicando procedure competitive non solo alle nuove assegnazioni ma anche ai rinnovi delle concessioni in scadenza. Tale scelta, unica a livello europeo, espone il Paese a una **condizione di non reciprocità**: mentre in Italia l'accesso al mercato è aperto anche a operatori esteri, la maggior parte dei *partner* europei adotta politiche protezionistiche che favoriscono la continuità gestionale degli operatori domestici, spesso attraverso proroghe dirette o meccanismi di rinnovo vincolati a piani di investimento. A tal proposito, come meglio specificato nel seguito del lavoro, merita menzione la notizia apparsa recentemente sulla stampa secondo cui la Francia sarebbe prossima a concludere un'intesa con le autorità dell'Unione Europea per il mantenimento in capo agli attuali concessionari delle concessioni idroelettriche di tutto il Paese. Questa eterogeneità crea un **divario competitivo** che penalizza l'Italia.

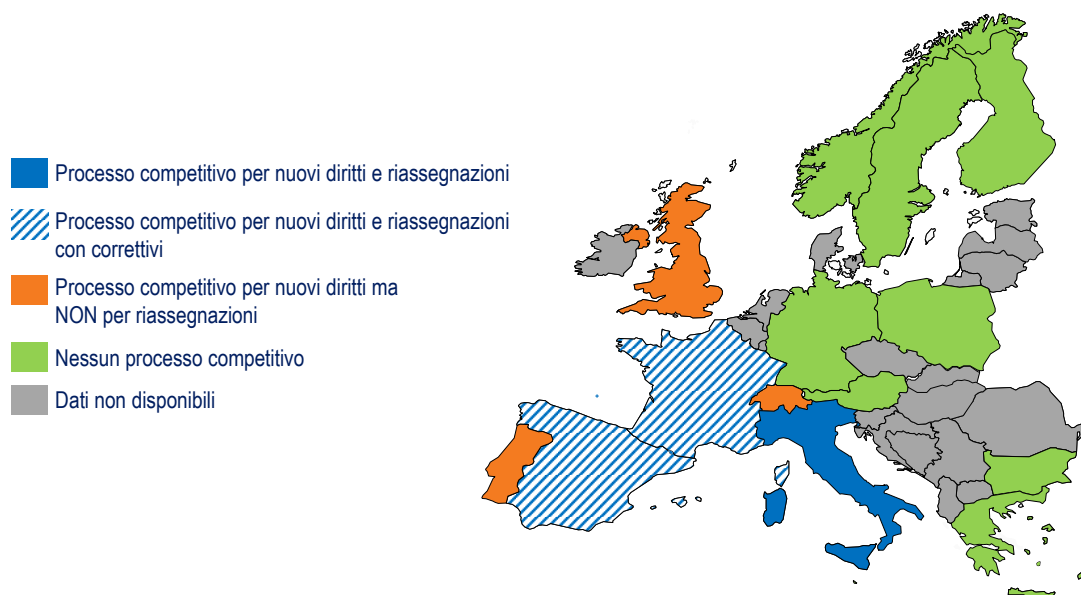


Figura V. Presenza di un processo competitivo nell'assegnazione dei diritti d'uso dell'energia idroelettrica in alcuni selezionati Paesi europei. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Florence School of Regulation e European University Institute, 2025.* N.B.: Nel Regno Unito è previsto un processo competitivo solo per le gare assegnate a partire dal 2003. In Spagna, con il *Royal Decree-Law 8/2023*, le nuove gare per l'assegnazione delle concessioni prevedono la possibilità di rinnovo per il medesimo operatore a fronte di investimenti in *repowering* nel caso di impianti reversibili con pompaggi. In Francia è in corso una iniziativa parlamentare per trovare una soluzione nella modalità di gestione degli impianti che mira a risolvere il contenzioso con l'UE e favorire gli investimenti.

Ulteriore elemento di criticità è rappresentato dalla **durata massima delle concessioni**, fissata in Italia tra 20 e 40 anni, nettamente inferiore rispetto a molti Paesi europei dove i termini sono più lunghi o addirittura assenti (come in Norvegia, Svezia e Finlandia).

- 5. La legislazione italiana ad oggi prevede tre opzioni per l'affidamento delle concessioni idroelettriche mediante procedura competitiva: gara ad evidenza pubblica, società mista pubblico-privata e Partenariato Pubblico-Privato (PPP c.d. Project Finance). Il presente Studio esamina inoltre una “quarta via” consistente nella riassegnazione delle concessioni agli attuali concessionari tramite rinnovo/rimodulazione delle condizioni di esercizio a fronte di un piano industriale, e una complessiva armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni, aumentati in un range tra le 3 e 6 volte negli ultimi 15 anni. Nonostante il meccanismo di procedura competitiva sia uno strumento adeguato per garantire la competitività in determinati settori di interesse pubblico, l'analisi comparativa sulle opzioni di riassegnazione delle concessioni idroelettriche evidenzia come in tale settore - caratterizzato da elevati requisiti tecnici, forti esternalità ambientali e rilevanti investimenti di valenza ambientale e sociale - questo non sia lo strumento più efficace, e che la «quarta via» permetterebbe di bilanciare i benefici economici, sociali e ambientali per il territorio e per il sistema-Paese. Ove questa non venisse implementata, tra le opzioni esistenti secondo l'attuale normativa, il PPP (Project Finance) presenta aspetti interessanti in quanto a tempistica del processo e qualità della proposta.**

Per comprendere a fondo l'impatto dei meccanismi di procedura competitiva sul settore idroelettrico è necessario considerare attentamente alcune **caratteristiche peculiari** del settore e come queste interagiscono con tali meccanismi.

Il **know-how territoriale**, lungi dall'essere un semplice vantaggio tecnico, assume la forma di un patrimonio relazionale con forti esternalità positive. La conoscenza del sistema di derivazioni, delle concessioni irrigue interferenti, delle esigenze della fauna ittica, delle pratiche di laminazione delle piene, costruisce un mosaico di competenze difficilmente eguagliabile dall'entrante.

Inoltre, un possibile effetto negativo è la **discontinuità nella gestione** idraulica, in quanto gli operatori uscenti possiedono *know-how*, processi, procedure ed esperienza difficilmente replicabili nel breve periodo. La potenziale **frammentazione di aggiudicatari** risulterebbe in una **perdita di sinergia** e molteplici interlocutori per gli enti locali.

In Europa **manca omogeneità**: le decisioni giudiziali in Austria e Germania (con operatori italiani a cui è stato impedito l'accesso ai relativi mercati idroelettrici) testimoniano **l'assenza di apertura dei mercati** in UE in materia di riassegnazione delle concessioni idroelettriche. Lo stesso dicasi per il rinnovo delle concessioni di Energias de Portugal (EdP) in Portogallo in media di 25 anni e per le proroghe delle concessioni idroelettriche della Compagnie Nationale du Rhône in Francia, fino al 2041.

In Italia, le poche gare ad oggi avviate sono oggetto di **ricorsi e contenziosi** con conseguenti incertezze in merito alle tempistiche di relativa definizione. Basti pensare alla problematica legata alle incertezze applicative ed interpretative afferenti al sistema di indennizzi al concessionario uscente e alla relativa coerenza con diversi principi di rilevanza Costituzionale.

È, inoltre, importante ricordare che l'attuale struttura delle gare prevede, con riferimento ai **criteri di aggiudicazione**, un peso rilevante dell'offerta economica (relativa ai **canoni** annuali riconosciuti all'ente concedente), un minor peso degli **investimenti**, non generando alcun beneficio diretto o indiretto sul **prezzo al cliente finale** dell'energia producibile. Il settore sconta la presenza di **investimenti di valenza ambientale e sociale** che richiedono investimenti elevati da parte degli operatori ma che rischiano di essere scarsamente valorizzabili attraverso i meccanismi di procedura competitiva.

L'eccezionale concentrazione temporale della scadenza delle concessioni idroelettriche richiede, dunque, un'attenta gestione del processo di affidamento delle concessioni per non compromettere il dispiegamento degli investimenti, alla luce dell'**elevato numero di processi che la P.A. sarà chiamata a gestire in parallelo**.

PUNTI DI ATTENZIONE	CRITICITÀ ASSOCIATE ALLA PROCEDURA COMPETITIVA
Rischio di perdita di know-how fortemente legato alla dimensione territoriale	Patrimonio relazionale e competenze consolidate che generano forti esternalità positive in relazione alle concessioni irrigue interferenti, alla laminazione delle piene e alle esigenze della fauna ittica e del turismo sostenibile
Rischio di discontinuità nella gestione idraulica (es. rilasci a valle)	Gli operatori uscenti hanno un know-how consolidato e una maggiore esperienza nella gestione del ciclo idrico. La potenziale frammentazione di aggiudicatari risulterebbe in una perdita di sinergia e molteplici interlocutori per gli enti locali
Assenza di level playing field europeo	In Europa si registra una mancanza di omogeneità. Le decisioni giudiziali in Austria e Germania, con operatori italiani a cui è stato impedito l'accesso ai relativi mercati idroelettrici, testimoniano l'assenza di apertura dei mercati in UE in materia di assegnazione delle concessioni. Lo stesso dicasi per il rinnovo delle concessioni di EdP in Portogallo di 25 anni e per le proroghe delle concessioni idroelettriche della Compagnie Nationale du Rhône in Francia, fino al 2041
Alto rischio di ricorsi e incertezza normativa, con ritardo degli investimenti	In Italia, le poche procedure competitive ad oggi avviate sono oggetto di ricorsi e contenziosi con conseguenti incertezze in merito alle tempistiche di relativa definizione
Ottimizzazione degli obiettivi generali tra welfare per gli enti locali (es. incremento canoni) vs. welfare per il sistema e cittadini (es. investimenti per produzione, sicurezza e ambiente)	Nelle uniche gare indette ad oggi, il 50% dell'offerta economica si basa sui canoni (a favore di Regioni e enti locali), mentre è limitato il peso degli interventi di efficientamento degli impianti (5-7%) e della dimensione ambientale (6-15%), non generando alcun beneficio diretto o indiretto sul prezzo al cliente finale
Scarsa valorizzazione degli investimenti di valenza ambientale e sociale	La gestione degli invasi, le attività di manutenzione e di tutela ambientale richiedono investimenti elevati da parte degli operatori
Elevato numero di processi da gestire in parallelo da parte della P.A.	In Italia si contano oltre 4.800 impianti idroelettrici e il 68% degli impianti di grande derivazione andrà in scadenza nel 2029. La P.A. sarebbe chiamata quindi a gestire un elevato numero di processi in parallelo

Figura VI. Le criticità legate ai meccanismi di procedura competitiva relative alle caratteristiche peculiari del settore idroelettrico. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonte varie, 2025.

In questo senso, il **meccanismo di procedura competitiva**, pur potendo rappresentare in determinati casi lo strumento più **tradizionale** per garantire la **concorrenza** nell'**allocazione delle risorse**, presenta i **limiti strutturali precedentemente illustrati se applicato al contesto delle concessioni idroelettriche**.

Tali limiti strutturali non sono superati dal modello della **società a capitale misto pubblico-privato** che, sebbene possa offrire in linea teorica margini maggiori di **cooperazione tra pubblico e privato**, richiede un'elevata **capacità amministrativa** nella **strutturazione contrattuale**, nella **gestione delle partecipazioni**.

In questo quadro, la cosiddetta "**quarta via**" – a fronte di un **piano industriale** approvato dalla **Pubblica Amministrazione** e di una complessiva armonizzazione ed equilibrio

dell'attuale assetto dei canoni – emerge come l'opzione più idonea a garantire un **equilibrio** tra **obiettivi industriali, ambientali** e di **interesse pubblico**. Essa consente di preservare la **continuità operativa**, orientare gli **investimenti verso la sostenibilità** e ridurre significativamente i **costi** e le **rigidità** delle procedure competitive, permettendo alle Regioni di concentrarsi sui sistemi di **controllo** e **accountability** attraverso un sistema di **monitoraggio ex ante ed ex post**.

In un contesto in cui le **precipitazioni dell'ultimo decennio risultano in calo** rispetto alla media di lungo periodo (1951-2023) e, ancor più rilevante, si osserva una **crescente variabilità dei regimi pluviometrici mensili** rispetto ai valori storici, la complessiva armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni è un elemento essenziale per garantire un **equilibrio economico-finanziario che supporti il dispiegamento da subito degli investimenti strategici e necessari** per lo sviluppo del settore idroelettrico.

Oltre ad una struttura non efficiente, dato che la componente fissa dei canoni non dipende dall'idraulicità, dall'efficienza dell'impianto o dalle dinamiche del mercato elettrico, negli ultimi anni, i canoni demaniali hanno registrato una **crescita** molto più rapida rispetto all'**inflazione** e al **prezzo dell'energia elettrica**. Dal 2008 al 2023 l'importo dei canoni è aumentato nella quasi totalità delle regioni in un range tra le tre e le sette volte, un incremento che ha superato di gran lunga l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN), cresciuto nello stesso periodo solo di 1,4 volte, e quello dell'inflazione, che ha segnato un aumento di 1,3 volte.

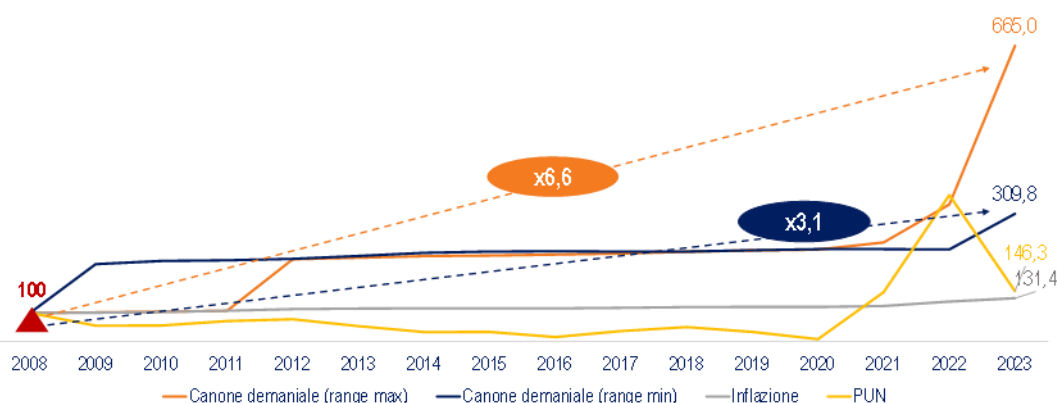


Figura VII. Evoluzione dei canoni demaniali per uso idroelettrico per grandi derivazioni rispetto all'inflazione e al prezzo dell'energia elettrica (PUN) (anno indice 2008 = 100), 2008-2023. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Elettricità Futura e fonti varie, 2025*

Nel caso della “quarta via”, occorre considerare che, nonostante la legge non la preveda «espressamente», si ritiene che **questa sia una soluzione coerente con la normativa attuale**, in quanto né a livello comunitario né a livello nazionale sono presenti disposizioni che impediscano al legislatore italiano di **modificare il regime delle concessioni** prevedendo anche eventuali forme di **rinnovo o rimodulazione delle concessioni idroelettriche**. Ove non venisse implementata la “quarta via”, tra le opzioni esistenti secondo l'attuale normativa, il **Partenariato Pubblico Privato (c.d. Project Finance)** presenta aspetti interessanti in quanto a **tempistica del processo** e **qualità della proposta**. Infatti, in tale procedura, l'*iter* di selezione su cui viene impostato il

processo competitivo parte da un **progetto industriale sviluppato da un proponente privato**. In tal modo la Pubblica Amministrazione viene sgravata dal complesso lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica necessaria per la indizione delle procedure competitive ad iniziativa pubblica. Ciò consentirebbe alla P.A. di essere agevolata nella selezione delle proposte, con **possibile accelerazione dei tempi**. Inoltre, l'iniziativa privata incentiverebbe il proponente a fare **proposte industriali efficienti e coerenti** rispetto alle necessità di sviluppo degli asset con la definizione di un progetto equilibrato e sostenibile.

6. La riassegnazione delle concessioni idroelettriche di grande derivazione insieme ad una complessiva armonizzazione ed equilibrio dei canoni per almeno ulteriori 20 anni stabilizzerebbe lo scenario e permetterebbe di sbloccare da subito investimenti aggiuntivi in Italia fino a 16 miliardi di Euro rispetto allo scenario attuale.

Per quantificare l'opportunità persa a causa del contesto normativo attuale, TEHA ha realizzato un'analisi relativa agli **investimenti aggiuntivi potenzialmente attivabili attraverso una riassegnazione (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) delle concessioni** degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni **a 20 anni**, tale da incentivare gli investimenti degli operatori in Italia. In particolare, è stato analizzato un **duplice scenario**:

- di **continuità con l'assetto normativo attuale** e, quindi, di realizzazione delle gare a scadenza delle concessioni;
- di ipotesi di **riassegnazione** (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) **delle concessioni** per almeno 20 anni¹.

In particolare, l'analisi si è caratterizzata per **5 fasi**:

1. predisposizione del modello quantitativo, che si basa sul **Discounted Cash Flow**;
2. analisi di **casi studio** (impianto ad acqua fluente, impianto a bacino, impianto a serbatoio) rilevanti per l'ottenimento di dati e riferimenti utili all'impostazione del modello;
3. simulazioni e **valutazioni economiche** sugli impianti idroelettrici analizzati;
4. stima degli investimenti attivabili dal 2025 al 2049 nell'**attuale quadro normativo**;
5. simulazioni degli investimenti possibili nello scenario di **rideterminazione della durata delle concessioni** (riassegnazione di almeno 20 anni).

La riassegnazione delle concessioni almeno per 20 anni permetterebbe di abilitare **16 miliardi di Euro** di potenziali investimenti, derivanti dalla differenza tra la somma dei flussi di cassa attualizzati al 2049 nello scenario con meccanismo di gara (pari

¹ Lo Studio considera un arco temporale delle concessioni idroelettriche di 20 anni, al fine di garantire una finestra temporale adeguata per la pianificazione degli investimenti.

a **24,8 miliardi di Euro**) e la somma degli stessi flussi di cassa nello scenario con il rinnovo delle concessioni (pari a **40,8 miliardi di Euro**)².



Figura VIII. Gli investimenti attivabili nei due scenari presi in considerazione per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche di 20 anni. *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.*

Oltre al potenziale ritardo degli investimenti, vi sono ulteriori punti di attenzione che la generale riassegnazione delle concessioni a seguito di procedure competitive potrebbe causare al sistema energetico:

- innescare una **concorrenza sui canoni** in grado di coprire i costi medi, ma non quelli connessi ai costi evitati dei benefici esterni, di fatto limitando la valorizzazione degli **investimenti di valenza ambientale e sociale**;
- **non valorizzare le externalità positive sul territorio e sulle comunità circostanti** create dallo stretto rapporto (duraturo e biunivoco) tra queste e le società di gestione;
- **non valorizzare la conoscenza consolidata legata alla gestione dell'impianto e delle interrelazioni e problematiche radicate nell'ambiente circostante**, aumentando il rischio del verificarsi di **externalità negative**.

² Occorre sottolineare che i due scenari qui rappresentati possono inoltre divergere anche per quanto riguarda la presenza di canoni diversi.

7. La garanzia della continuità degli investimenti degli operatori permetterebbe di incrementare la producibilità dell'idroelettrico, con un beneficio anche in termini di maggiore efficienza degli accumuli, di ridurre le emissioni di CO₂ (fino a 4,5 milioni ton CO₂-eq., pari al 65% delle emissioni del Trentino-Alto Adige), accelerare la transizione energetica (+2 p.p. FER nel mix elettrico) e garantire nei 6 anni di anticipo dello sviluppo degli investimenti aggiuntivi un risparmio per la collettività (fino a 1,1 miliardi di Euro), 18,5 miliardi di Euro di PIL aggiuntivi e la creazione fino a 20.800 posti di lavoro, salvaguardando inoltre i posti di lavoro attualmente impiegati nel settore.

Come già presentato in precedenza, secondo le stime di TEHA, la garanzia di continuità degli investimenti legata alla riassegnazione (tramite rinnovo/rimodulazione delle condizioni di esercizio) delle concessioni consentirebbe di investire in efficientamento e aumento della produzione di energia da idroelettrico. L'aumento della produzione idroelettrica potrebbe **mitigare** la flessione di altre fonti rinnovabili, accrescere **l'indipendenza energetica nazionale** e ridurre le **emissioni inquinanti**. Occorre sottolineare tuttavia che gli investimenti in idroelettrico permettono di avere un beneficio non solo in **termini energetici**, con un aumento della producibilità (e quindi di produzione elettrica), ma anche in termini di **maggiore efficienza a livello di accumuli**.

Oltre ai benefici a livello energetico, TEHA ha elaborato un modello quantitativo per valutare i benefici in termini ambientali e sociali, assumendo che la nuova generazione idroelettrica, derivante dall'allungamento della scadenza di concessione e dagli investimenti in ammodernamento, **sostituisca una pari generazione prodotta da altre tecnologie**. I risultati indicano una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da **1,5 milioni di CO₂-eq.** (nello scenario in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca una stessa quantità di produzione di energia in base all'attuale mix energetico nazionale) fino a **4,5 milioni di CO₂-eq.** (in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca interamente la stessa quantità di produzione di energia da carbone).

La riduzione di tali emissioni permetterebbe anche di prevenire **danni economici, sociali e per la collettività**. In particolare, la mancata riduzione delle emissioni di CO₂ comporterebbe un costo opportunità per la collettività tra **283 milioni di Euro** (scenario di sostituzione al *mix* energetico) e **874 milioni di Euro** (scenario di sostituzione interamente del carbone). Sommando a quest'ultimo il costo dell'ETS per tonnellata di CO₂, pari a **64 Euro**, si arriva fino a **1,1 miliardi di Euro** nello scenario di sostituzione interamente del carbone.

L'incremento ipotizzato di produzione da fonte idroelettrica accrescerebbe, *in primis*, l'importanza del settore idroelettrico rispetto alle altre FER, passando da una quota pari al 40,5% ad una del **42,7%** sul totale della produzione delle rinnovabili (**+2,2 punti percentuali**). Inoltre, la produzione lorda complessiva derivante dalle FER sul totale della

produzione nazionale passerebbe, secondo le stime elaborate da TEHA, dal 49,2% del 2024 a un valore pari al 51,2% (+2 punti percentuali).

Inoltre, TEHA ha stimato il contributo economico totale generabile a fronte degli investimenti attivabili. In particolare, i risultati della metodologia di analisi indicano che a fronte di **100 Euro di investimento diretto**, si genererebbero **176 Euro di impatto indiretto** e **20 Euro di impatto indotto** nel resto dell'economia in termini di produzione ed extra-domanda. A livello di benefici sistemici, i **16 miliardi di Euro di investimenti attivabili** grazie al rinnovo delle concessioni potrebbero generare circa **47 miliardi di Euro di fatturato distribuito sul territorio italiano**.

Infine, è stato ritenuto utile valorizzare gli effetti degli investimenti anche in termini di **Valore Aggiunto**: per **ogni 100 Euro di investimento diretto**, si genererebbero **116 Euro di Valore Aggiunto, diretto, indiretto e indotto**, nell'intera economia. Riportando tali valori alle dimensioni in esame, i 16 miliardi di Euro di investimenti genererebbero circa **18,5 miliardi di Euro di Valore Aggiunto** nell'economia del Paese, sostenendo oltre **125.000 FTE³** (*Full-Time Equivalent*, circa 20,8 mila posti di lavoro) e circa **7 miliardi di Euro di gettito IVA** per le casse dello Stato, nell'arco temporale dei 6 anni di anticipo dello sviluppo degli investimenti con la "quarta via" rispetto agli scenari previsti dall'attuale normativa.

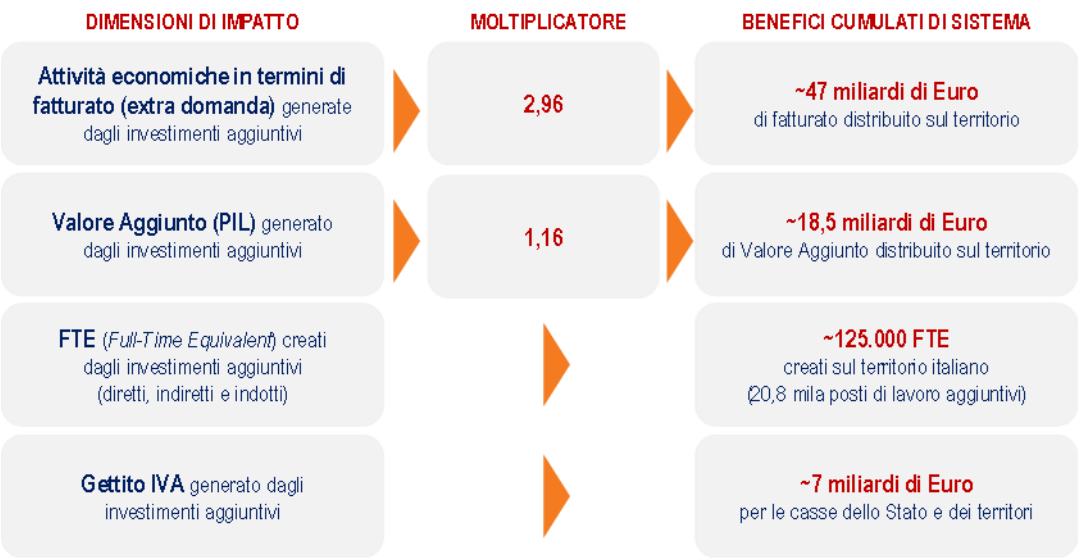


Figura IX. Dimensioni di impatto, relativi moltiplicatori e benefici di sistema derivanti dagli investimenti legati al rinnovo delle concessioni idroelettriche per 20 anni (valore assoluto ed Euro), 2025. *Fonte: elaborazione TEHA Group su tabelle input-output di Istat, 2025.* N.B.: Valore cumulato nei 6 anni di anticipo dello sviluppo degli investimenti "quarta via" vs "gara ad evidenza pubblica".

CONSIDERAZIONI FINALI

Il Rapporto evidenzia come la strategicità dell'idroelettrico per la transizione energetica e la sicurezza nazionale renda **urgente trovare una soluzione efficace per la gestione**

³ Valore cumulato nei 6 anni di anticipo dello sviluppo degli investimenti "Quarta via" vs "Gara ad evidenza pubblica".

delle concessioni idroelettriche al fine di mobilitare da subito gli investimenti nel settore.

La tempestiva realizzazione di tali investimenti potrebbe liberare un potenziale incremento di produzione fino al **10% oltre la produzione storica**.

Considerato il **ruolo chiave delle Regioni e delle Province Autonome** nella gestione del processo di affidamento delle concessioni, il loro coinvolgimento attivo è cruciale per sostenere lo sviluppo del settore idroelettrico in Italia. Appare necessario, inoltre, introdurre interventi adeguati ad **accelerare l'iter autorizzativo** (valutando la creazione di strutture dedicate), e misure che garantiscano la sostenibilità economica e finanziaria, attraverso l'**armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni**.

In questo contesto, l'adozione della "quarta via" permetterebbe di **sbloccare da subito fino a 16 miliardi di Euro aggiuntivi di investimenti**, e creare oltre **125.000 FTE incrementali** (20,8 mila posti di lavoro) nei 6 anni di anticipo di sviluppo degli investimenti rispetto agli scenari previsti dall'attuale normativa.

La "quarta via" prevede la riassegnazione tramite rinnovo/rimodulazione delle condizioni di esercizio delle concessioni idroelettriche per almeno 20 anni a fronte di un **piano di investimenti straordinari di tipo industriale e con valenza ambientale e sociale** (ricadute su PIL pari a 18,5 miliardi di Euro) e della **complessiva armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni**.

Si ritiene, dunque, che la "quarta via" possa rappresentare la **soluzione più efficace quanto a tempistica di realizzazione degli investimenti, valorizzazione del ruolo delle Regioni e salvaguardia dell'ambiente e della sicurezza energetica nazionale**.

Come sottolineato nello Studio, ove non venisse implementata la "quarta via", tra le opzioni esistenti ai sensi della legislazione attuale, il modello del **Partenariato Pubblico Privato (PPP)** si presenta come una valida alternativa, in grado di coniugare tempi certi e qualità progettuale (strada già intrapresa dalla regione Piemonte).

Il PPP prevede infatti l'avvio di un processo competitivo basato su un progetto industriale proposto da un soggetto privato. In tal modo la Pubblica Amministrazione verrebbe **sgravata dal lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica** necessaria per l'indizione delle procedure competitive ad iniziativa pubblica. Questo consentirebbe alla P.A. di essere agevolata nella selezione delle proposte, con **possibile accelerazione dei tempi**. Inoltre, l'iniziativa privata incentiverebbe il proponente a fare **proposte industriali efficienti e coerenti** rispetto alle necessità di sviluppo degli asset con la definizione di un progetto equilibrato e sostenibile.

In conclusione, l'attivazione della "quarta via" o, in alternativa, del modello PPP, offre un'**opportunità concreta per rilanciare il settore idroelettrico, valorizzando il ruolo delle Regioni e Province Autonome e promuovendo investimenti sostenibili e strategici per la sicurezza energetica nazionale**.

CAPITOLO 1

IL RUOLO CENTRALE DELL'IDROELETTRICO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LO STATO DELL'ARTE IN ITALIA

1. L'obiettivo del primo Capitolo è di fornire un inquadramento circa il ruolo dell'idroelettrico nel più ampio contesto della transizione energetica. In particolare, verrà approfondito il ruolo dell'idroelettrico nel mix energetico nazionale, evidenziando la rilevanza per l'Italia alla luce del perseguimento degli obiettivi europei e del PNIEC. Inoltre, verranno illustrati i benefici dell'idroelettrico in termini di stabilità e flessibilità al sistema energetico, oltre che la sua centralità come *asset* per la competitività industriale e tecnologica del Paese.

1.1 LO SCENARIO CLIMATICO GLOBALE E IL RITARDO EUROPEO NEL RAGGIUNGIMENTO DEI TARGET AL 2030

2. I prossimi dieci anni rappresentano una finestra temporale decisiva per determinare se l'umanità sarà in grado di contenere il riscaldamento globale. L'**Accordo di Parigi**, approvato nel 2015 da quasi tutti i Paesi del mondo, ha fissato un duplice obiettivo: mantenere l'aumento medio delle temperature globali ben al di sotto dei +2 °C rispetto ai livelli preindustriali, puntando a non superare +1,5 °C, indicato dalla comunità scientifica come il vero limite di sicurezza climatica. Superare questa soglia significherebbe entrare in una zona di rischio climatico che potrebbe innescare processi irreversibili.
3. Eppure, questa soglia critica è già oggi pericolosamente vicina. Nel 2024 la **temperatura media globale ha raggiunto +1,29 °C rispetto all'era preindustriale**, un valore che testimonia l'accelerazione del riscaldamento rispetto alle medie storiche. Le proiezioni dei principali centri di ricerca internazionali indicano che, senza interventi drastici e coordinati a livello globale, il riscaldamento potrebbe superare la soglia di +1,5 °C già entro il 2028 e continuare a crescere fino a +2 °C entro il 2035. Un superamento di queste soglie comporterebbe conseguenze irreversibili: l'intensificazione di ondate di calore estreme, alluvioni, siccità, desertificazione e perdita di biodiversità, con impatti diretti non solo sugli ecosistemi ma anche su infrastrutture critiche, sistemi agricoli, risorse idriche, salute pubblica e stabilità sociale, generando nuove pressioni economiche e geopolitiche.

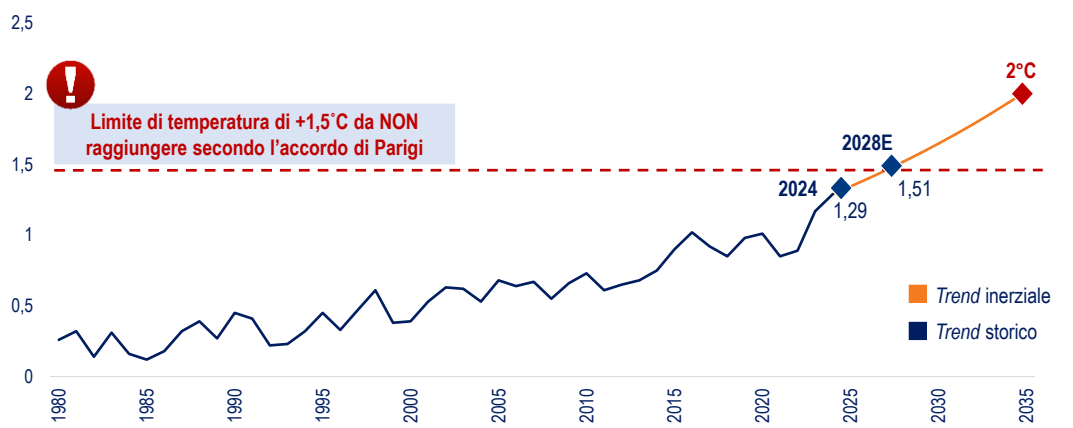


Figura 1. Variazione della temperatura globale rispetto al livello pre-industriale (valori °C), 1980-2035^E. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati NASA, 2025. N.B. Il trend inerziale è stato calcolato usando il CAGR del periodo 2010-2024.

4. A complicare ulteriormente il quadro vi è il paradosso climatico degli ultimi quarant'anni. Dal 1980 al 2023, nonostante l'intensità di carbonio – ossia la quantità di CO₂ emessa per unità di PIL – si sia ridotta del 51%, passando da 0,47 a 0,23 kg per dollaro di PIL (ovvero oggi si produce ricchezza inquinando meno per unità PIL), la forte espansione dell'economia globale e l'aumento della domanda energetica hanno più che compensato questo miglioramento, **portando le emissioni complessive di CO₂ a raddoppiare**, passando da 17,4 miliardi di tonnellate nel 1980 a **37,8 miliardi nel 2023**.

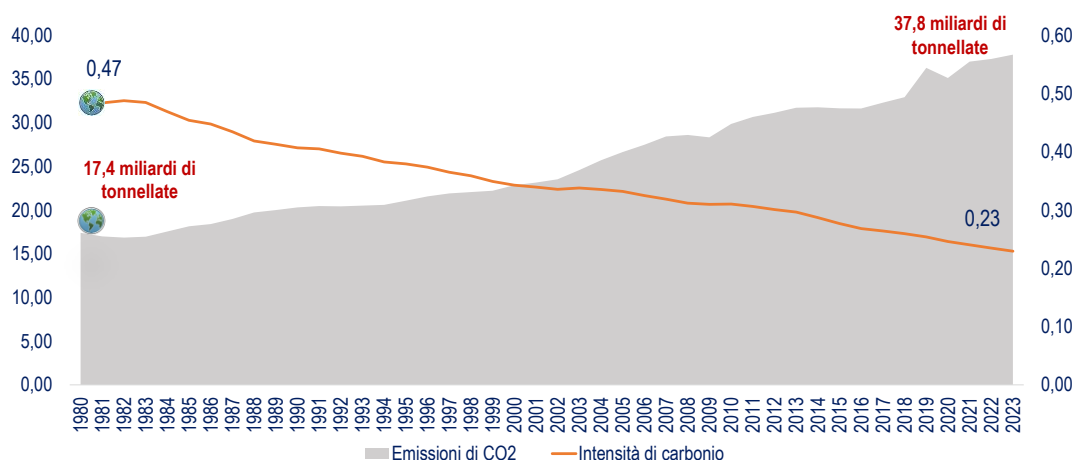


Figura 2. Emissioni di CO₂ (asse sinistro, miliardi di tonnellate) e intensità di carbonio (asse destro, Kg CO₂ per PIL in Dollari USA) nel mondo, 1980-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Our World in Data, 2025.

Nonostante i progressi tecnologici e il calo dell'intensità di carbonio, l'aumento assoluto delle emissioni ha continuato a spingere l'accumulo di gas serra in atmosfera, alterando in modo sempre più evidente il bilancio energetico del pianeta. Questo accumulo ha generato una risposta climatica misurabile e progressiva, visibile nell'evoluzione delle temperature medie globali rispetto ai livelli preindustriali.

5. La portata del fenomeno emerge chiaramente dall'evoluzione delle anomalie termiche globali negli ultimi due secoli. A metà Ottocento, le temperature medie restavano stabilmente sotto i livelli di riferimento preindustriali, ma nel corso del tempo le

deviazioni sono diventate sempre più marcate. Negli ultimi vent'anni la progressione è stata particolarmente evidente: le tonalità fredde del passato hanno lasciato spazio quasi esclusivamente al rosso intenso, segnalando un'**accelerazione del riscaldamento globale** che rompe in modo netto con gli equilibri climatici storici.

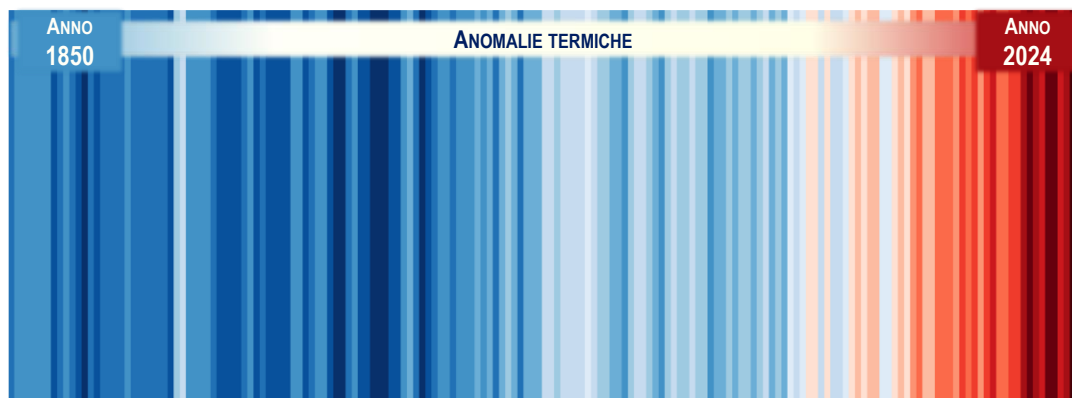


Figura 3. Anomalie termiche globali rispetto al livello preindustriale (°C), 1850-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati NASA e fonti varie, 2025. N.B.: Le bande colorate rappresentano la temperatura media globale. Il colore delle strisce varia dal blu (temperature sotto la media 1850-2024) al rosso (temperature sopra la media), con sfumature che indicano l'intensità dell'anomalia termica.

6. Per accelerare il percorso di decarbonizzazione, l'UE ha definito un impianto normativo e strategico senza precedenti, che comprende pacchetti legislativi e piani d'azione integrati volti a ridurre le emissioni, incrementare la diffusione delle energie rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e favorire una trasformazione industriale sostenibile. Questo insieme organico di misure, che trova la sua cornice più ampia nel **Green Deal europeo**, rappresenta la *roadmap* per conseguire la neutralità climatica entro il 2050. Tale quadro include strumenti normativi e piani d'azione finalizzati a ridurre le emissioni, incrementare l'impiego di energie rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e favorire una trasformazione industriale sostenibile. All'interno di questa strategia, un ruolo centrale è svolto dal **pacchetto legislativo "Fit for 55"**, che stabilisce la *roadmap* per ridurre del **55% le emissioni nette di gas serra entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990, in linea con la traiettoria di lungo periodo verso la neutralità climatica. Le principali iniziative del *Fit for 55* comprendono:
- la creazione del **Fondo Sociale per il Clima**, destinato a sostenere cittadini e imprese nella transizione energetica;
 - la riforma del sistema **ETS (Emission Trading System)**, per rafforzare il mercato europeo delle quote di emissione;
 - l'introduzione del **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**, volto a contrastare il rischio di rilocalizzazione delle emissioni e garantire condizioni di concorrenza eque;
 - le nuove **direttive sulle energie rinnovabili**, per accelerarne la diffusione nei diversi settori;

- le nuove **direttive sull'efficienza energetica**, finalizzate alla riduzione dei consumi nei comparti chiave;
- la promozione dei **carburanti sostenibili (ReFuelEU)**, con particolare attenzione al settore dei trasporti e all'industria pesante.

Questo pacchetto legislativo si integra con altri strumenti strategici del piano, ampliando l'azione climatica a dimensioni complementari, come la sicurezza energetica e la competitività industriale. Parallelamente, il piano **REPowerEU** ha definito una *roadmap* per ridurre la dipendenza energetica dalla Russia e rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, mentre il **Green Deal Industrial Plan** ha introdotto atti fondamentali come il *Critical Raw Materials Act* e il *Net Zero Industry Act*, volti a sostenere la competitività industriale europea nella transizione verde.

- Nonostante l'ambizioso impianto normativo definito dall'Unione europea, i dati aggiornati al 2024 delineano un quadro tutt'altro che rassicurante. L'Europa registra infatti un ritardo significativo rispetto alla traiettoria necessaria per centrare i *target* di decarbonizzazione. Su un totale di **154 obiettivi monitorati**, solo il **20%** risulta **pienamente in linea** con le tempistiche previste, mentre il **42%** richiede un'accelerazione per evitare ulteriori slittamenti. Ancora più critico è il dato relativo al **10%** degli obiettivi, che **non mostra alcun progresso** o evidenzia segnali di regressione.

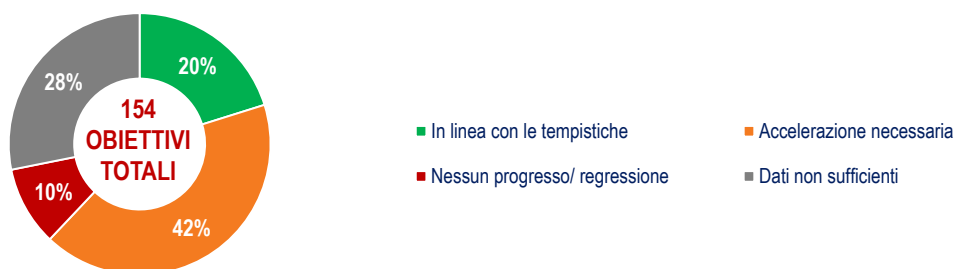


Figura 4. Stato di avanzamento degli obiettivi del Green Deal (valori in %), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2025.

In sintesi, **solo un obiettivo su cinque procede secondo la tabella di marcia**, mentre la grande maggioranza necessita di interventi più incisivi e di un coordinamento più efficace per colmare il divario accumulato.

- Il **ritardo è particolarmente marcato in alcune aree tematiche chiave**. Gli obiettivi legati alla riduzione delle emissioni di gas serra e alla promozione di un'energia pulita, conveniente e sicura risultano i più critici: oltre la metà di questi richiede una forte accelerazione e circa il 10% è fermo o in regressione, segno che il cuore della transizione climatica europea è ancora fragile. Anche nei settori della mobilità sostenibile e dell'economia circolare le percentuali di obiettivi in linea con le scadenze restano modeste (rispettivamente il 17% e il 31%), evidenziando l'urgenza di riforme strutturali. Più incoraggianti, seppur parzialmente, sono i progressi in ambiti come l'azzeramento dell'inquinamento di aria, acqua e suolo, dove il 36% degli obiettivi è centrato, ma resta

comunque un significativo 29% che necessita di accelerazione e un 35% per cui i dati sono ancora insufficienti.

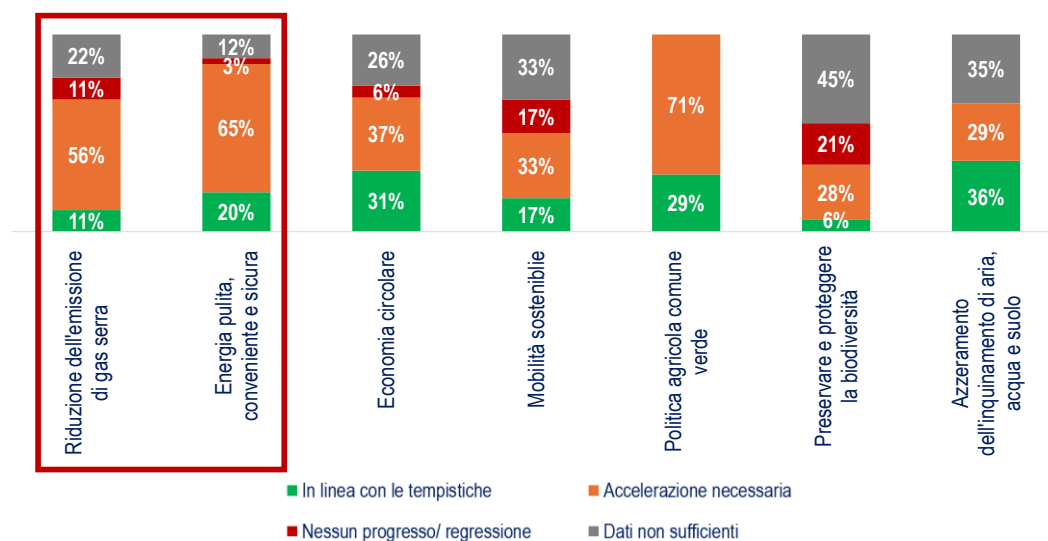


Figura 5. Stato di avanzamento degli obiettivi del Green Deal per area tematica (valori in %), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.

Questa fotografia evidenzia come l'Europa, pur mantenendo una posizione di *leadership* globale nella definizione di politiche climatiche avanzate, **non sta procedendo alla velocità necessaria per rispettare le proprie ambizioni**. Le aree strategiche, che dovrebbero generare il maggiore impatto sulla decarbonizzazione, sono proprio quelle che registrano i ritardi più significativi. Questo scollamento tra ambizione politica e capacità di attuazione rischia di compromettere l'intero percorso verso la neutralità climatica, rendendo più complesso e oneroso il recupero futuro.

9. L'analisi dei *target* climatici europei al 2030 rende ancora più evidente la criticità del quadro attuale. Gli obiettivi chiave del pacchetto *Fit for 55* – che prevedono una riduzione del 55% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990, l'incremento al 42,5% della quota di energie rinnovabili nel mix energetico e una diminuzione del 24% nei consumi finali di energia rispetto ai livelli del 2007 – risultano oggi fuori traiettoria. Se non verrà registrata un'accelerazione significativa, questi traguardi verranno raggiunti con un **ritardo medio compreso tra i 5 e i 7 anni**: il *target* di riduzione delle emissioni slitterebbe al 2036, quello relativo alle rinnovabili al 2037, mentre l'obiettivo sull'efficienza energetica verrebbe centrato solo nel 2035.
10. Il ritardo europeo si riflette in modo ancora più evidente nella situazione italiana. Secondo i dati più recenti, la quota di fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel nostro Paese si attesta al 19,6% nel 2023, ben lontana dal *trend* stimato dal **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** seguendo la Direttiva RED (Renewable Energy Directive) III del 39,4% fissato per il 2030.

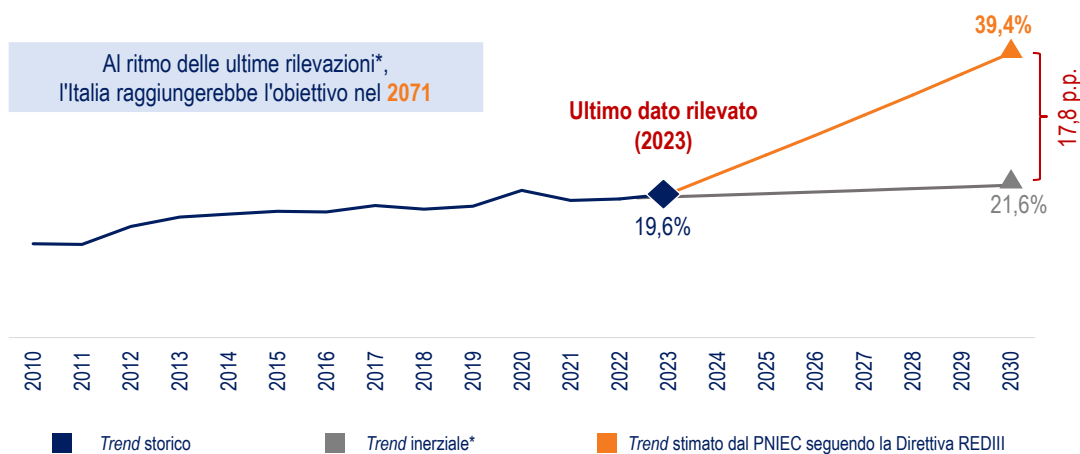


Figura 6. Quota delle rinnovabili (FER) sul consumo finale di energia (valori %), 2010-2030. (*) Il trend inerziale è stato calcolato applicando il CAGR del periodo 2018-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MASE e Eurostat, 2025.

11. Il PNIEC delinea un percorso più ambizioso, attribuendo alla generazione elettrica da fonti rinnovabili un ruolo prioritario nel raggiungimento degli obiettivi climatici. Le proiezioni al 2030 mostrano infatti una crescita marcata della quota di energia rinnovabile nei settori termico (+14,4 punti percentuali) e soprattutto nei trasporti (+25,8 p.p.), oltre a un aumento significativo nella produzione elettrica (+24,4 p.p.). Se tali andamenti previsti dal PNIEC saranno effettivamente rispettati, il **contributo complessivo delle rinnovabili potrà salire fino al 63,4% per il settore elettrico, al 39,4% per il termico e al 35,9% per i trasporti**, consentendo all'Italia di avvicinarsi più rapidamente agli obiettivi europei.

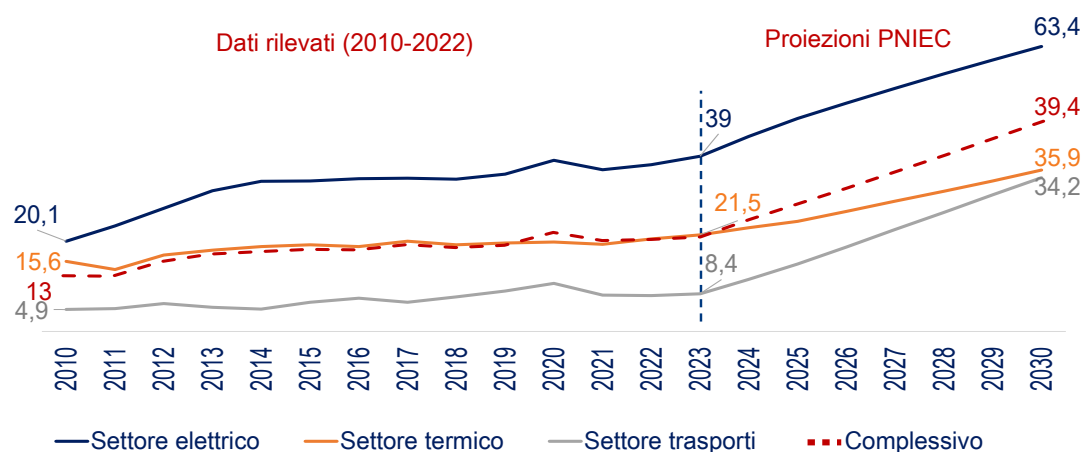


Figura 7. Consumo finale lordo di energia da fonte rinnovabile nei settori elettrico, termico e dei trasporti in Italia (valori %), 2010-2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MASE, 2025.

1.2 IL RUOLO STRATEGICO DELL'IDROELETTRICO NEL MIX ENERGETICO ITALIANO ED EUROPEO

12. L'Italia si colloca oggi come il **terzo Paese in Europa** per potenza idroelettrica installata, dietro soltanto a Norvegia e Francia, e può contare su una rete di circa 550 impianti di grande derivazione in esercizio. Questo primato si traduce in una capacità complessiva installata di **22,9 GW**, che contribuisce in maniera significativa alla produzione di energia

rinnovabile nazionale. L'idroelettrico, infatti, costituisce la **prima fonte rinnovabile per generazione elettrica**, coprendo il **41,3%** del mix FER. Anche nei prossimi anni, nonostante la rapida crescita di tecnologie come il solare e l'eolico, l'idroelettrico manterrà un ruolo chiave per la sicurezza energetica e la transizione ecologica italiana, grazie alla sua capacità di garantire una produzione stabile e programmabile.

13. Nel contesto europeo, il dato italiano è particolarmente rilevante: tra i primi dieci Paesi per potenza idroelettrica installata, l'Italia si posiziona al terzo posto con 22,9 GW, subito dopo la Norvegia con oltre 34,3 GW (pari all'85% della propria capacità netta), e la Francia, che conta 26,3 GW (18%). Rispetto alla capacità netta totale nazionale, l'idroelettrico italiano copre circa il 18%, un valore leggermente più elevato di quello della Spagna (20,1 GW, 16%) e leggermente inferiore rispetto a Paesi alpini come l'Austria, dove la quota supera il 47%.

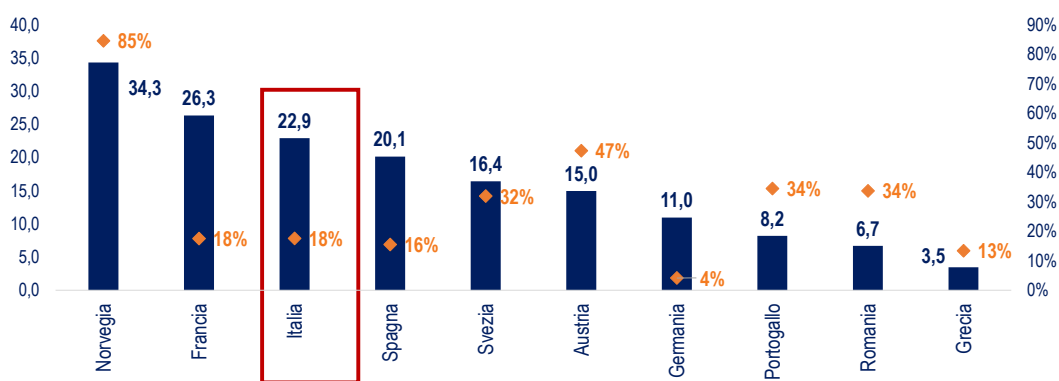


Figura 8. Primi 10 Paesi UE (e Norvegia) per potenza netta dell'idroelettrico – asse di sinistra – e quota sulla potenza netta totale – asse di destra (GW e %), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025.

14. La **distribuzione territoriale** della capacità idroelettrica evidenzia una forte concentrazione nel Nord Italia, che ospita il 73,3% della potenza installata complessiva. In particolare, tre regioni – Lombardia, Piemonte e Trentino-Alto Adige – da sole rappresentano il 58,5% del totale nazionale. Il Centro Italia conta appena il 6,7% della potenza complessiva, mentre il Sud e le Isole arrivano al 20%, con i contributi più rilevanti da Campania, Calabria e Sicilia.

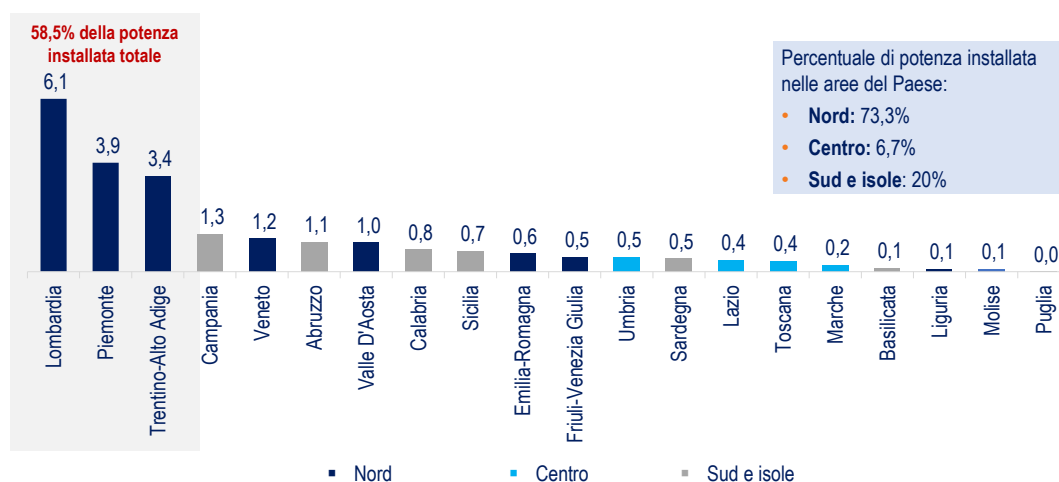


Figura 9. Potenza efficiente installata per regione in Italia (GW), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

15. In particolare, tra le rinnovabili, nel 2024 l'idroelettrico si conferma la principale fonte, contribuendo per circa **52 TWh**, pari al 45,8% della produzione FER (che rappresenta il 44,4% dell'energia elettrica prodotta sul totale nazionale). Seguono il fotovoltaico, con circa 36 TWh (30,8% delle FER), l'eolico, che genera circa 22 TWh (18,9% delle FER), e il geotermoelettrico, con 5,3 TWh (4,5% delle FER).
16. Dal lato della capacità installata, secondo gli ultimi dati pubblicati da Terna, nel 2023 l'Italia disponeva di 127,6 GW di potenza efficiente netta. Anche in questo caso la quota non FER è prevalente con 61,3 GW (48% del totale), mentre tra le rinnovabili spiccano il fotovoltaico, con 30,3 GW (23,8%), l'idroelettrico con 22,9 GW (18%) e l'eolico, che raggiunge 12,3 GW (9,6%). Più marginale il contributo del geotermoelettrico, che conta appena 0,8 GW (0,6%).
17. Questi dati confermano come l'idroelettrico mantenga un **ruolo strategico nel mix energetico italiano**, rappresentando oltre il **16%** della produzione elettrica nazionale, il **41%** della generazione rinnovabile e il **18%** della potenza installata nel Paese, grazie a una rete di circa 550 impianti di grande derivazione operativi e diffusi principalmente nelle regioni del Nord. L'idroelettrico copre circa il **15%** dei consumi elettrici italiani rispetto alla media storica, confermandosi una risorsa strategica per l'Italia caratterizzata da variabilità negli anni.

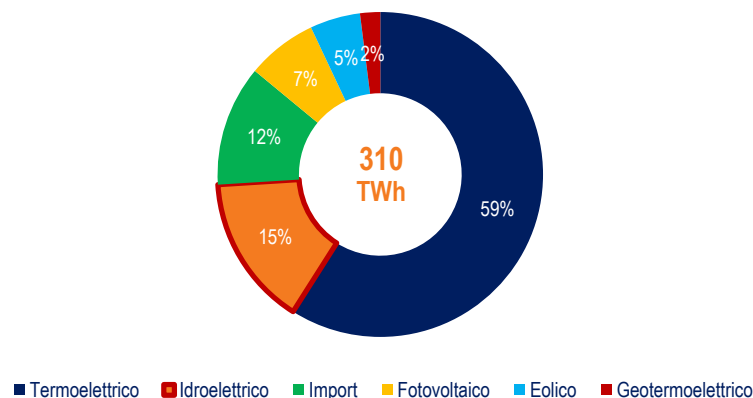


Figura 10. Consumi* di energia elettrica per fonte in Italia (TWh e %), 2010-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025. (*) Consumi lordi di energia elettrica.

18. Guardando al futuro, l'idroelettrico continuerà a mantenere un ruolo di primo piano anche al 2030. Secondo le previsioni del PNIEC, il consumo interno lordo di energia elettrica in Italia raggiungerà circa **359,3 TWh**, di cui 227,7 TWh – pari al 63,4% – saranno coperti da fonti rinnovabili. All'interno di questo mix, l'idroelettrico fornirà 46,9 TWh, ossia circa il 20,6% della produzione rinnovabile complessiva, confermandosi la **terza fonte FER del Paese**, dopo il fotovoltaico (42,8%) e l'eolico (28,4%), ma davanti alle bioenergie (4,8%) e al geotermico (3,3%). Questo significa un incremento di 5,4 TWh rispetto al 2023, segno che, pur crescendo meno rapidamente rispetto ad altre tecnologie, l'idroelettrico manterrà una quota stabile e rilevante nel percorso di decarbonizzazione.

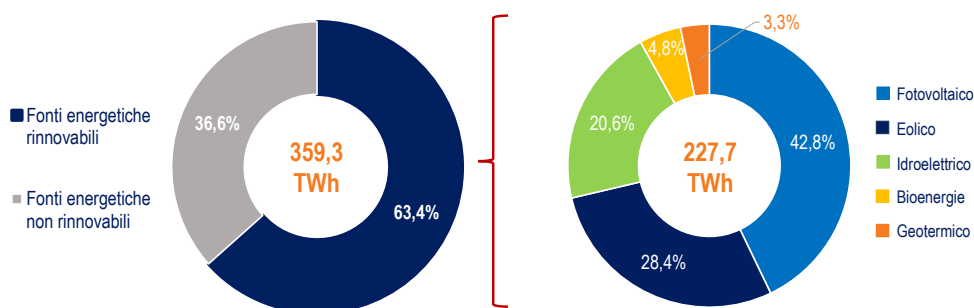


Figura 11. Grafico a sinistra: Previsione della quota FER sul consumo interno lordo di energia elettrica in Italia (TWh e %), 2030. Grafico a destra: Previsione della produzione di energia elettrica per fonte in Italia (TWh e %), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MASE, 2025.

19. Infine, occorre sottolineare il ruolo attuale e potenziale dell'idroelettrico nel limitare l'impatto emissivo della produzione complessiva di energia elettrica in Italia. Nel 2023, quest'ultima ha generato **67,2 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente**, con un fattore di emissione medio del mix elettrico pari a 254,94 gCO₂/kWh. Tuttavia, se la quota oggi coperta dall'idroelettrico – pari a circa il 16% del totale nazionale – fosse sostituita dall'attuale mix elettrico, il fattore di emissione salirebbe a 301,92 gCO₂/kWh, con un aumento del 19%. In termini assoluti, l'assenza dell'idroelettrico comporterebbe un

incremento di **12,7 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente**, un valore comparabile alle emissioni annuali dell'intero settore terziario italiano⁴, che include commercio e servizi pubblici.

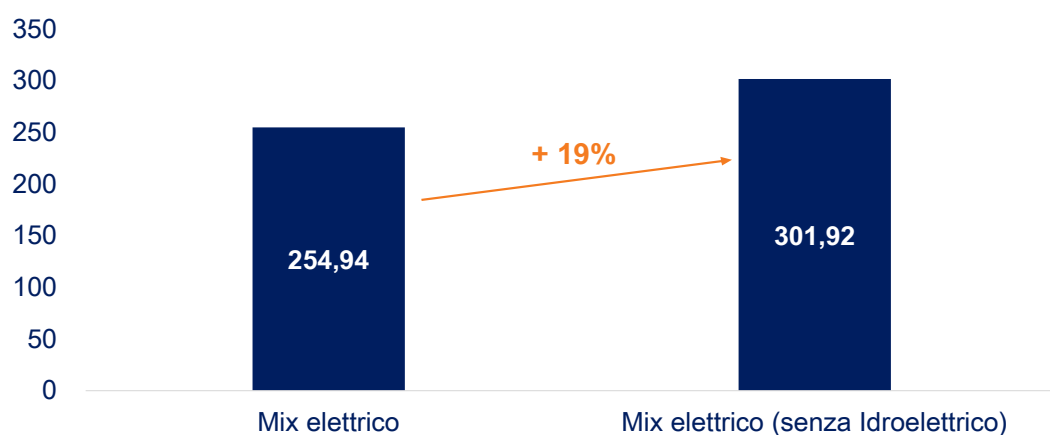


Figura 12. Fattore di emissioni a confronto negli scenari di presenza e assenza dell'idroelettrico (g CO₂/kWh), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

1.3 IL CONTESTO ECONOMICO, GEOPOLITICO ED ENERGETICO ATTUALE

20. La rilevanza dell'idroelettrico deve leggersi anche rispetto ai **mutamenti intercorsi nel quadro energetico, economico e geopolitico a livello globale**. In particolare, sono tre gli elementi da considerare nel riportare le implicazioni dell'attuale contesto globale per il sistema energetico: l'inflazione causata dalla ripresa post pandemica, che ha portato con sé i prezzi dei beni energetici; i conflitti in Ucraina e in Medio Oriente, che oltre a destabilizzare il quadro geopolitico giocano un ruolo rilevante nella volatilità delle materie prime energetiche; la strategia commerciale avviata dall'Amministrazione Trump dal suo insediamento alla Casa Bianca.
21. *In primis*, a livello globale, il prezzo medio del **petrolio** negli ultimi 5 anni è più alto del **47%** rispetto al quinquennio 2015-2019 (77,7 dollari al barile nel 2021-giugno 2025 contro 52,5 nel 2015-2019), evidenziando come oggi sia su livelli strutturalmente superiori rispetto al pre COVID-19. Il petrolio ha toccato il suo picco nel giugno 2022, quando ha raggiunto il prezzo di 114,6 dollari al barile a seguito dello scoppio del conflitto russo-ucraino nel febbraio di quell'anno.

⁴ Le emissioni del settore terziario (commercio e pubblici servizi) equivalgono a 13.2 Mton CO₂-eq.

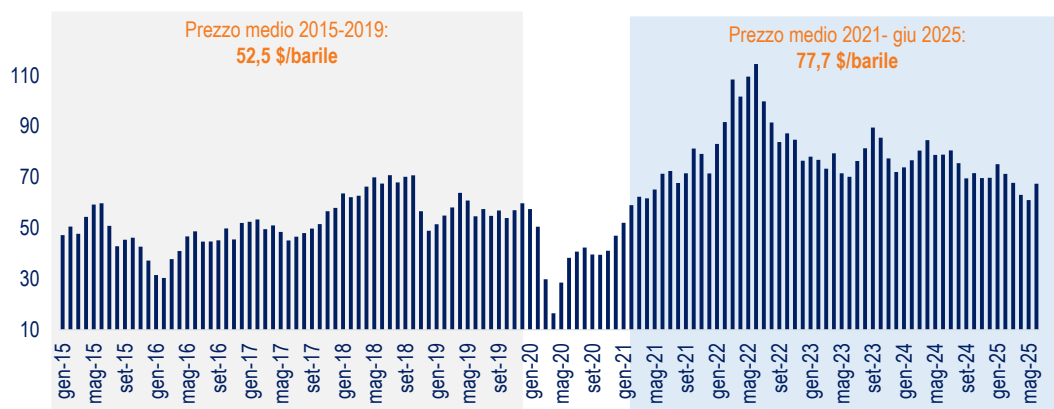


Figura 13. Prezzo del petrolio - WTI (\$/barile), 2015-giugno 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Bank, 2025.

22. Considerazioni simili possono essere fatte per il **gas naturale**: dal 2022, infatti, il prezzo medio al TTF (60 €/MWh) è quasi 4,5 volte superiore a quello del 2019 (13,6 €/MWh). Come per il petrolio, si è avuto un picco in corrispondenza del 2022, dove da febbraio a marzo (i mesi iniziali del conflitto in Ucraina) il prezzo è passato da 80,8 €/MWh a 130,7 €/MWh, fino a 235,2 €/MWh nell'agosto dello stesso anno. Se si esclude la "eccezionalità" del 2022 (in cui il prezzo medio del gas è arrivato fino a 123,1 €/MWh), negli ultimi due anni e mezzo (2023, 2024 e i primi 6 mesi del 2025) la media del prezzo del gas è pari a 38,8 €/MWh, comunque circa **3 volte** superiore al prezzo del 2019, evidenziando anche in questo caso una inflazione strutturale rispetto al pre COVID-19.

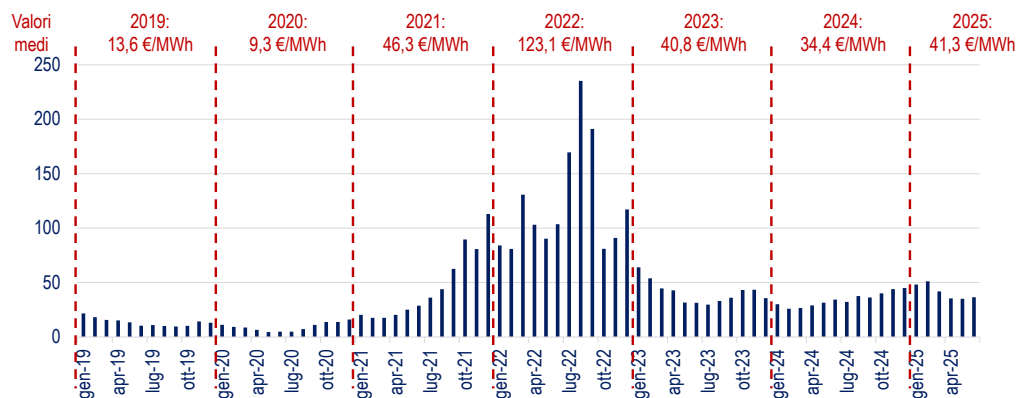


Figura 14. Prezzo del gas europeo - TTF (€/MWh), 2019-giugno 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Bank, 2025.

23. Alla luce di quanto riportato finora, non sorprende dunque che il **Prezzo Unico Nazionale – PUN** italiano sia stato tre volte più elevato nel 2021-2024 rispetto al periodo pre COVID-19 (2015-2019). Infatti, si è passati da un PUN medio di **52,5 €/MWh** a uno di 166 €/MWh, con un picco di **304 €/MWh** nel 2022 in linea con quanto osservato per l'andamento dei prezzi di petrolio e gas. Come riportato in precedenza, l'aumento dei costi energetici si deve (oltre alla ripresa post pandemica) allo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina.

Il conflitto tra Ucraina e Russia

Dallo scoppio del conflitto a dicembre 2023 in Ucraina si sono registrati **danni diretti alle infrastrutture e agli edifici** per un valore complessivo di **152 miliardi di dollari** e si stima che saranno necessari **oltre 500 miliardi di Euro** per la ripresa e la ricostruzione del territorio ucraino (considerando la possibilità di ricostruire “meglio” di quanto vi fosse prima). Gli impatti per il Paese sono stati devastanti: nel 2022, si è registrata una **riduzione del PIL** (a prezzi correnti) del **29%** rispetto al 2021 (seguita da +5,5% nel 2023 e da +2,9% nel 2024), mentre il **volume dell'export** dell'Ucraina si è **ridotto del 37%** nel primo anno di guerra, con un **saldo della bilancia commerciale** di **-12,4 miliardi di Euro nel 2022** (-144% rispetto al 2021), aggravatosi nel 2023 a -24,8 miliardi di Euro. Complessivamente, le stime più recenti indicano che il **totale di morti e feriti** sia russi che ucraini superi oggi il **milione di persone** in totale.

Il conflitto israelo-palestinese

A partire dal giorno successivo agli attacchi dei miliziani di Hamas (7 ottobre 2023), l'esercito israeliano ha avviato un'intensa **campagna di bombardamenti**, cui ha fatto seguito (26 ottobre) l'**invasione di terra**. Ad oggi, è stato distrutto o danneggiato circa il **90%** delle abitazioni di Gaza. Secondo le recenti stime, circa il **70% dei terreni agricoli è ora totalmente inutilizzabile nel nord di Gaza**, insieme alla metà di tutte le serre, mentre la produzione alimentare è stata colpita anche nella Cisgiordania occupata. A luglio 2025 si stima che abbiano perso la vita oltre 60mila persone (di cui **58mila palestinesi** e di cui oltre 15mila bambini).

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

24. In questo contesto, i dati sulla dipendenza energetica (ad esempio sul gas naturale), in UE e in Italia mostrano come la **sicurezza energetica** debba essere una priorità strategica. Nel 2023, l'**UE ha importato** il **58,3%** del proprio fabbisogno energetico, evidenziando una **dipendenza** significativa dalle forniture estere. In **Italia**, questa percentuale sale a quasi il **74,8%**, con una particolare rilevanza del **gas naturale** tra le fonti importate. Nel dettaglio, se si considera la dipendenza energetica⁵ come il rapporto tra importazioni nette ed energia lorda disponibile, quasi tutti i Paesi riportano un valore **superiore al 90%**, con alcuni che riportano anche valori superiori al 100%, che indica lo stoccaggio dell'energia importata. L'Italia riporta un valore pari a **96,3%** (17° tra i Paesi UE), mentre i top-3 sono Slovacchia (105,7%), Finlandia (103,6%) e Svezia (102,3%).

⁵ I dati fanno riferimento all'ultimo anno disponibile (2023).

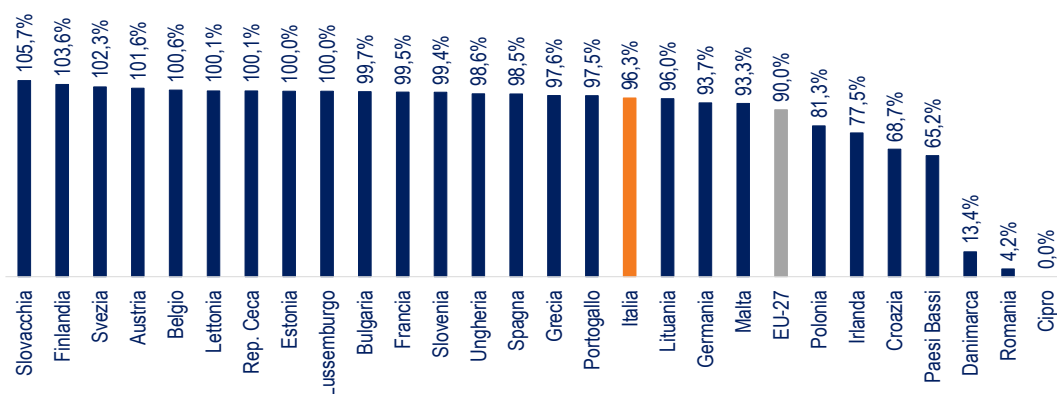


Figura 15. Dipendenza energetica* nei Paesi europei: focus gas naturale (valori percentuali), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025. (*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile.

25. L'elevata dipendenza dalle importazioni di gas naturale e di petrolio ha portato l'UE e i suoi Stati membri a "rivedere" gli accordi con i Paesi fornitori, *in primis* la Russia, con l'UE che prevede il *phase-out* dal gas e dal petrolio russo entro il **2027**. Di conseguenza, negli ultimi 4 anni (2021-2024), le importazioni di **gas russo** sono passate dal **44,9%** al **18,9%** del totale (-26 punti percentuali), con un conseguente aumento del peso degli USA (da 5,7% a 16,5%), dell'Algeria (da 13,2% a 14,4%) e della Norvegia (da 23,8% a 33,4%). Considerazioni simili si applicano al petrolio: nel primo trimestre 2025 i **volumi di petrolio** importati dalla Russia sono stati del **93%** più bassi rispetto al primo trimestre del 2021.

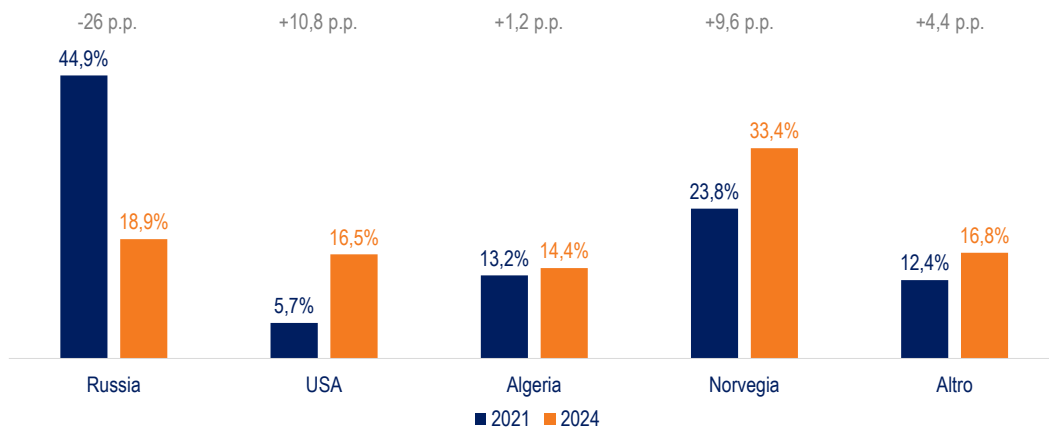


Figura 16. Principali Paesi da cui l'UE-27 importa gas naturale (miliardi di m³, valori percentuali), 2021-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025

26. L'Italia è parte di questo cambiamento e l'*import* di gas dalla Russia è passato dal **46%** del totale nel 2021 all'**1,4%** nel 2024. Oggi, il primo Paese da cui l'Italia importa gas è il Qatar (45,2% dell'import totale di gas), seguito dagli USA (34,9%).
27. Oltre al contesto geopolitico ed energetico profondamente mutato dal post COVID-19 ad oggi, risulta infine utile soffermarsi sulle nuove politiche adottate dall'amministrazione Trump. Dal punto di vista energetico, gli Stati Uniti stanno portando avanti una politica

non sempre favorevole alla traiettoria che la transizione energetica stava prendendo: con il secondo mandato di Trump alla Casa Bianca e l'uscita degli USA dal *Paris Agreement* le priorità **strategiche in tema di energia del Nuovo Continente stanno cambiando**. Al centro della nuova strategia statunitense c'è una preferenza per le fonti fossili e un rallentamento del supporto all'energia pulita, dimostrato, ad esempio, dai diversi ordini esecutivi firmati dal Presidente Donald Trump per sostenere l'industria del carbone (uno tra gli ultimi quello dell'8 aprile 2025⁶ che mira ad espandere l'estrazione e l'uso del carbone nel Paese).

28. D'altra parte, non appena eletto, Trump ha avviato una importante strategia commerciale, ancora in corso alla data in cui il presente Rapporto viene redatto. Secondo le elaborazioni dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale – ISPI su dati del Kiel Institute, l'impatto sugli USA da questa politica commerciale potrebbe arrivare fino al -1,32% del PIL. Tra i principali Paesi UE, il più impattato potrebbe essere la Germania (-0,29%), seguito da Italia (-0,17%) e Francia (-0,11%). In media, il PIL dei Paesi UE-27 è stimato ridursi del -0,21%.
29. I continui e repentini cambi alla politica commerciale degli USA hanno causato e stanno tuttora causando profonda incertezza verso i Paesi *partner* (e non) dell'amministrazione americana: a titolo esemplificativo, l'**indice di incertezza politica**⁷ negli Stati Uniti è quasi equivalente a quello generato dalla pandemia.

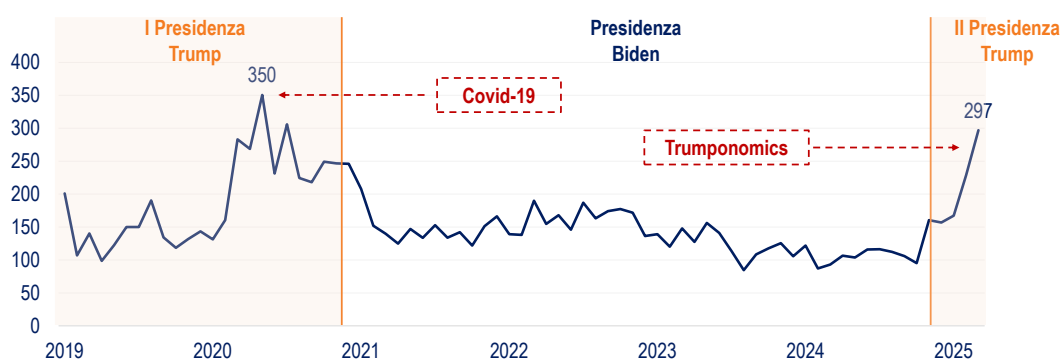


Figura 17. Indice di incertezza politica* negli Stati Uniti (valori indice), 2019-2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati *Economic Policy Uncertainty*, 2025. (*) L'indice è sviluppato dalla Alfred P. Sloan Foundation, Becker Friedman Institute, Booth School of Business, MacArthur Foundation, National Science Foundation, Stanford Institute for Economic Policy Research.

⁶ Ordine Esecutivo dell'8 aprile 2025 firmato dal Presidente Donald Trump denominato «*Protecting American Energy from State Overreach*».

⁷ L'indice è sviluppato dalla Alfred P. Sloan Foundation, Becker Friedman Institute, Booth School of Business, MacArthur Foundation, National Science Foundation, Stanford Institute for Economic Policy Research.

La *timeline* delle misure commerciali adottate dalla Amministrazione Trump

Già il 27 gennaio, una settimana dopo il suo insediamento, Trump ha annunciato nuovi dazi su *chip* informatici, semiconduttori e prodotti farmaceutici. La settimana successiva, il 4 febbraio, sono entrati in vigore i dazi del **10%** nei confronti della Cina. Il 18 febbraio annuncia che i dazi sulle auto sarebbero stati intorno al **25%**, così come quelli su semiconduttori e prodotti farmaceutici. Il 13 marzo, invece, annuncia l'intenzione di voler imporre dazi del 200% su vino, *champagne* e alcolici europei.

Il **2 aprile**, nel c.d. "Liberation Day" annuncia dazi per diversi Paesi, mentre il 9 aprile proroga di 90 giorni l'applicazione dei dazi reciproci annunciati, ad eccezione della Cina. L'11 aprile semiconduttori e prodotti elettronici (pc, *smartphone*) vengono esentati dalle nuove tariffe, ma il 13 aprile le esenzioni annunciate solo due giorni prima vengono definite temporanee e Trump annuncia che i *chip* informatici saranno soggetti a nuove tariffe. Il 12 maggio viene annunciata la riduzione dei dazi verso la Cina dal 145% al 30%. Parallelamente, la Cina riduce i dazi verso gli USA dal 125% al 10%.

Il 23 maggio, invece, in un post sui social Trump annuncia l'intenzione di voler imporre all'UE dazi del **50%** a partire dal 1° giugno, ma il 25 maggio – a seguito di una telefonata con Ursula von der Leyen – Trump annuncia di posticipare l'entrata in vigore dei dazi dal 1° giugno al 9 luglio. Il 9 luglio Trump informa **21 Paesi** che le loro esportazioni subiranno dei dazi del 20% a partire dal 1° agosto (e del **50%** sull'import di rame).

L'11 luglio Trump annuncia dazi del **30%** verso UE e Messico dal 1° agosto e afferma di voler alzare la percentuale se quest'ultimi dovessero imporre dazi come contromisura. Il 27 luglio, l'UE e gli USA raggiungono un accordo che entra in vigore dall'1 agosto: l'UE lascia invariati i dazi verso gli USA (dazio medio dello 0,9%) mentre gli USA applicano un dazio medio del 15% (invece del 30% annunciato da Trump l'11 luglio).



Figura 18. Timeline degli annunci di Trump e delle misure adottate in tema di dazi aggiornata al 31 luglio 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025

30. La necessità di perseguire una maggiore autonomia e sicurezza energetica ben si concilia con il fatto che **dal 2022 l'idroelettrico è una delle infrastrutture strategiche definite dal Golden Power**, come le infrastrutture di approvvigionamento di energia da altri Stati, la rete nazionale di trasporto e infrastrutture di distribuzione elettrica e la rete nazionale di trasporto del gas naturale. Inoltre, con il Decreto-Legge n. 21 del 2022 è stato specificato che i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni sono individuati **anche fra quelli oggetto di concessioni**.
31. Nel dettaglio, il Golden Power stabilisce **poteri speciali**, esercitabili dal Governo, per **salvaguardare gli assetti proprietari delle società operanti in settori reputati strategici e di interesse nazionale** (difesa, sicurezza nazionale, energia, dei trasporti e comunicazioni):
- facoltà di dettare specifiche condizioni all'acquisito di partecipazioni;
 - porre il veto all'adozione di determinate delibere societarie;
 - opporsi all'acquisto di partecipazioni.

Occorre evidenziare, tuttavia, che il Golden Power rappresenta solo un'**azione in ultima istanza del Governo** e comunque **alla fine del processo già avviato** per il meccanismo di assegnazione delle concessioni, comportando ulteriore complessità e incertezza nella continuità di esercizio delle grandi derivazioni idroelettriche.

1.4 I BENEFICI DELL'IDROELETTRICO IN TERMINI ENERGETICI E AMBIENTALI

32. La necessità di accelerare verso il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica e il corrispondente bisogno di una maggiore autonomia e sicurezza energetica rendono utile sottolineare come l'idroelettrico sia anche una **condizione necessaria** per garantire la penetrazione delle altre FER nel sistema energetico, senza la quale **non si potranno raggiungere i target net-zero al 2050**.
33. In particolare, TEHA ha condotto un'estesa analisi sui punti di forza dell'idroelettrico, approfondendo i motivi per cui è e sarà un **elemento chiave nella transizione energetica**. Nel dettaglio, sono stati identificati **sei punti di forza**: quattro relativi alla dimensione energetica e uno ciascuno relativo alla dimensione socio-ambientale e industriale.
34. Con riferimento alla **dimensione energetica**, l'idroelettrico è oggi una FER strategica a **bassa carbon intensity, garantisce stabilità e flessibilità al sistema energetico** ed è **meno esposto alla carenza di materie prime rare**.
35. Relativamente alle principali caratteristiche tecniche della tecnologia e agli *economics*, l'idroelettrico:
- riporta un **basso costo marginale**, presentando ridotti costi variabili legati ad un'unità incrementale di produzione a fronte, però, di un elevato rischio operativo;

- è una **tecnologia “a prevalenza di costi fissi”**: la grande rilevanza dei costi di investimento nel KWh e il fatto che la maggior parte dei costi di O&M siano fissi, rende questa fonte sostanzialmente a «costo fisso», potendo offrire prezzi più stabili;
- riporta una **elevata vita utile**: fino a 80-100 anni, la più elevata tra tutte le tecnologie di generazione elettrica, che tuttavia richiede importanti investimenti di manutenzione per mantenere l'efficienza operativa degli impianti più datati.

36. In secondo luogo, a livello di generazione, l'idroelettrico è la tecnologia energetica con la più **bassa carbon intensity** nella generazione elettrica (26 tonnellate di CO₂-eq. per GWh), sugli stessi livelli di eolico e nucleare, un elemento particolarmente rilevante da considerare in un contesto in cui il raggiungimento della neutralità climatica non passa solo da una maggiore penetrazione delle FER ma anche da un maggiore impiego di energia generata in maniera “pulita”.

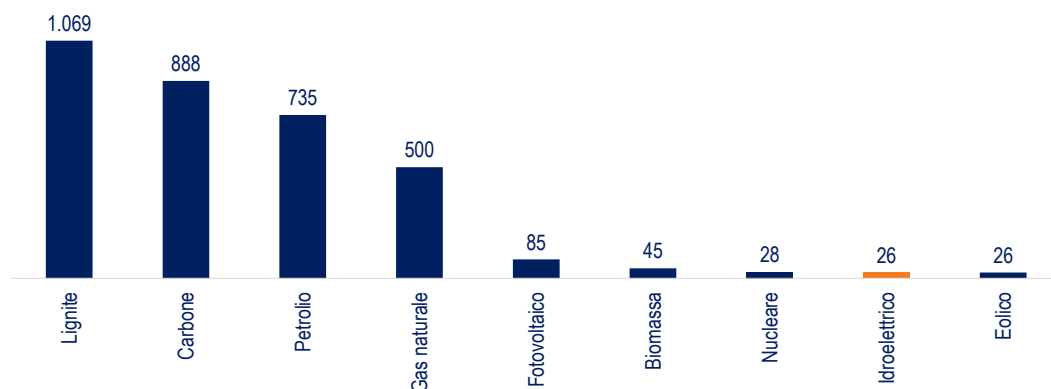


Figura 19. Intensità di emissione di gas a effetto serra durante il ciclo vita della produzione elettrica per tecnologia (tonnellate di CO₂-eq. per GWh), ultimo anno disponibile. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Joint Research Center, 2025.*

37. La tecnologia idroelettrica è fondamentale per garantire **sicurezza e resilienza** del sistema elettrico europeo. Infatti, questa è in grado di offrire **flessibilità** al sistema energetico, adeguandosi al livello sia minimo che massimo di domanda sulla rete e permettendo l'accumulo di energia e garantendo la stabilizzazione della rete elettrica, soprattutto alla luce del costante e rilevante aumento di produzione energetica da fonti rinnovabili intermittenti.
38. In particolare, a livello globale – secondo i dati dell'International Energy Agency (IEA) le centrali idroelettriche garantiscono il **29% della flessibilità oraria di energia garantita nel mondo**, seguite dalle centrali a carbone (28%) e da quelle a gas (27%). Inoltre, l'idroelettrico offre **performance migliori** rispetto ad altre tecnologie per quanto riguarda lo **stoccaggio**.
39. Infatti, tra le tecnologie comparabili per l'accumulo e lo stoccaggio, le **batterie** sono tra i dispositivi con la vita utile più breve, l'**accumulo termico**, meccanico ed elettrochimico è adatto a capacità energetiche medie e a durate brevi o lunghe, e l'**accumulo elettrico** è più adatto a piccole capacità energetiche e a brevi durate.

40. Al contrario, gli **impianti di pompaggio idroelettrico**, così come gli accumuli chimici (come l'idrogeno che però ha costi elevati e scarsissima diffusione) sono adatti a grandi capacità energetiche e a lunghe durate. In particolare, gli **impianti di pompaggio** (che ad oggi costituiscono la tecnologia a grande scala più matura per lo stoccaggio di energia e il *time shift* tra produzione e carico) sono legati al funzionamento di macchine rotanti caratterizzate da propria **inerzia** (quindi non sono di tipo *on-off*). In altre parole, **se l'impianto inizia a funzionare da generatore o pompa lo fa per una durata di ore/giorni**.

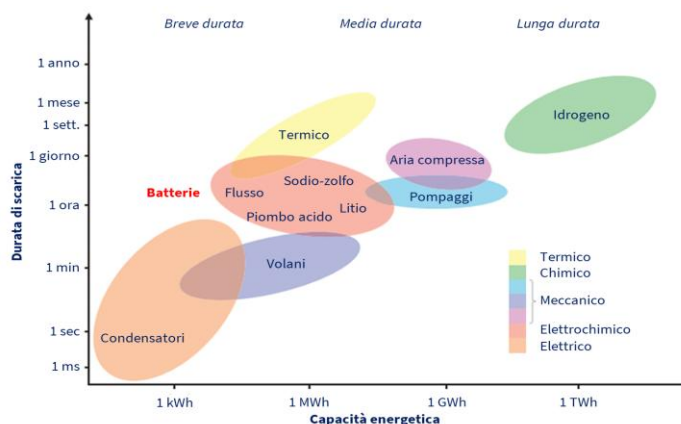


Figura 20. Durata e capacità di stoccaggio a confronto tra diverse tecnologie, 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Politecnico di Milano, 2025.

41. Inoltre, l'idroelettrico ha un ruolo strategico **per la stabilità del sistema elettrico**, tramite azioni di **black start** o di messa in tensione delle direttrici di riaccensione della rete e la fornitura di **inerzia alla rete** grazie alle loro macchine sincrone durante perturbazioni veloci e transitorie.
42. L'idroelettrico sostiene la **gestione di reti in isola**. In questo caso, l'integrazione dell'energia idroelettrica con tecnologie di conversione elettroniche di potenza (*inverter*, sistemi di regolazione rapida) consentirebbe una **risposta estremamente rapida** per riequilibrare la rete elettrica in caso di picchi di domanda o interruzioni improvvise della generazione e potrebbe offrire servizi accessori fondamentali per la stabilità del sistema, tra cui la regolazione della frequenza in tempo reale, la gestione attiva della potenza reattiva e l'attenuazione delle oscillazioni di potenza derivanti da disturbi elettromeccanici.
43. Invece, dal punto di vista della **sicurezza e dell'indipendenza**, l'idroelettrico richiede principalmente materiali come cemento e calcestruzzo (in misura maggiore rispetto alle altre fonti di energia), mentre l'uso di materie prime come rame (1.050 kg/MW) e nickel (30 kg/MW) è tra i più bassi tra tutte le FER. Come riportato nella Figura seguente, secondo l'IEA, l'idroelettrico è (assieme al nucleare) la tecnologia energetica che **non mostra**

alcuna dipendenza elevata dalle cosiddette materie prime critiche⁸ e dalle terre rare, al contrario invece di altre FER come il solare e l'eolico, dipendenti in particolare da rame, terre rare, cromo e alluminio. In sintesi, la bassa dipendenza dell'idroelettrico da tali materiali rende un sistema energetico che fa maggiore ricorso a questa fonte energetica più resiliente a *shock* esterni.

Materia prima/Fonte di energia rinnovabile	Rame	Cobalto	Nickel	Litio	Terre rare	Platino	Cromo	Zinco	Alluminio
Solare (fotovoltaico)	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Eolico	Alta	Bassa	Media	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Media
Idroelettrico	Media	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media	Media
Bioenergia	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media
Geotermico	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa
Idrogeno	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Bassa	Bassa	Media

Legenda: Dipendenza della Fonte di Energia Rinnovabile dal minerale
 Alta Media Bassa

Figura 21. Dipendenza dai minerali e dalle materie prime critiche delle FER. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati International Environment Agency, 2025.

44. A conferma di ciò, secondo gli ultimi dati riportati dalla Commissione europea, la filiera europea dell'idroelettrico oggi ha un **basso livello di dipendenza da Paesi terzi su tutti i componenti manifatturieri principali**, a differenza di fotovoltaico ed eolico. Ad esempio, le percentuali di *import* relative a sistemi di turbine, *runner* e distributori e pompe sono pari rispettivamente a 2%, 10% e 2%. Per contro, con riferimento al fotovoltaico l'UE-27 importa il **96%** dei moduli e celle, il **62%** degli *inverter* e il **100%** dei *wafer*, mentre per quanto riguarda l'eolico, l'*import* arriva fino al **99%** nel caso dei magneti per turbine.

⁸ Le materie prime critiche sono definite dalla Commissione europea come quelle materie ad alto rischio di approvvigionamento e grande importanza economica, per le quali è fondamentale un accesso affidabile e senza ostacoli. Le stesse materie sono state inserite, dal Regolamento attuativo in materia di *Golden Power* (DPCM n.179/2020), tra i beni di rilevanza strategica per cui il Governo ha la possibilità di esercitare poteri speciali. Fonte: Copasir, "Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica", 2022.

Tecnologia	Componente	% dell'offerta europea importata da terzi	Primo paese terzo per importazioni e quota sul totale
Fotovoltaico	Moduli e celle	96%	Cina (94%)
Fotovoltaico	Inverter	62%	Cina (50%)
Fotovoltaico	Wafer	100%	Cina (79%)
Eolico	Turbine	3%	India (2%)
Eolico	Torri	10%	Turchia (9%)
Eolico	Magneti per turbine	99%	Cina (93%)
Idroelettrico	Sistemi di turbine	2%	Cina (1%)
Idroelettrico	Runner e distributori	10%	Turchia (4%)
Idroelettrico	Pompe	2%	Cina (1%)

Figura 22. Import da Paesi terzi per determinate componenti delle tecnologie FER. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.

La valenza socio-ambientale dell'energia idroelettrica: il ruolo dei rilasci

Un esempio emblematico del ruolo socio-ambientale dell'energia idroelettrica si è avuto nella **gestione dei rilasci d'acqua a supporto dell'agricoltura** durante l'emergenza idrica che ha colpito la **Lombardia nel giugno 2022**.

In quell'occasione, caratterizzata da un prolungato periodo di siccità e assenza di precipitazioni, i principali produttori idroelettrici hanno risposto all'emergenza incrementando la produzione e rilasciando volumi significativi di acqua: circa **4 mln di m³** al giorno per il bacino dell'**Adda** e circa **1 mln di m³** per quello dell'**Oglio**.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

45. Passando ora ai punti di forza dell'idroelettrico con riferimento alla **dimensione socio-ambientale**, esso costituisce un mezzo centrale per mitigare gli effetti del cambiamento climatico e risponde ai bisogni dei territori che ospitano gli impianti, principalmente attraverso tre tipologie di benefici:
- **mitigazione del rischio idraulico:** gli impianti idroelettrici fungono da **ammortizzatori naturali**, capaci di regolare i picchi di portata e modulare le situazioni di idraulicità estrema, sia in caso di siccità che di eventi meteorologici intensi;
 - **uso plurimo dell'acqua:** il ruolo sociale emerge nella valorizzazione dell'uso plurimo dell'acqua (**potabile, irriguo, industriale e ambientale**), una caratteristica sempre più rilevante in relazione al cambiamento climatico in atto;
 - **sviluppo locale e valorizzazione del territorio:** molti gestori aprono le infrastrutture al pubblico attraverso visite guidate, eventi sportivi e ricreativi, collaborano a iniziative a vocazione turistica e ambientale, e dedicano particolare attenzione al mondo scolastico con progetti formativi. Inoltre, il rilascio mirato della

risorsa idrica soddisfa i bisogni specifici di enti locali o soggetti privati, oltre a fornire supporto in situazioni di emergenza, come il contrasto agli incendi.

46. A livello numerico, infatti, in Italia vi sono **307** grandi invasi ad uso prevalentemente idroelettrico attivi per un volume di **4,4 miliardi di m³**, rappresentando un *asset* strategico fondamentale per garantire la disponibilità idrica e la continuità delle attività nel settore agricolo e industriale. Tale valore risulta particolarmente rilevante se si considera che i prelievi idrici dei principali comparti in Italia (agricoltura, civile e industria) sono pari a circa **30 miliardi di m³ annui** (17,2 dall'agricoltura, 9,3 dal civile e 3,9 dall'industria).

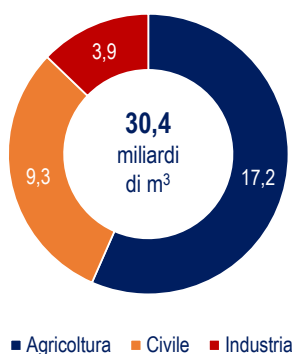


Figura 23. Prelievi idrici dei principali comparti in Italia (valori assoluti in miliardi di metri cubi), ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.

47. Alla luce di ciò, in un contesto in cui al 2023 le **precipitazioni risultano in calo del 3%** rispetto alla media di lungo periodo (1951-2023) e, ancor più rilevante, si osserva una **crescente variabilità dei regimi pluviometrici mensili** rispetto ai valori storici, emerge con forza la strategicità dell'idroelettrico. Questa fonte non solo contribuisce alla sicurezza energetica, ma rappresenta anche una **risorsa flessibile e preziosa per mitigare gli effetti di eventi meteorologici estremi** garantendo un supporto concreto alle esigenze del territorio e dell'agricoltura.

1.5 L'IDROELETTRICO COME ASSET PER LA COMPETITIVITÀ INDUSTRIALE E TECNOLOGICA DEL PAESE

48. Un ultimo aspetto da considerare con riferimento ai benefici che il settore idroelettrico può portare al sistema-Paese è la rilevanza della sua **filiera industriale** per il sistema manifatturiero italiano.
49. Fin dalle sue origini, infatti, la filiera dell'idroelettrico ha storicamente rappresentato un'eccellenza nel panorama industriale italiano. A partire dalla fine dell'800 le centrali idroelettriche sono state un fondamentale **asset strategico** nel Nord Italia, permettendo nel corso della prima parte del '900 una **rapida industrializzazione** nel triangolo industriale Genova – Torino – Milano e arrivando a coprire **negli anni '30 il 90% della produzione di energia elettrica totale**. Contemporaneamente, la filiera

dell'idroelettrico è cresciuta di dimensione e ha accumulato **un know-how tale da metterla in primo piano nel mondo.**

La Riva Calzoni come esempio del primato industriale italiano nell'idroelettrico

Storica impresa italiana produttrice di macchine idrauliche per centrali idroelettriche, nata negli anni 60 dell'800 a Milano, è arrivata a contare fino a 3.000 dipendenti, producendo a cavallo tra '800 e '900 le turbine per la Centrale Bertini (all'epoca seconda al mondo per potenza) e per quella sulle Cascate del Niagara (all'epoca prima al mondo). In seguito a una fusione nel 2003 la società è ancora attiva come ATB Riva Calzoni.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

50. Per valorizzare il **ruolo economico e industriale dell'idroelettrico in Italia**, TEHA ha ricostruito la **filiera dell'idroelettrico** in Italia e negli altri Paesi europei. L'attività di ricostruzione della filiera dell'idroelettrico è stata effettuata a partire dal *database* ProdCom, la base dati più estesa a livello europeo nell'ambito delle statistiche sulla produzione manifatturiera delle imprese sui territori nazionali. In particolare, ProdCom raccoglie **4.788 tecnologie** relative ai 24 settori manifatturieri per tutti i Paesi dell'Unione europea, per un totale di oltre **1 milione di osservazioni**.
51. Così facendo, è stato possibile censire tutti i settori attivati, direttamente o indirettamente, dall'idroelettrico. Questa attività ha permesso di qualificare la rilevanza del settore per il sistema-Paese, facendo emergere la molteplicità di attività collegate, in particolar modo nel mondo della manifattura.

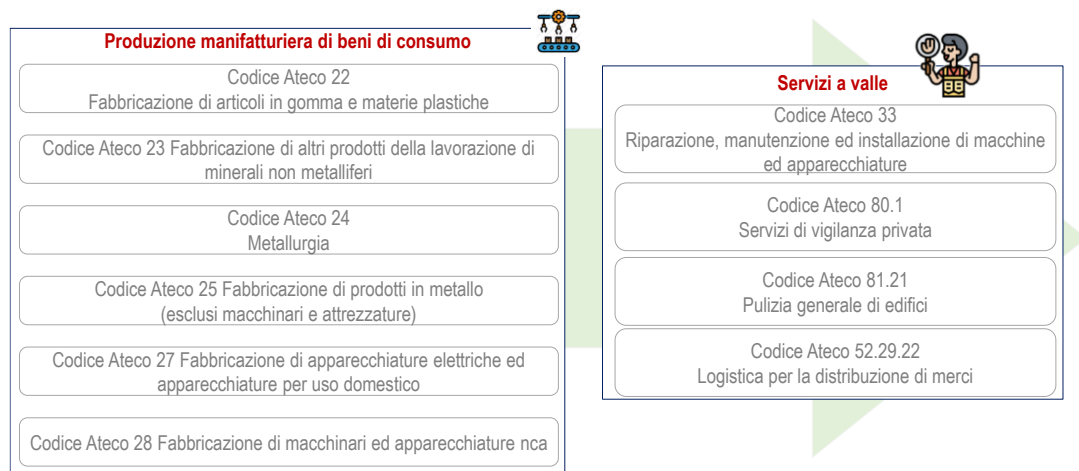


Figura 24. I settori attivati dalla filiera dell'idroelettrico. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

52. Ai fini dell'analisi, osservando in dettaglio l'universo disponibile dei codici NACE⁹, sono state considerate **150 tecnologie** afferenti alla filiera idroelettrica (es. impianti, apparecchiature, pompe idrauliche, turbine, alternatori, ecc.). Con riferimento alle tecnologie selezionate, l'Italia riporta un valore di produzione di **37,2 miliardi di Euro** –

⁹ Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne, corrispondenti agli italiani codici ATECO – Attività Economiche.

seconda in UE solo alla Germania (47,4 miliardi di euro) – e superiore alla somma di Francia (16,4 miliardi di Euro) e Spagna (16,1 miliardi di Euro).

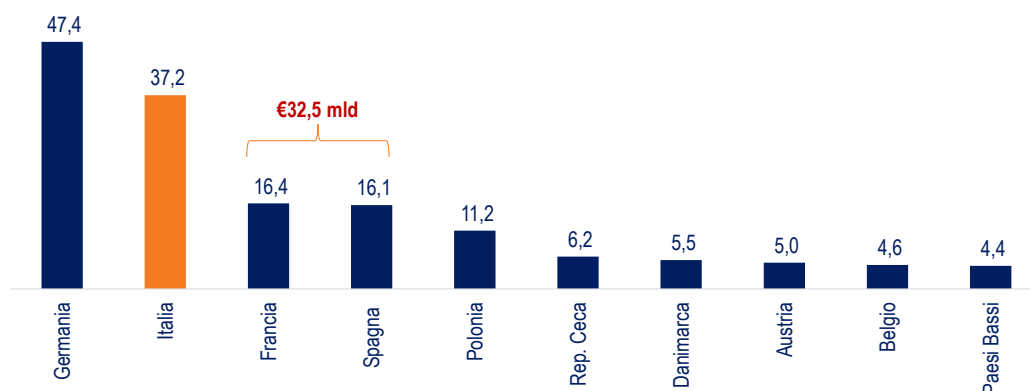


Figura 25. Primi 10 Paesi per valore della filiera estesa idroelettrica in Unione europea (miliardi di Euro), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

53. Analizzando, invece, il posizionamento dell'Italia rispetto alle singole tecnologie, il Paese si classifica – in valore assoluto – nelle **prime 3 posizioni nel 70,7% di esse** (106 su 150). In particolare, spicca il ruolo italiano all'interno del contesto europeo con riferimento a tecnologie fondamentali per l'idroelettrico, come le **turbine e ruote idrauliche**, in cui l'Italia si classifica al **1° posto** con un valore di 86 milioni di Euro (il 36,3% del totale europeo).
54. Inoltre, la filiera dell'idroelettrico risulta rilevante anche in termini di *export*. Le tecnologie considerate valgono **19,3 miliardi di Euro di export**, il **3,1%** del totale manifatturiero italiano. Considerando invece l'*export* a livello europeo relativo alla filiera dell'idroelettrica, nonostante rimanga pari a circa la metà di quello tedesco, è rilevante considerare che è pari a più del doppio dell'*export* della Francia, terza in Europa subito dopo l'Italia.

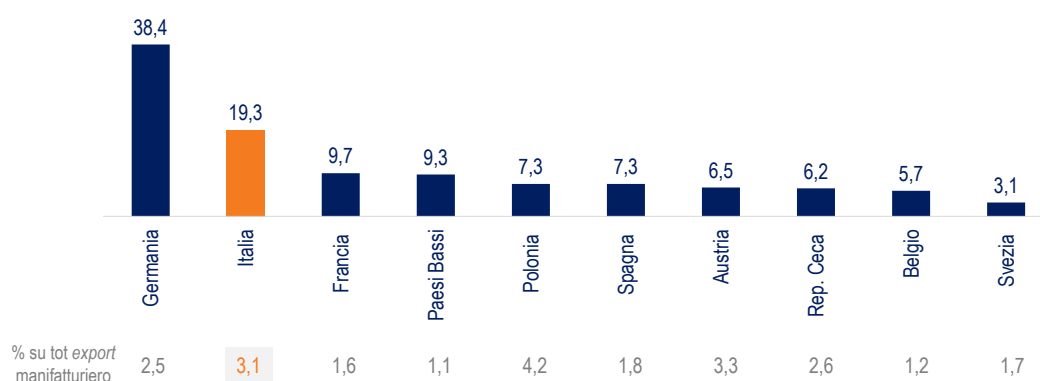


Figura 26. Primi 10 Paesi in Unione europea per valore dell'*export* della filiera estesa idroelettrica (miliardi di Euro e valori percentuali sull'*export* totale manifatturiero), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ProdCom, 2025.

CAPITOLO 2

LA NORMATIVA EUROPEA E ITALIANA IN TEMA DI CONCESSIONI IDROELETTRICHE E IL RUOLO DELLE REGIONI E PROVINCE AUTONOME

55. Il secondo Capitolo del Rapporto Strategico si propone, in prima istanza, di approfondire il **framework normativo a livello comunitario e dei singoli Stati membri relativamente alle concessioni idroelettriche**, identificando gli approcci che ciascun Paese ha seguito finora e sta seguendo nel **rinnovo delle concessioni** e le **differenze con il modello italiano**. Saranno, inoltre, approfondite **quattro ulteriori criticità** identificate e che limitano lo sviluppo dell'idroelettrico.

2.1 I QUADRI NORMATIVI DEI PAESI EUROPEI E DELL'ITALIA PER LA RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE

56. Oggi l'**86%** delle concessioni di grande derivazione **è già scaduto o arriverà a scadenza entro il 2029**, delineando una **concentrazione temporale** particolarmente critica. Nel dettaglio, il 17% delle concessioni risulta già scaduto al 2024, un ulteriore 1% scadrà nel periodo 2025-2028, mentre la quota più consistente, pari al 68%, terminerà nel 2029. Solo il 14% delle concessioni resterà operativo oltre questa data.
57. Questa eccezionale concentrazione temporale richiede un'**attenta gestione del processo di affidamento delle concessioni**, per accelerare la realizzazione degli investimenti urgenti e necessari per lo sviluppo del settore idroelettrico come elemento centrale per il processo di transizione energetica in Italia.

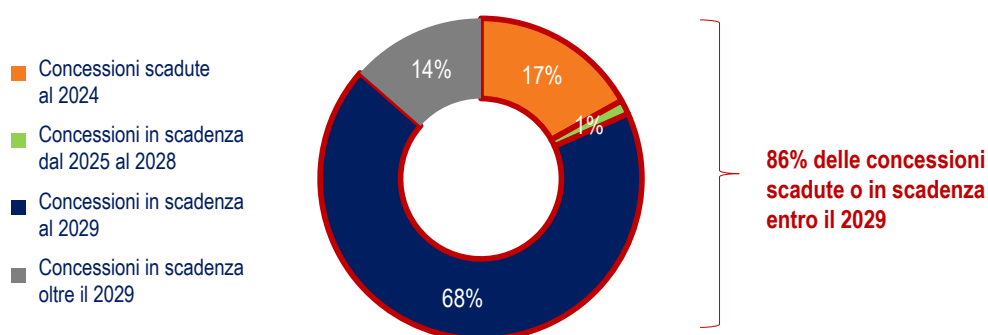


Figura 27. Scadenza delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche in Italia (valori %), 2010-2047. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MBS Consulting – A Cerved Company, 2025.

58. Tale necessità è particolarmente sentita in alcune aree, dove l'idroelettrico è maggiormente presente: **Lombardia** e **Piemonte** rappresentano insieme quasi il **35%** delle scadenze previste entro il 2029, pari a 123 titoli complessivi, confermando la centralità di questi territori per il futuro del comparto. Il Trentino-Alto Adige segue con

una quota altrettanto significativa, delineando un asse alpino che concentra la maggior parte della capacità idroelettrica in scadenza.

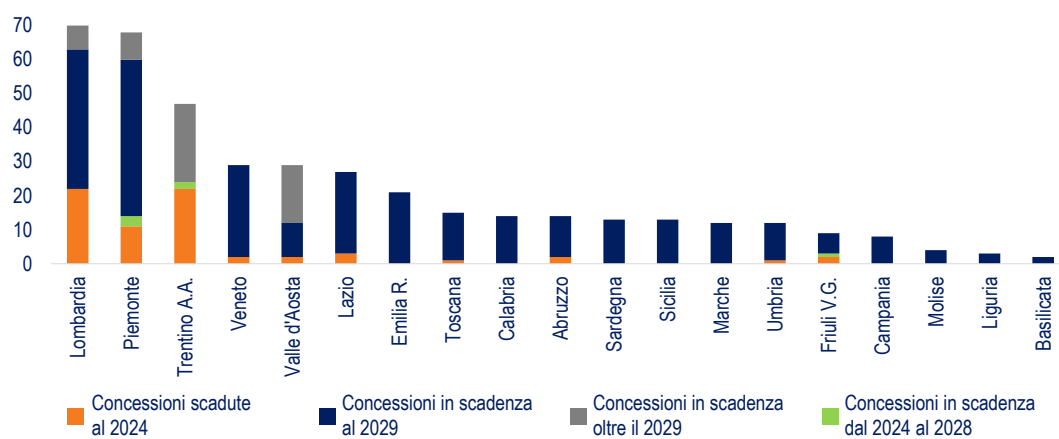


Figura 28. Scadenza delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche nelle Regioni italiane (valori assoluti), 2010-2047. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MBS Consulting – A Cerved Company, 2025.

59. A questa complessità si aggiunge il quadro normativo. La **Legge sulla Concorrenza del 2021** stabilisce che, per le concessioni scadute prima del 2024, le Regioni possono consentire la prosecuzione dell'esercizio al concessionario uscente solo per il tempo strettamente necessario al completamento delle nuove procedure di assegnazione, fissando come limite ultimo il **27 agosto 2025**, termine ormai superato.
60. Alla luce della necessità di un'accelerazione dei processi autorizzativi e di una *governance* efficace tra Stato e Regioni, si ritiene prioritario creare un contesto di supporto adeguato, valutando la creazione di strutture *ad hoc*, anche al fine di velocizzare il processo di *permitting* relativo alle nuove progettualità.

2.2 FRAMMENTAZIONE EUROPEA E CONCORRENZA ASIMMETRICA NEL SETTORE IDROELETTRICO

61. Inoltre, a livello europeo permane una **significativa frammentazione normativa nella gestione delle concessioni idroelettriche**, con l'assenza di un *framework* armonizzato che definisca regole comuni e condizioni uniformi per tutti gli Stati membri. In questo contesto, **l'Italia rappresenta un caso unico**: è infatti l'unico Paese UE che **ha introdotto procedure competitive** non solo per l'assegnazione di nuovi diritti d'uso delle derivazioni idroelettriche, ma anche per le riassegnazioni delle concessioni esistenti. Tale impostazione espone il Paese a un contesto di **non reciprocità**, poiché la maggioranza degli altri Stati europei continua a privilegiare approcci più protezionistici, mantenendo la gestione delle concessioni in capo agli attuali operatori attraverso rinnovi diretti o meccanismi che consentono il prolungamento delle concessioni senza ricorrere a gare. In alcuni Paesi, come la Francia e la Spagna, sono previsti interventi correttivi che consentono la rimodulazione a fronte di piani di investimento specifici, mentre in altre realtà, come Portogallo e Regno Unito, la competizione riguarda solo nuove assegnazioni o casi particolari. Questo squilibrio crea un differenziale competitivo che penalizza il mercato italiano, rendendolo più esposto alla pressione di operatori stranieri.

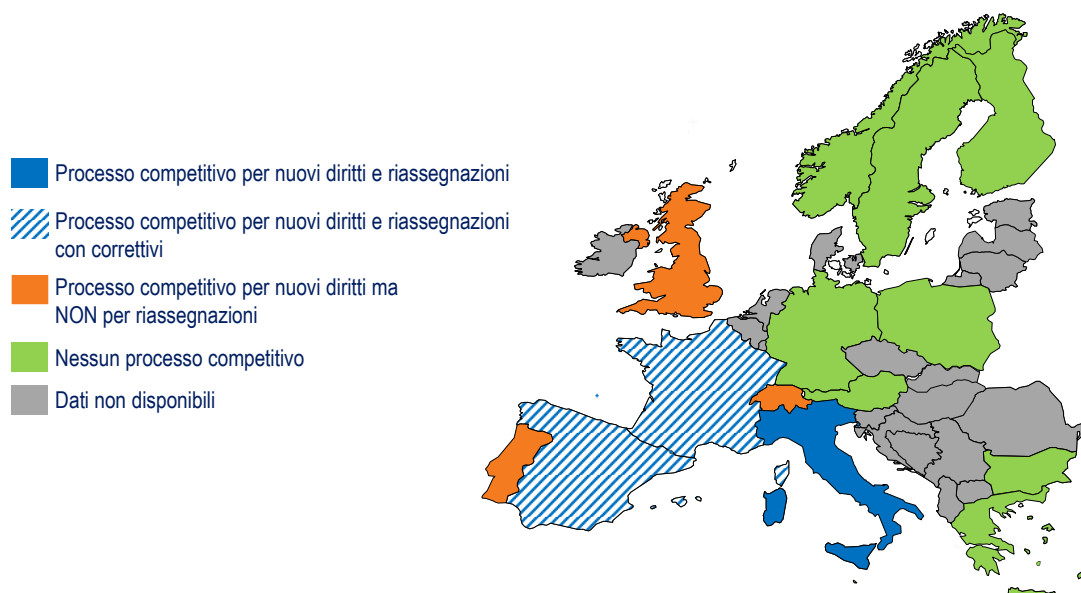


Figura 29. Presenza di un processo competitivo nell'assegnazione dei diritti d'uso dell'energia idroelettrica in alcuni selezionati Paesi europei. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Florence School of Regulation e European University Institute, 2025.* N.B.: Nel Regno Unito è previsto un processo competitivo solo per le gare assegnate a partire dal 2003. In Spagna, con il Royal Decree-Law 8/2023, le nuove gare per l'assegnazione delle concessioni prevedono la possibilità di rinnovo per il medesimo operatore a fronte di investimenti in *repowering* nel caso di impianti reversibili con pompaggi. In Francia è in corso una iniziativa parlamentare per trovare una soluzione nella modalità di gestione degli impianti che mira a risolvere il contenzioso con l'UE e favorire gli investimenti.

62. A questa condizione si aggiunge un altro elemento che rende il contesto italiano meno favorevole, ovvero la **durata massima delle concessioni**, che è **tra le più basse d'Europa**. In Italia è infatti fissata a **40 anni**, un **orizzonte temporale ridotto rispetto a molti Paesi europei** dove le concessioni hanno una durata ben più lunga o addirittura illimitata. In Francia, Portogallo e Spagna il limite massimo è di **75 anni**, in Svizzera è di **80 anni**, mentre in Austria può arrivare a **90 anni**. Ancora più permissivo è il quadro normativo di Paesi come Norvegia, Svezia e Finlandia, dove **non è previsto alcun limite temporale**, favorendo così investimenti a lungo termine e una maggiore stabilità per gli operatori. Anche nel Regno Unito, dove dal 2003 è stata introdotta una durata limitata di 24 anni, le concessioni rilasciate prima di quella data restano senza scadenza. Questo confronto mette in evidenza come la normativa italiana renda più complesso garantire un'adeguata pianificazione industriale.

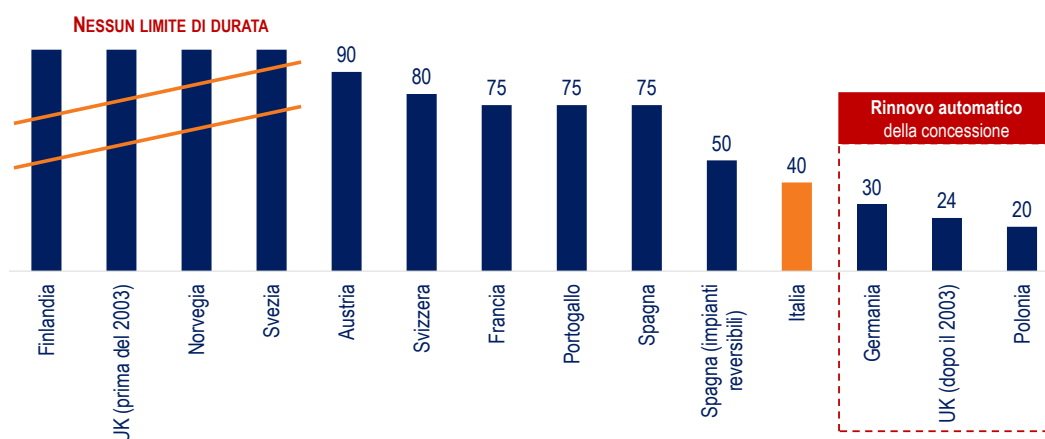


Figura 30. Durata massima delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche in selezionati Paesi europei (valori assoluti), ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Florence School of Regulation e European University Institute, 2025.

63. Il quadro si complica ulteriormente se si considerano i rapporti tra la Commissione europea e gli Stati membri. Nel marzo 2019 la Commissione europea ha **avanzato lettere di costituzione in mora** con riferimento ad Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia e una seconda lettera complementare di costituzione in mora all'Italia ritenendo che le **normative non fossero adeguate a garantire la concorrenza**. Tuttavia, nel settembre 2021 la Commissione europea ha **chiuso le procedure d'infrazione** di tutti gli Stati membri (ad eccezione della Francia).
64. Nello specifico, per quanto riguarda la chiusura della procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia, la Commissione ha ritenuto che proseguire nella procedura d'infrazione non rappresentasse una priorità e, sulla base di valutazioni di opportunità, ha deciso di archivarla.
65. L'archiviazione ha riguardato anche gli Stati membri che non hanno aperto a procedure competitive (al contrario dell'Italia) e, dunque, nessun Paese europeo ha adesso **alcun incentivo a modificare** la propria normativa e **l'Italia rimane l'unico ad averlo fatto (nel modo più ampio possibile)**¹⁰.
66. A rendere ancora più evidente questa disparità contribuiscono le scelte mirate adottate da diversi Paesi europei per proteggere i propri operatori nazionali e garantire **continuità gestionale**. Negli ultimi anni, Governi come quelli di Spagna, Francia e Portogallo hanno introdotto interventi specifici per prorogare concessioni strategiche, escluderle da gare pubbliche o introdurre regole favorevoli agli operatori locali:
- la **Spagna**, nel 2023, ha modificato la normativa per consentire il rinnovo delle concessioni degli impianti idroelettrici reversibili, considerati essenziali per la transizione energetica;

¹⁰ L'archiviazione ha reso evidente come tutte le revisioni della normativa italiana susseguitesesi nel tempo fossero inutili e non necessarie per ottenere l'archiviazione della procedura d'infrazione.

- la **Francia**, già nel 2022, ha prorogato la concessione del Rodano fino al 2041 e ha definito nuove regole per risolvere il contenzioso con l'Unione europea;
- il **Portogallo** ha esteso nel 2007 ben 27 concessioni fino al 2052;
- l'**Austria** ha scelto di non aprire il mercato, sostenendo che la produzione idroelettrica, essendo produzione di un bene e non un servizio, non è soggetta all'applicazione della direttiva servizi (c.d. "Bolkenstein").

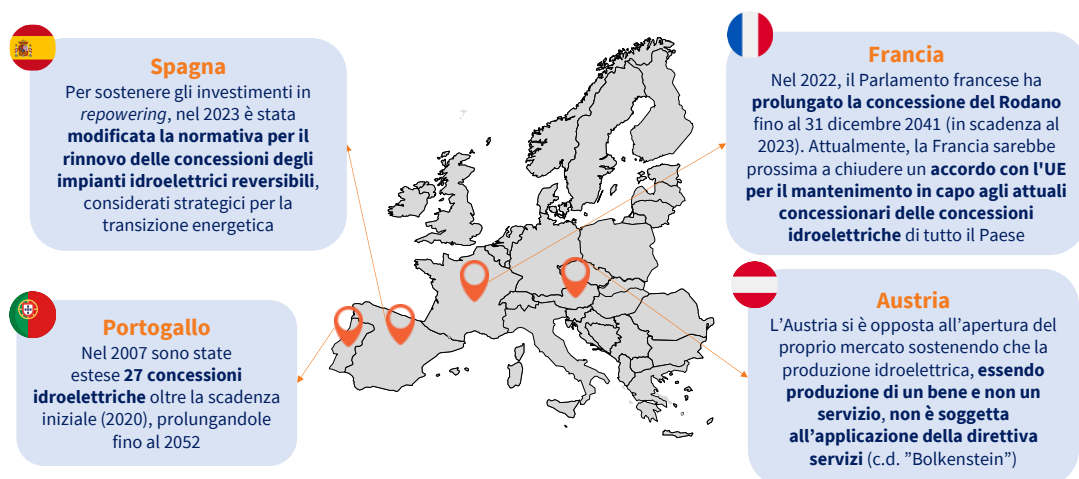


Figura 31. Alcune delle azioni adottate dagli altri Paesi europei per tutelare il proprio mercato idroelettrico. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

67. In particolare, i recenti contenziosi aperti in Austria e Germania evidenziano una **chiara assenza di reciprocità nell'accesso alle concessioni idroelettriche**, con alcuni Stati membri che limitano o negano la partecipazione di operatori esteri, una situazione che mina i principi di equità e coerenza del mercato unico europeo.
68. In **Austria**, un operatore italiano ha richiesto concessioni scadute o in scadenza nelle regioni del Tirolo e della Stiria, ma le autorità locali e i giudici amministrativi hanno negato l'autorizzazione o la messa a gara, stabilendo che:
 - un nuovo soggetto **non ha diritto** all'assegnazione di una concessione in scadenza, solo l'uscente ha diritto alla riassegnazione;
 - **non sussiste alcuna violazione del diritto UE e non è necessario un rinvio alla Corte di Giustizia;**
 - il diritto nazionale **non impone una procedura di gara** per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche.
69. Situazione analoga si è verificata in **Germania**, dove in Baviera e Renania Settentrionale-Vestfalia le richieste di operatori italiani sono state respinte sia a livello amministrativo sia giudiziario. In particolare, il 3 gennaio 2025 il Tribunale Amministrativo della Baviera ha rigettato il ricorso, affermando che:
 - **nessun obbligo UE impone una selezione aperta e neutrale;**

- la produzione elettrica non è un servizio ai sensi della Direttiva 2006/123/CE (c.d. Direttiva Bolkestein);
 - **nessuna direttiva UE impone di mettere a gara le concessioni idroelettriche;**
 - non è restrizione al mercato il fatto che altri Stati UE abbiano regole più vantaggiose;
 - l'accesso al mercato non deve essere ottimizzato per i nuovi entranti, a tutela della stabilità degli operatori esistenti.
70. In **Spagna**, la crescente rilevanza degli impianti idroelettrici reversibili nel bilanciare la rete elettrica e sostenere la transizione energetica ha spinto il Governo a introdurre nel 2023 il **Decreto Regio 8/2023**. Questo provvedimento consente di rinnovare le concessioni degli impianti di pompaggio già esistenti, rilasciati prima del Decreto, considerandoli alla stregua di impianti di accumulo idraulico strategici. In caso di interventi di *repowering*, il rinnovo può essere concesso direttamente all'attuale operatore per una **durata massima di 50 anni**. Questa misura ha l'obiettivo di **sbloccare investimenti strategici**, evitando che le criticità del quadro normativo europeo blocchino investimenti strategici nel settore idroelettrico, limitandone il potenziale di sviluppo a supporto della transizione energetica.
71. Il **caso francese del Rodano** rappresenta un esempio emblematico di come un Paese possa mantenere il controllo delle concessioni per rafforzare l'indipendenza energetica. Nel 2022 il Parlamento ha **prorogato la concessione** detenuta dalla *Compagnie Nationale du Rhône (CNR)* **fino al 31 dicembre 2041**, rispetto alla scadenza originaria prevista nel 2023, nonostante la Francia fosse (ed è ancora) soggetta a procedura d'infrazione.
72. La concessione riguarda **19 impianti idroelettrici** per una potenza complessiva di **3 GW** ed è stata rinnovata dopo un processo di consultazione con la Commissione europea, che ne ha confermato la compatibilità con la legislazione UE sugli aiuti di Stato in merito al prolungamento della concessione idroelettrica. Il rinnovo è stato approvato all'unanimità dall'Assemblea Nazionale francese con l'obiettivo di preservare l'indipendenza energetica del Paese e garantire l'ammodernamento degli impianti.
73. Il concessionario si è impegnato a **investire circa 165 milioni di Euro nei prossimi 5 anni** per aumentare la potenza della centrale di Montélimar, realizzare 6 nuovi impianti di mini-idroelettrico e studiare una nuova installazione nella zona di Saint-Romain-de-Jalionas. Tali risorse serviranno per aumentare la potenza di alcuni impianti esistenti, costruire nuove centrali di mini-idroelettrico e realizzare infrastrutture innovative per rafforzare la produzione nazionale. Sono previsti **controlli al 2028 e al 2033** per verificare il rispetto degli impegni di investimento previsti, prevedendo una penale se non fossero rispettati gli impegni.
74. Occorre tuttavia evidenziare come sono tuttora in corso di discussione le trattative tra Francia e Commissione europea per il rinnovo delle concessioni del principale operatore

di mercato. La Francia, contrariamente a quello che la Commissione auspica, vorrebbe evitare l'apertura del proprio mercato idroelettrico a procedure competitive. A tal proposito, merita menzione la notizia apparsa recentemente sulla stampa secondo cui sembrerebbe che la Francia sia prossima a chiudere un **accordo con le autorità dell'Unione Europea**. L'accordo prevederebbe il mantenimento delle concessioni idroelettriche di tutto il Paese (quindi non solo quelle del Rodano) agli attuali concessionari al fine di garantire la **continuità di esercizio delle strutture per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza, la gestione delle acque, il mantenimento delle competenze e dei posti di lavoro locali e la restituzione di valore ai territori**. Inoltre, vale la pena menzionare una recente consultazione del Governo francese **con gli operatori del mercato energetico** per favorire riflessioni sull'introduzione delle capacità idroelettriche virtuali nel mercato all'ingrosso. Si tratta di un esempio di come i Governi dei Paesi membri si stanno muovendo per rispondere alle **esigenze di apertura del mercato, valorizzando però allo stesso tempo l'importanza del settore idroelettrico** e i relativi vantaggi che questo offre.

75. Nel sopra descritto contesto, un passaggio chiave per delineare l'orizzonte giuridico delle concessioni idroelettriche in tutta l'UE potrà essere rappresentato dalla decisione che la **Corte di Giustizia dell'Unione europea** dovrà rendere sui quesiti sollevati dalla Corte costituzionale italiana nell'ambito del rinvio pregiudiziale avente ad oggetto l'**articolo 3 della legge regionale Emilia-Romagna n. 17/2023**, che prevede proroghe (e non rinnovi/riassegnazioni del tipo ipotizzato per la "quarta via") fino a trent'anni delle **piccole derivazioni idroelettriche** in presenza di specifici incentivi FER. In particolare, la Corte costituzionale, chiamata a vagliare il **possibile conflitto** di questa norma con i **principi di concorrenza dell'ordinamento europeo**, ha ritenuto necessario interrogare i giudici di Lussemburgo su tre snodi decisivi:
 - la qualificazione della **produzione idroelettrica** come "**bene**" (come ripetutamente affermato dalla GCUE in relazione alla produzione di energia elettrica in generale) o "**servizio**";
 - la rilevanza della nozione di **scarsità della risorsa acqua**;
 - qualora la produzione idroelettrica sia qualificata come servizio, la compatibilità del rinnovo delle concessioni **con l'articolo 12 della Direttiva Servizi**, che vieta i rinnovi senza gara.

La decisione della CGUE potrà costituire un chiarimento anche a livello europeo della disciplina unionale applicabile alle concessioni idroelettriche.

76. La complessità e disomogeneità regolatoria in Europa è ulteriormente amplificata dall'**assenza di una soglia univoca** per definire in modo chiaro cosa rientri tra le "piccole" e le "grandi" **derivazioni idroelettriche**. Nei diversi Stati membri, infatti, la classificazione varia in maniera significativa: in alcuni Paesi la soglia massima per una piccola derivazione è inferiore a **3 MW**, in altri arriva fino a **5 MW, 10 MW** o persino **15 MW**.

Questa eterogeneità determina una forte **discrezionalità regolatoria**, generando disallineamenti nei regimi autorizzativi e nelle politiche di incentivazione.

77. Le conseguenze sono molteplici:

- si **ostacola l'armonizzazione** delle politiche energetiche a livello comunitario;
- si creano **differenze sostanziali nei requisiti per la valutazione dell'impatto ambientale** e nei rischi connessi alla realizzazione degli impianti;
- per gli investitori, questa frammentazione normativa si traduce in una **maggior incertezza** e in una **minore trasparenza**, complicando la pianificazione di strategie industriali a lungo termine e rendendo meno prevedibile il ritorno sugli investimenti.

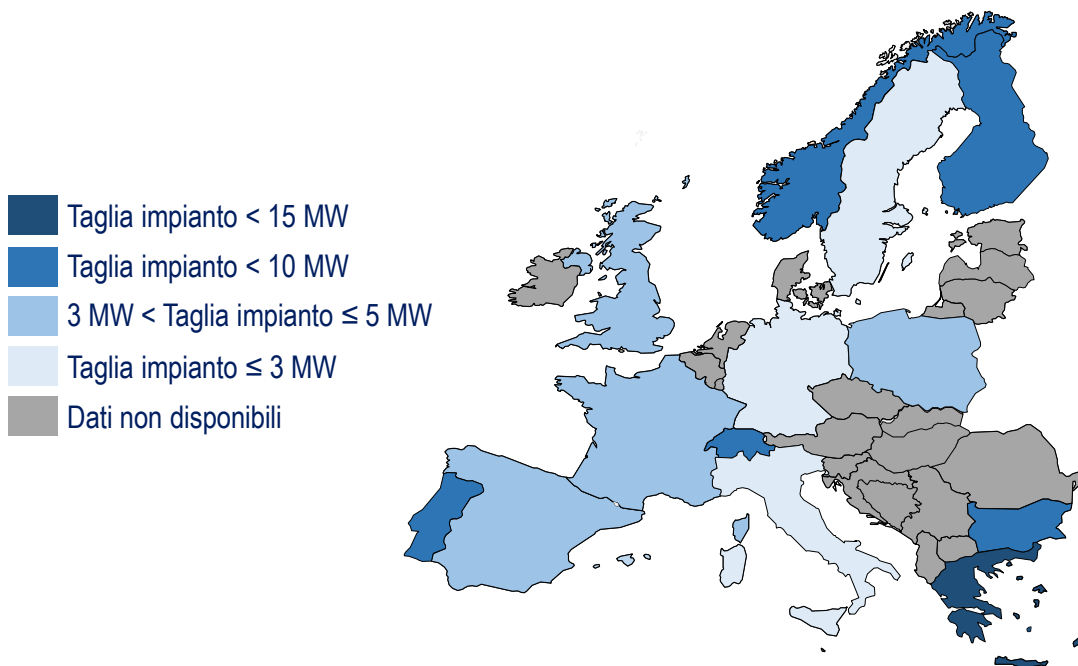


Figura 32. Differenze di potenza per la definizione di idroelettrica di «piccola derivazione» in Europa (MW), ultimo anno disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Florence School of Regulation e European University Institute, 2025.

78. In ambito italiano, la normativa affida un **ruolo fondamentale alle Regioni e alle Province Autonome**, alle quali, nei limiti del quadro delineato dal legislatore nazionale, viene demandato il compito di assegnare le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche mediante una delle modalità individuate dalla legge (gara, PPP e società mista). Alle Regioni e Province Autonome è anzitutto attribuita la valutazione dell'interesse pubblico in relazione ai diversi usi delle acque, valutazione preliminare alla stessa concessione di grande derivazione. Le Regioni e le Province Autonome hanno una visione integrata del territorio e possono coniugare produzione energetica, sostenibilità e benefici locali, integrando l'idroelettrico nei propri strumenti di pianificazione energetica (come i PEAR); di gestione della risorsa idrica e prevenzione del dissesto idrogeologico; di raccordo tra energia, agricoltura, ambiente e turismo, ma anche di

programmazione economica. Sono il livello istituzionale più vicino al territorio e possono quindi garantire una gestione sostenibile, efficace ed integrata dell'idroelettrico.

79. Con la scadenza di numerose concessioni si sta delineando un **quadro complesso** che potrebbe ostacolare lo sviluppo dell'idroelettrico in Italia a supporto della transizione energetica. L'assenza di una strategia nazionale uniforme e condivisa contribuisce a creare un contesto incerto che non consente agli operatori di pianificare investimenti a lungo termine.

2.3 LE ULTERIORI COMPLESSITÀ LEGATE ALLO SVILUPPO DEL SETTORE IDROELETTRICO IN ITALIA

80. Oltre alle complessità afferenti al quadro normativo europeo ed italiano e alla frammentazione normativa di quest'ultimo, sono state identificate **quattro ulteriori complessità** che incidono sulla sostenibilità economica e gestionale degli impianti:

- la **frammentazione dei canoni concessori**;
- la **normativa sul Deflusso Ecologico**;
- la **gestione dei sedimenti nelle grandi dighe**;
- **l'incertezza legata agli impatti del cambiamento climatico**.

81. Un primo nodo riguarda i **canoni**, che ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 79/1999 devono essere corrisposti semestralmente dai concessionari degli impianti alle Regioni, che li determinano con relative leggi regionali. Il canone è articolato in:

- una **componente fissa**, legata alla potenza nominale media di concessione;
- una **variabile**, calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati sulla base del rapporto fra la produzione ed il prezzo zonale dell'energia elettrica.

82. A ciò si aggiunge la possibilità, per le Regioni, di disporre l'obbligo per i concessionari degli impianti di fornire annualmente una **quota di energia gratuita**, pari **220 kWh per ogni kW** di potenza nominale, per almeno il 50% destinata a servizi pubblici e utenti provinciali. Inoltre, fino all'assegnazione della concessione, il concessionario scaduto è tenuto a versare, su richiesta della regione, un canone aggiuntivo da corrispondere per l'esercizio degli impianti nelle more dell'assegnazione.

83. Questa impostazione normativa dei canoni genera tre punti principali di attenzione:

1. la **componente fissa non dipende dall'idraulicità, dall'efficienza dell'impianto o dalle dinamiche del mercato elettrico**, rischiando di gravare sui margini operativi a causa di periodi di forte siccità o elevata volatilità dei prezzi, data la crescente penetrazione di rinnovabili intermittenti;
2. la **manca di soglie massime dei canoni** fissi e variabili (la normativa, infatti, specifica solo le **soglie minime** per entrambe le componenti);

3. **l'incertezza normativa** sul rinnovo delle concessioni scadute grava ulteriormente sull'attuale concessionario a causa del potenziale canone aggiuntivo.
84. Negli ultimi anni, inoltre, i canoni demaniali hanno registrato una **crescita** molto più rapida rispetto all'**inflazione** e al **prezzo dell'energia elettrica**. Dal 2008 al 2023 l'importo dei canoni è aumentato nella quasi totalità delle regioni in un *range* tra le **tre e le sette volte**, un incremento che ha superato di gran lunga l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN), cresciuto nello stesso periodo solo di 1,4 volte, e quello dell'inflazione, che ha segnato un aumento di 1,3 volte.

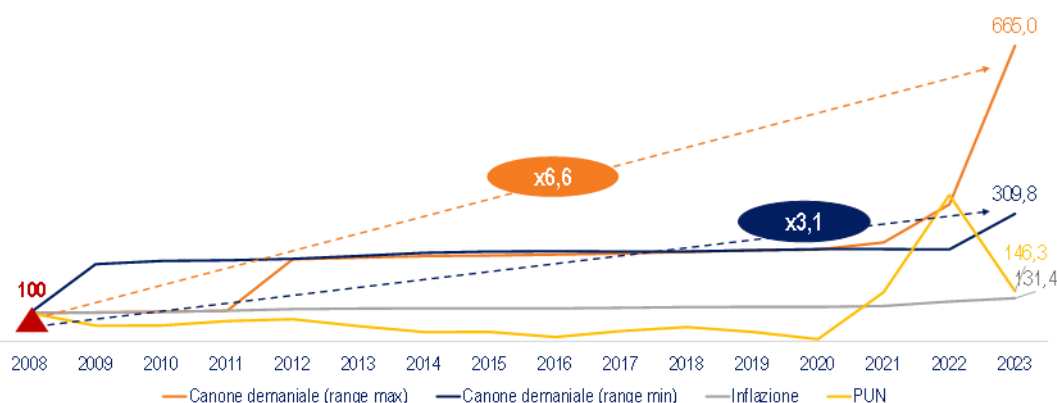


Figura 33. Evoluzione dei canoni demaniali per uso idroelettrico per grandi derivazioni rispetto all'inflazione e al prezzo dell'energia elettrica (PUN) (anno indice 2008 = 100), 2008-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Elettricità Futura e fonti varie, 2025.

85. Il continuo rialzo dei canoni demaniali e l'introduzione di canoni variabili e quota di energia gratuita mettono **a rischio la sostenibilità economico-gestionale degli impianti**. Questa dinamica, già penalizzante, è aggravata dalla normativa sui canoni, che prevede solo una soglia minima per la componente fissa che non può essere inferiore a 30 Euro/kW.
86. In aggiunta al canone demaniale, numerosi **sovracononi** gravano sulle grandi concessioni idroelettriche, tra cui il **canone demaniale variabile** (2,5-3%), il **sovraconone BIM** (31,94 €/kW) e il **sovraconone Enti Riviera schi** (7,98 €/kW). Il valore finale derivante dalla somma dei vari canoni, **non sempre correlato all'effettiva redditività degli impianti**, riduce la sostenibilità economico-gestionale degli impianti, limitando la capacità di pianificare interventi di ammodernamento o nuovi investimenti. La complessiva armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni è dunque un elemento essenziale per garantire un **equilibrio economico-finanziario che supporti il dispiegamento da subito degli investimenti strategici e necessari** per lo sviluppo del settore idroelettrico.
87. A livello europeo emerge un quadro differente da quello appena osservato per l'Italia. In molti Paesi, infatti, il regime dei canoni è basato su un **principio di proporzionalità** rispetto alla produzione o ai ricavi effettivi dell'impianto. **Spagna e Polonia** rappresentano esempi significativi: in entrambi i casi vengono applicate aliquote variabili

calcolate direttamente sul fatturato associato all'energia idroelettrica prodotta. Questo approccio permette di correlare l'onere economico alla reale **profittabilità dell'impianto** e ridurre il rischio di onerosità in caso di forti oscillazioni di mercato o fattori esogeni come la siccità, garantendo una maggiore stabilità finanziaria.

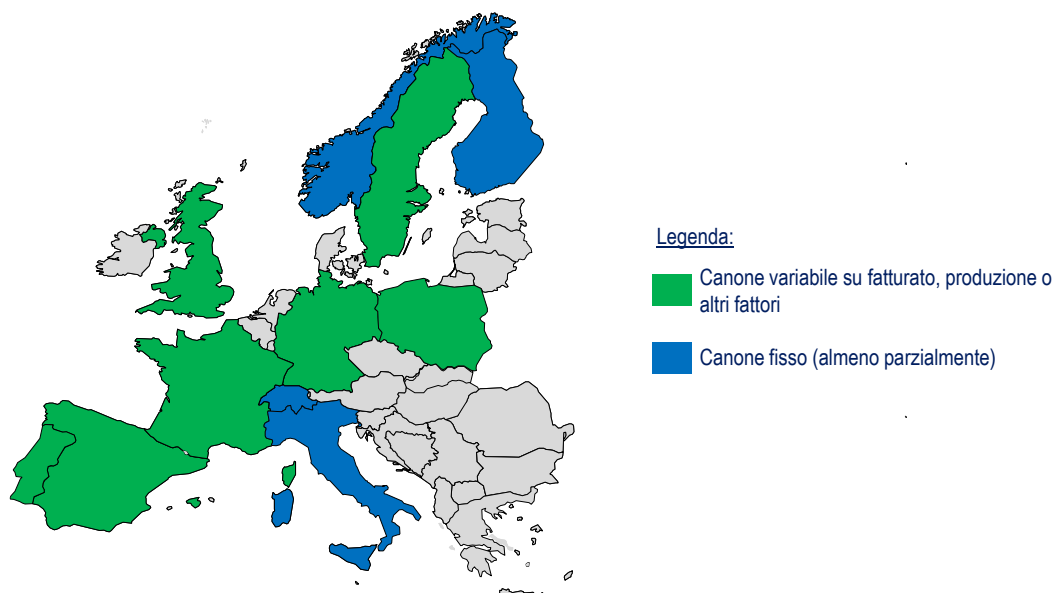


Figura 34. Regime dei canoni idroelettrici in Europa: confronto tra modelli fissi e variabili. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Florence School of Regulation, normative nazionali e fonti varie, 2025.*

88. La seconda complessità riguarda la normativa sul **Deflusso Ecologico** (DE), che comporta alcuni punti di attenzione per gli operatori idroelettrici. In particolare, la normativa sul DE impone agli operatori idroelettrici **obblighi tecnici stringenti** per garantire non solo una **portata istantanea minima** a valle delle opere di derivazione idroelettrica, ma un regime idrologico più articolato, finalizzato al raggiungimento degli **obiettivi ambientali**, in modo da salvaguardare le caratteristiche dei corpi idrici, stabilendo che dal **1° gennaio 2027** tutti gli impianti idroelettrici dovranno operare nel rispetto della normativa sul DE.
89. Nel dettaglio, dal **punto di vista tecnico**, gli operatori devono adeguare le opere, installando sistemi di rilascio automatico o manuale per assicurare la portata prevista dal DE a valle, garantendone il rispetto anche in condizioni di variabilità stagionale. Tali sistemi possono richiedere ad esempio l'installazione o taratura di valvole, paratoie o *by-pass*, oltre a idonei strumenti di misura del flusso. Questi adeguamenti spesso ridurranno la quantità d'acqua disponibile alle turbine, in misura non proporzionale all'effettiva disponibilità di risorsa, con conseguente potenziale diminuzione della produzione elettrica.
90. In secondo luogo, dal **punto di vista autorizzativo**, i valori di DE saranno vincolanti e inseriti nei titoli autorizzativi (es. concessioni, autorizzazione unica) in sede di rinnovo. Tuttavia, data la competenza delle Regioni e delle Autorità di Bacino, i valori di DE e le

modalità applicative possono variare tra le diverse Regioni, soprattutto in relazione alla componente ambientale¹¹.

91. Infine, dal punto di vista **sistemico**, il rispetto dei nuovi vincoli di DE **limita la disponibilità idrica per usi plurimi** (agricoli, civili, industriali), riducendo la flessibilità gestionale della risorsa idrica per conciliare efficacemente i diversi usi.
92. Il terzo elemento di complessità è legato alla questione dei **sedimenti** negli invasi delle grandi dighe, un problema che evidenzia la necessità di una gestione attiva e periodica degli impianti. Nel dettaglio, il D.M. 205/2022 ha modificato il regolamento per la redazione del **progetto di gestione degli invasi**, con l'obiettivo di:
- definire il mantenimento/graduale ripristino della capacità utile originaria dell'invaso introducendo il concetto di **capacità utile sostenibile**¹², che porta con sé, tuttavia, costi elevati e complessità tecnica nella pianificazione degli investimenti e rischi ambientali legati alla rimozione e trasporto dei sedimenti;
 - mantenere il funzionamento degli **scarichi delle dighe**;
 - garantire il mantenimento o il ripristino della continuità del **trasporto solido**, sia fine che grossolano, a valle degli sbarramenti.

In particolare, una gestione efficiente dei sedimenti è fondamentale per contrastare la **riduzione della capacità di stoccaggio degli invasi**. I sedimenti hanno infatti ridotto di circa il **9-11%** la capacità totale degli invasi in Italia, con oltre il 77% dei sedimenti che è localizzato in 5 Regioni (Veneto, Lazio, Sicilia, Sardegna e Umbria).

93. Nonostante il D.M. 205/2022 rappresenti un primo passo di semplificazione normativa, permangono criticità associate alle **modalità di smaltimento** dei sedimenti, che variano a seconda dei materiali naturali rilevati al loro interno, e che possono comportare interventi complessi e costosi per le operazioni di rimozione, trasporto e smaltimento.
94. L'ultimo elemento su cui occorre soffermarsi in questa sede, seppur di natura "esogena" rispetto al settore, è il **cambiamento climatico**, che amplifica le criticità già esistenti e richiede una modifica della pianificazione della gestione e degli investimenti per gli operatori.

¹¹ Il Deflusso Ecologico è calcolato in funzione di una componente idrologica e una componente ambientale. La componente ambientale è determinata attraverso l'applicazione dei fattori correttivi (morfologico, interazione con acque sotterranee, idrologico), che possono variare tra le diverse Regioni, al fine di consentire il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi ambientali, di conservazione degli *habitat* naturali e di fruizione dei corpi idrici.

¹² Quel volume, inferiore a quello utile di regolazione, che può essere rideterminato dalla Regione e risulta idoneo a garantire il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale e il corretto uso della risorsa idrica.

95. In particolare, il 2024 ha segnato un **record storico**, registrando un'**anomalia termica di +2,72 °C** rispetto alla media del periodo pre-industriale, il valore più elevato mai osservato in Italia.
96. Negli ultimi anni, inoltre, le temperature hanno costantemente superato la soglia di +1,5 °C, evidenziando una tendenza strutturale verso un riscaldamento globale sempre più marcato. Questa dinamica comporta un'accelerazione del ciclo idrologico, riducendo la disponibilità di neve e ghiaccio nei bacini alpini. L'effetto combinato di stagioni più calde e scarse riserve nivali determina una maggiore imprevedibilità delle portate e limita la capacità degli invasi di garantire regolarità alla produzione idroelettrica.



Figura 35. Andamento delle anomalie termiche in Italia (var. °C vs. media periodo pre-industriale), 1990-2024. variabili. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Ispra, 2025.

97. Il riscaldamento climatico è accompagnato da un'evoluzione altrettanto preoccupante delle **precipitazioni**. La frequenza degli eventi meteorologici estremi è cresciuta in modo esponenziale: nel 2024 sono stati registrati oltre **1.600 episodi di piogge intense**, un valore **36 volte** superiore rispetto al quinquennio 2005-2009. Inoltre, anche gli allagamenti nelle città italiane sono stati **45 volte** superiori nel 2024 rispetto al quinquennio 2005-2009. Questa combinazione – lunghi periodi siccitosi alternati a precipitazioni violente e concentrate – compromette l'equilibrio degli ecosistemi idrici e la funzionalità delle infrastrutture. I periodi di siccità riducono drasticamente l'apporto naturale agli invasi, mentre le piogge torrenziali generano fenomeni di ruscellamento che non contribuiscono in modo efficace alla ricarica delle risorse, aggravando la vulnerabilità operativa degli impianti idroelettrici.

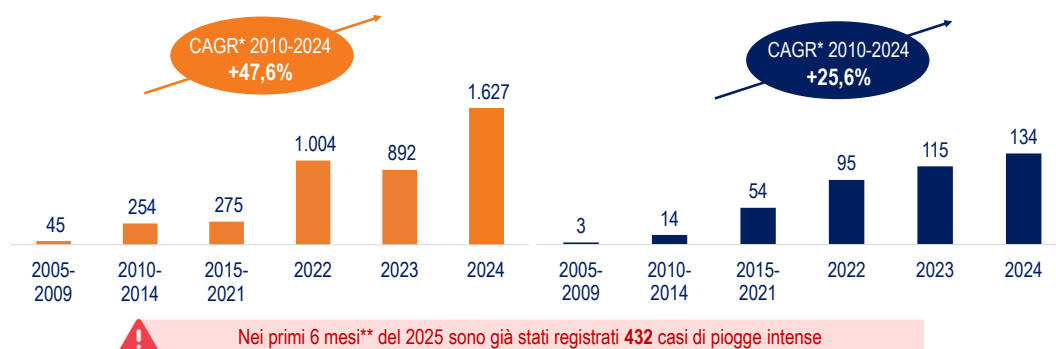


Figura 36. Grafico a sinistra: andamento degli eventi estremi di piogge intense in Italia (valori assoluti medi nel quinquennio), 2005-2024. Grafico a destra: Andamento degli allagamenti nelle città in Italia (valori assoluti medi nel quinquennio), 2005-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati *European Severe Weather Database (ESWD)* e *Legambiente*, 2025. (*) CAGR: Tasso medio annuo di crescita composto. (**) Dati aggiornati al 30 giugno. N.B. Per pioggia intensa si intende la pioggia che cade in quantità tali da provocare danni significativi, oppure non si conoscono i danni, ma si sono osservate quantità di precipitazioni eccezionalmente elevate in un periodo di massimo di 24 ore.

98. Questi fenomeni trovano riscontro anche a livello europeo, dove l'Italia risulta tra i Paesi più esposti al rischio di **stress idrico**¹³. Nel 2023 si è classificata 4° nell'UE-27, con un indice di 3,3 su 5, posizionandosi subito dopo Belgio, Grecia e Spagna. Si tratta di un livello che già oggi evidenzia una condizione di forte pressione sulle risorse idriche, destinata a peggiorare ulteriormente entro il 2030 con un incremento stimato del 2,7%. Un simile scenario implica inevitabilmente una maggiore **competizione tra usi plurimi** – agricoli, civili, industriali – rendendo più complesso garantire un approvvigionamento stabile per la produzione di energia da fonte idroelettrica. La **scarsità idrica**, infatti, non solo riduce le portate disponibili per la generazione elettrica ma obbliga a rivedere le priorità di utilizzo della risorsa, con impatti diretti sulla sicurezza del sistema energetico nazionale.

¹³ Lo *stress idrico* è definito come il rapporto tra prelievi idrici totali e disponibilità di acqua superficiale e sotterranea. I dati sono riparametrati da 1 a 5 sulla base della normalizzazione dei prelievi idrici totali dei Paesi.

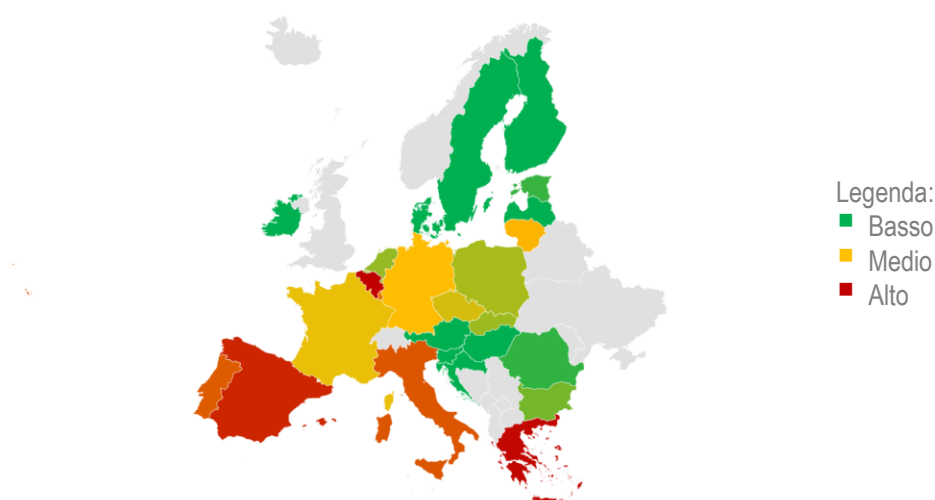


Figura 37. Tasso di *stress idrico** nei Paesi UE-27 (valori indice 1-5), 2023. (*) Lo *stress idrico* è definito come il rapporto tra prelievi idrici totali e disponibilità di acqua superficiale e sotterranea. I dati sono riparametrati da 1 a 5 sulla base della normalizzazione dei prelievi idrici totali dei Paesi. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati WRI, 2025.

99. Gli effetti sono già tangibili nella disponibilità di risorsa idrica rinnovabile. Tra il 2022 e il 2023 l'Italia ha **perso volumi ingenti rispetto alla media storica**: nel 2022 si è toccato il minimo con appena 67 miliardi di m³, pari a un **calo del 51%** rispetto al periodo 1951-2023. Nel 2023 si è registrato un parziale recupero (112 miliardi di m³), ma il dato resta comunque inferiore del **18%** rispetto ai livelli medi storici. Questo quadro mette in evidenza la necessità di adottare strategie di gestione più resilienti e di pianificare crescenti investimenti per salvaguardare la continuità operativa del comparto idroelettrico e garantire un equilibrio tra fabbisogni energetici e tutela ambientale.

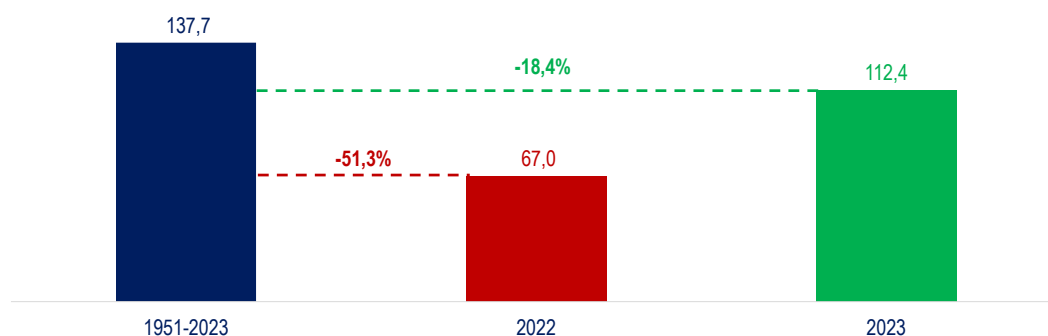


Figura 38. Disponibilità di risorsa idrica rinnovabile totale* annua in Italia (miliardi di m³ e var. %), media 1951-2023, 2022 e 2023. (*) La risorsa idrica che si produce naturalmente nel territorio di riferimento esclusivamente dalle precipitazioni, che al netto dell'evapotraspirazione, sono cadute all'interno dello stesso territorio (*internal flow*), a cui si somma eventualmente la risorsa naturale proveniente dall'esterno del territorio (*actual external inflow*). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ISPRA, IPCC e Relazione del Commissario Straordinario Nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della siccità alla Cabina di Regia, 2025.

100. La contrazione delle risorse idriche si riflette direttamente sulla produzione elettrica. Nel 2022, anno segnato da eventi siccitosi eccezionali, la generazione lorda degli impianti idroelettrici italiani è scesa a **30,3 TWh**, riportandosi ai **livelli medi degli anni '50**. Questa crescente instabilità mette a rischio la capacità del comparto di garantire una quota

stabile e prevedibile di energia rinnovabile nel mix nazionale, accentuando la dipendenza da altre fonti e compromettendo la sicurezza energetica complessiva.

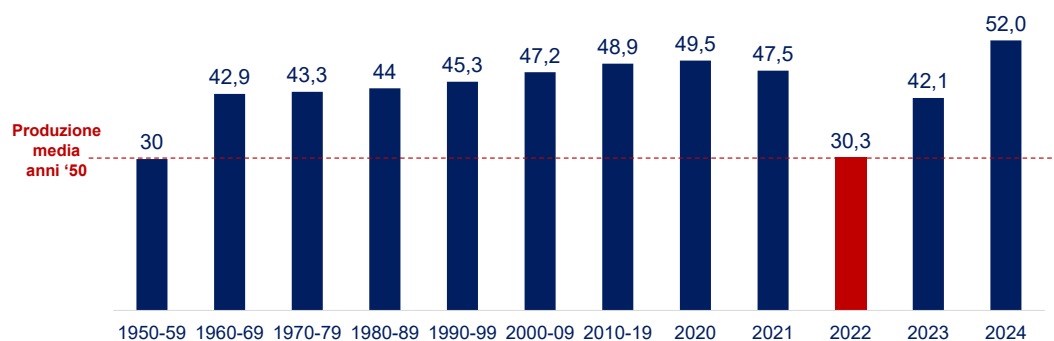


Figura 39. Produzione lorda di elettricità degli impianti idroelettrici in Italia (TWh), 1950-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

101. Nel complesso, l'intreccio tra le tematiche riferite ai canoni, vincoli ambientali più stringenti, problematiche legate alla gestione dei sedimenti e l'impatto ormai strutturale del cambiamento climatico evidenzia **un settore sempre più esposto a pressioni economiche, operative e ambientali**. Questi fattori, agendo in maniera combinata, riducono la prevedibilità e la stabilità della produzione idroelettrica, mettendo a rischio la capacità del comparto di mantenere il proprio ruolo strategico nel mix energetico nazionale.

CAPITOLO 3

ANALISI CRITICA DELLE ALTERNATIVE ESISTENTI PER LA RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE E UNA POSSIBILE QUARTA VIA

102. Il terzo Capitolo è dedicato all’**analisi delle possibili modalità di riassegnazione delle concessioni idroelettriche**, con l’obiettivo di individuare soluzioni che consentano di sbloccare investimenti strategici nel settore e garantire al contempo la tutela dell’interesse pubblico. Alla luce del quadro normativo vigente e del ruolo chiave delle Regioni e Province Autonome, il Capitolo esamina i **pro e i contro** delle tre modalità attualmente previste dalla normativa vigente – **procedura di gara a evidenza pubblica, società a capitale misto pubblico-privato e partenariato pubblico-privato** – e di una possibile “**quarta via**”, che prevederebbe la **riassegnazione tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio** delle concessioni allo stesso operatore a fronte di un piano industriale e di una complessiva armonizzazione ed equilibrio dell’attuale assetto dei canoni. Tale riflessione si inserisce nel più ampio dibattito sulla valorizzazione degli *asset* idroelettrici nazionali e sul loro ruolo chiave per la sicurezza e indipendenza energetica, la sostenibilità ambientale e la competitività del sistema produttivo italiano.

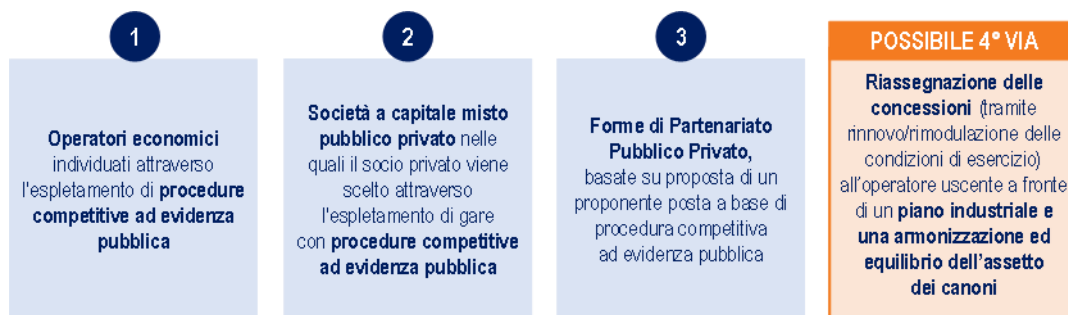


Figura 40. Le tre modalità attraverso le quali le Regioni, ove non ritengano sussistere un prevalente interesse pubblico ad un diverso uso delle acque, incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, possono assegnare le concessioni idroelettriche ai sensi dell'articolo 12 del D.lgs. n. 79/1999 (Decreto Bersani) e la c.d. “quarta via”. *Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.*

3.1 I MECCANISMI DI PROCEDURA COMPETITIVA NELLA TEORIA ECONOMICA

103. I meccanismi di procedura competitiva possono rappresentare, in determinate condizioni, un valido **strumento** a disposizione dell’amministrazione per selezionare operatori efficienti nei settori di interesse pubblico. **Tuttavia, affinché funzionino efficacemente, è indispensabile che sussistano condizioni di concorrenza reale¹⁴ e vengano valutati tutti gli elementi di contesto.** In assenza di tali condizioni, il

¹⁴ Demsetz, H. (1968). *Why regulate utilities?* Journal of Law and Economics, 11(1), 55–65.

meccanismo competitivo può perdere gran parte della propria efficacia e, in alcuni casi, **generare effetti distorsivi**.

104. La competizione tra operatori può permettere, in linea teorica, **di allocare le risorse pubbliche verso i soggetti più efficienti**. In presenza di un meccanismo competitivo efficace, gli operatori sarebbero incentivati a ottimizzare i processi, razionalizzare le strutture e proporre soluzioni che rispondano con maggiore aderenza alle esigenze degli utenti e delle comunità servite. Un altro beneficio teorico delle gare è la promozione di un **uso più efficiente delle risorse economiche**. La competizione tra offerte tende, infatti, a produrre ribassi di prezzo che, se sostenibili, si traducono in risparmi per la collettività. Questi risparmi possono essere reinvestiti in altri settori prioritari, contribuendo a una migliore allocazione complessiva del bilancio pubblico. Quando le gare sono impostate su parametri misurabili e premianti per la qualità, si crea un contesto in cui la riduzione dei costi non va a discapito dell'attività erogata, ma è accompagnata da miglioramenti gestionali.
105. Le gare pubbliche, se ben disegnate e implementate, **possono contribuire a rafforzare la trasparenza e l'accountability dell'amministrazione**. Ogni fase del procedimento, dalla predisposizione del bando alla valutazione delle offerte, fino all'aggiudicazione e al monitoraggio del contratto, è soggetta a regole, controlli e obblighi di pubblicità. La tracciabilità dei processi può favorire l'adozione di strumenti digitali, banche dati condivise e reportistica automatizzata, che migliorano la qualità dell'azione amministrativa e ne aumentano l'efficienza. I cittadini, da parte loro, possono accedere a informazioni chiare e verificabili, rafforzando la fiducia verso le istituzioni pubbliche.

Efficienza allocativa	Promuove l'assegnazione delle risorse a operatori efficienti, massimizzando il <i>welfare</i> , migliorando qualità, innovazione e ottimizzazione dei costi nei servizi pubblici
Uso più efficiente delle risorse	La concorrenza tra offerte incentiva ribassi di prezzo, favorendo risparmi e un uso più efficiente delle risorse
Trasparenza e accountability	Procedure pubbliche e tracciabili aumentano la fiducia dei cittadini e migliorano il controllo sull'azione amministrativa e sui risultati

Figura 41. I potenziali benefici legati ai meccanismi di gara. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonte varie, 2025.

106. Nonostante i vantaggi teorici e pratici dei meccanismi di procedura competitiva, individuabili in linea teorica e astratta, vi sono settori in cui il ricorso automatico a questo strumento rischia di produrre effetti contrari a quelli attesi. Ciò accade in particolare nei **contesti caratterizzati da elevati costi fissi e requisiti tecnici, asset e infrastrutture ad alta intensità di capitale, forti esternalità ambientali e rilevanti investimenti di valenza ambientale e sociale**. In questi casi, i meccanismi di procedura competitiva non garantiscono i benefici sperati rischiando di **produrre effetti distorsivi** e possono indebolire l'efficienza operativa, aumentare i costi nel medio periodo e ridurre il controllo della pubblica amministrazione sulle dinamiche contrattuali.
107. Le procedure competitive si basano su contratti che definiscono obblighi, diritti e condizioni operative su un orizzonte temporale lungo. Tuttavia, è **impossibile prevedere**

tutte le eventualità che potrebbero verificarsi nel corso di una concessione, soprattutto in settori soggetti a **cambiamenti normativi, ambientali e tecnologici**. L'elevata variabilità del contesto richiede flessibilità, ma questa può diventare un terreno fertile per comportamenti opportunistici da parte del gestore, che può sfruttare l'ambiguità contrattuale per chiedere modifiche favorevoli o per ridurre l'efficienza operativa. Al contempo, l'amministrazione può trovarsi in difficoltà nel far rispettare gli obblighi contrattuali, a causa di **lacune originarie o ambiguità interpretative**. Il rischio è una perdita progressiva di controllo sulla gestione, con conseguenze negative in termini di efficienza, equità e continuità delle attività operative.

108. Un altro pericolo insito nelle procedure competitive è legato alla **cosiddetta Winner's curse o "maledizione del vincitore"**. Nei casi in cui la complessità dell'attività messa a procedura competitiva è alta ed i criteri di selezione sono prevalentemente economici, può succedere che ad aggiudicarsi la gara sia l'operatore che ha formulato un'offerta troppo ottimistica, sottostimando i costi o sovrastimando i ricavi. Questo comportamento, pur di vincere la procedura competitiva, compromette la sostenibilità dell'intervento e rischia di generare problemi esecutivi. A seguito dell'aggiudicazione, l'operatore può trovarsi nella necessità di tagliare i costi, abbassare l'efficienza operativa o chiedere revisioni contrattuali, con conseguenti tensioni tra gestore e Pubblica Amministrazione. In alcuni casi estremi, può addirittura verificarsi l'abbandono del contratto o l'insolvenza dell'operatore.
109. Collegate al rischio appena descritto vi sono le cosiddette **strategie di low-balling, ovvero offerte intenzionalmente molto basse, finalizzate ad assicurarsi la gara per poi recuperare margini attraverso modifiche contrattuali successive**. Questa dinamica si manifesta quando i meccanismi di revisione contrattuale non sono adeguatamente regolati o quando il controllo pubblico è debole. Il gestore può avviare richieste di aggiornamento dei corrispettivi, rinegoziazioni tecniche o rivendicazioni legali, trasferendo gradualmente i costi sull'amministrazione. In pratica, il prezzo di aggiudicazione iniziale non corrisponde a quello effettivamente sostenuto, e i risparmi promessi si trasformano in maggiori oneri per l'ente pubblico e per i cittadini.
110. Infine, i meccanismi di procedura competitiva in settori complessi comportano **sfide significative nella fase di monitoraggio e controllo**. Nei casi in cui i criteri di selezione sono multidimensionali, ovvero che includono valutazioni tecniche, ambientali, sociali e occupazionali, la definizione e l'applicazione dei punteggi può risultare poco oggettiva. Durante la fase di esecuzione, diventa difficile verificare il rispetto degli *standard* promessi, soprattutto in contesti in cui possono risultare carenti le competenze tecniche o le risorse per un controllo continuativo. In assenza di un efficace sistema di monitoraggio, anche una gara ben costruita in fase iniziale può perdere valore nel tempo e tradursi in una gestione inefficiente o in ritardi esecutivi.

Contratti incompleti e incertezza	In attività con alta variabilità nel tempo, la necessità di rinegoziazioni espone al rischio di comportamenti opportunistici e perdita di controllo da parte della PA
Winner's curse	Può aggiudicarsi la gara chi sottostima costi e rischi, compromettendo sostenibilità ed esecuzione
Strategie di low-balling	Offerte deliberatamente troppo basse, seguite da richieste di revisione contrattuale (<i>rent-shifting</i>), che trasferiscono i costi sull'ente pubblico
Inefficienze di monitoraggio	In gare multidimensionali, con criteri tecnico-economici poco oggettivi, è fondamentale garantire trasparenza e automatismo nelle valutazioni

Figura 42. Le possibili criticità legate ai meccanismi di gara. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonte varie, 2025.

3.2 LE CRITICITÀ DELLE PROCEDURE COMPETITIVE NEL SETTORE IDROELETTRICO

111. Per comprendere a fondo l'impatto dei meccanismi di procedura competitiva sul settore idroelettrico è necessario considerare attentamente alcune **caratteristiche peculiari del settore** e come queste interagiscono con i meccanismi di gara. Di seguito i **punti di attenzione** rilevati dall'analisi di TEHA.

PUNTI DI ATTENZIONE	CRITICITÀ ASSOCIATE ALLA PROCEDURA COMPETITIVA
Rischio di perdita di <i>know-how</i> fortemente legato alla dimensione territoriale	Patrimonio relazionale e competenze consolidate che generano forti esternalità positive in relazione alle concessioni irrigue interferenti, alla laminazione delle piene e alle esigenze della fauna ittica e del turismo sostenibile
Rischio di discontinuità nella gestione idraulica (es. rilasci a valle)	Gli operatori uscenti hanno un <i>know-how</i> consolidato e una maggiore esperienza nella gestione del ciclo idrico. La potenziale frammentazione di aggiudicatari risulterebbe in una perdita di sinergia e molteplici interlocutori per gli enti locali
Assenza di <i>level playing field</i> europeo	In Europa si registra una mancanza di omogeneità. Le decisioni giudiziali in Austria e Germania, con operatori italiani a cui è stato impedito l'accesso ai relativi mercati idroelettrici, testimoniano l'assenza di apertura dei mercati in UE in materia di assegnazione delle concessioni. Lo stesso dicasi per il rinnovo delle concessioni di EoP in Portogallo di 25 anni e per le proroghe delle concessioni idroelettriche della Compagnie Nationale du Rhône in Francia, fino al 2041
Alto rischio di ricorsi e incertezza normativa, con ritardo degli investimenti	In Italia, le poche procedure competitive ad oggi avviate sono oggetto di ricorsi e contenziosi con conseguenti incertezze in merito alle tempistiche di relativa definizione
Ottimizzazione degli obiettivi generali tra <i>welfare</i> per gli enti locali (es. incremento canoni) vs. <i>welfare</i> per il sistema e cittadini (es. investimenti per produzione, sicurezza e ambiente)	Nelle uniche gare indette ad oggi, il 50% dell'offerta economica si basa sui canoni (a favore di Regioni e enti locali), mentre è limitato il peso degli interventi di efficientamento degli impianti (5-7%) e della dimensione ambientale (6-15%), non generando alcun beneficio diretto o indiretto sul prezzo al cliente finale
Scarsa valorizzazione degli investimenti di valenza ambientale e sociale	La gestione degli invasi, le attività di manutenzione e di tutela ambientale richiedono investimenti elevati da parte degli operatori
Elevato numero di processi da gestire in parallelo da parte della P.A.	In Italia si contano oltre 4.800 impianti idroelettrici e il 68% degli impianti di grande derivazione andrà in scadenza nel 2029. La P.A. sarebbe chiamata quindi a gestire un elevato numero di processi in parallelo

Figura 43. Le criticità legate ai meccanismi di procedura competitiva relative alle caratteristiche peculiari del settore idroelettrico. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonte varie, 2025.

Rispetto all'applicazione dei meccanismi di gara al settore idroelettrico, inoltre, è necessario considerare la **possibile applicazione del c.d. Golden Power**, che però **non appare come uno strumento sufficiente a garantire la sicurezza energetica del Paese**, in quanto verrebbe applicato solo come **azione in ultima istanza** del Governo e comunque esercitabile alla fine del processo già avviato per il meccanismo di riassegnazione delle concessioni con il rischio di ulteriori ritardi significativi nel processo di riassegnazione.

112. Le criticità che possono emergere a causa dei meccanismi di procedura competitiva, inoltre, vanno contestualizzate in uno scenario in cui il **numero di concessioni in scadenza è estremamente elevato con il 68%** delle concessioni di **grande derivazione** che scadrà tra il 2025 e il 2029, perciò i punti di attenzione che emergono da questa analisi saranno ancora più salienti e di difficile gestione nel momento in cui sarà necessario rinnovare un gran numero di concessioni in parallelo.

Perdita di *know-how* fortemente legato alla dimensione territoriale

113. Le grandi dighe a uso idroelettrico risultano affidate a **28 concessionari** differenti. Gestire un impianto idroelettrico implica conoscere a fondo **il regime idrologico dei bacini**, i **vincoli ambientali e paesaggistici**, la relazione con le **comunità locali**, la **stratificazione normativa** delle autorità di bacino e delle regioni, aspetti che richiedono investimenti prolungati e *know-how* tacito, difficilmente trasferibile in tempi brevi.
114. Il ***know-how* territoriale**, lungi dall'essere un semplice vantaggio tecnico, assume la forma di **un patrimonio relazionale con forti esternalità positive**. La conoscenza del sistema di derivazioni, delle concessioni irrigue interferenti, delle esigenze della fauna ittica, delle pratiche di laminazione delle piene, costruisce un mosaico di competenze difficilmente eguagliabile dall'entrante. Sebbene la normativa preveda il trasferimento del personale operativo locale, parte del *know-how* non verrebbe trasferito. In tale contesto, la limitata disponibilità di risorse interne qualificate induce molti potenziali concorrenti a **ricorrere a consulenti esterni specializzati**, la cui numerosità sul mercato è a sua volta **esigua** rispetto alla domanda potenziale proveniente sia dagli operatori del settore sia dalla Pubblica Amministrazione. Questa scarsità di professionalità disponibili può determinare situazioni di conflitto sia tra operatori concorrenti, sia nei rapporti con le amministrazioni concedenti.
115. In ultima analisi, la complessità del settore idroelettrico e la territorialità del *know-how* evidenziano come la **procedura competitiva sia profondamente complicata** con il rischio di essere resa **meno efficiente**, se non addirittura dannosa.

Rischio di discontinuità nella gestione idraulica

116. La riassegnazione delle concessioni idroelettriche porta con sé il rischio di una possibile **discontinuità nella gestione idraulica**, in particolare nella programmazione e nell'esecuzione dei **rilasci a valle**. Nel 2022, anno segnato da una siccità prolungata, proprio i rilasci garantiti dagli operatori uscenti hanno assicurato la **continuità di molte attività agricole e industriali**, dimostrando come la gestione delle derivazioni non sia un dettaglio accessorio della produzione elettrica, bensì un'**attività di interesse pubblico essenziale** per la **tenuta dell'economia locale** e per la **salvaguardia degli usi plurimi** della risorsa idrica. Se, in fase di subentro, la catena decisionale e operativa si interrompe anche solo temporaneamente, gli effetti possono propagarsi lungo l'intero corso d'acqua, incidendo sulla qualità ecologica dei corpi idrici, sull'irrigazione, sui prelievi industriali e sulla sicurezza idraulica.
117. Il cuore del problema risiede nella **natura intrinsecamente continua** della gestione idrica. Le portate da rilasciare sono il risultato di modelli previsionali, di monitoraggi in tempo reale, di accordi con le Autorità di bacino e le agenzie ambientali regionali, di una conoscenza puntuale delle esigenze degli utenti a valle e dei vincoli ambientali da rispettare. Gli operatori storici dispongono di **sistemi informativi integrati, personale**

formato, protocolli consolidati e canali di comunicazione già rodati con le Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA) e con i consorzi irrigui. Inserire un nuovo gestore senza un passaggio di consegne accuratamente pianificato significa **spezzare questa catena** e imporre a chi subentra di ricostruire in tempi rapidi un **patrimonio informativo e organizzativo** che l'uscente ha sedimentato nell'arco di decenni.

118. Le procedure competitive rischiano dunque di sottovalutare la **dimensione temporale e relazionale della gestione idraulica**. Nel periodo che separa l'aggiudicazione formale dall'effettivo trasferimento della concessione, il nuovo concessionario deve acquisire dati storici, verificare lo stato delle opere di regolazione, approntare strumenti di telecontrollo, definire piani di rilascio coerenti con gli usi preesistenti e con eventuali condizioni emergenziali. Qualunque **ritardo, ambiguità documentale o resistenza informativa** può tradursi in **disservizi** con un conseguente **costo ambientale e sociale**. In un contesto di **cambiamento climatico**, in cui gli eventi estremi si alternano a periodi di scarsità idrica, l'**elasticità e la reattività del sistema di rilascio diventano** ancora più importanti: perdere anche solo poche settimane di coordinamento significa compromettere campagne irrigue, cicli produttivi industriali o il deflusso minimo vitale necessario alla fauna acquatica. Inoltre, occorre evidenziare che la **potenziale frammentazione di aggiudicatari** risulterebbe in una **perdita di sinergia** e molteplici interlocutori per gli enti locali.
119. Va infine considerato che molti operatori nazionali presentano una **integrazione verticale** nella gestione della risorsa acqua (non in termini di produzione elettrica), abbracciando l'**intero ciclo dell'acqua** sul territorio. Questa visione sistemica consente di programmare i rilasci non soltanto in funzione dell'energia generata, ma anche delle **esigenze di laminazione delle piene, delle manutenzioni dei canali irrigui, della gestione dei sedimenti, delle richieste turistiche e ambientali**. Un operatore privo di questa esperienza integrata potrebbe adottare un approccio parziale, centrato sull'ottimizzazione energetica e meno attento agli equilibri complessivi, con il **rischio di conflitti tra usi** e di decisioni miopi. Il *know-how* tecnico e organizzativo non è un vantaggio competitivo qualsiasi: è la condizione per svolgere un'attività di interesse pubblico che incide sulla **sicurezza territoriale e sul welfare delle comunità**.
120. La **capacità finanziaria e progettuale** gioca un ruolo ulteriore. Gli adeguamenti imposti dai nuovi disciplinari — sensori avanzati, sistemi predittivi per i fabbisogni idrici, dispositivi di rilascio modulato — richiedono **investimenti rapidi e coordinati**. Un gestore entrante che non disponga di risorse adeguate potrebbe rimandare o diluire tali interventi, prolungando la fase di vulnerabilità del sistema idrico. Al contrario, la **continuità gestionale** permette di **pianificare gli upgrade tecnologici** senza interruzioni delle attività, integrando gradualmente le nuove soluzioni e mantenendo stabile il dialogo con gli *stakeholder* locali.

Assenza di *level playing field* europeo

121. La stagione di rinnovo delle concessioni idroelettriche in Italia si colloca all'interno di un quadro europeo che, almeno sulla carta, dovrebbe garantire condizioni di concorrenza omogenee fra operatori provenienti da diversi Stati membri. In realtà, le **decisioni giudiziali in Austria e Germania** mostrano l'esistenza di un **evidente squilibrio**: mentre all'Italia viene richiesto di mettere a gara le concessioni scadute o in scadenza, altri Paesi **limitano o escludono l'accesso di soggetti esteri**, negando autorizzazioni o rifiutando persino l'indizione di procedure competitive. Ne emerge una **violazione sostanziale del principio di *level playing field***, cioè di quel terreno di gioco uniforme che dovrebbe consentire agli operatori europei di competere ad armi pari e, parallelamente, agli enti concedenti di scegliere il miglior progetto in termini di efficienza, sostenibilità e ricadute territoriali.
122. Il **caso austriaco** è emblematico: un operatore italiano ha richiesto concessioni idroelettriche in Tirolo e Stiria ma le autorità locali, supportate dai giudici amministrativi, hanno **negato sia l'autorizzazione sia la messa a gara**. Il Supremo Tribunale Amministrativo austriaco ha respinto in via definitiva il ricorso, sostenendo che un nuovo soggetto non ha alcun diritto all'assegnazione di una concessione in scadenza e che solo l'uscente può vantare un titolo alla riassegnazione. Secondo la stessa pronuncia non sussiste alcuna violazione del diritto dell'Unione, non è necessario un rinvio alla Corte di Giustizia e il diritto nazionale non impone alcuna procedura competitiva. Questa posizione non solo cristallizza un regime che protegge l'operatore uscente, ma si traduce in un **ostacolo concreto all'ingresso di imprese straniere, alterando le dinamiche concorrenziali**.
123. **In Germania lo scenario non è diverso**. Le richieste di un operatore italiano per ottenere concessioni idroelettriche in Baviera e Renania Settentrionale-Vestfalia sono state **respinte** sia in sede amministrativa sia davanti ai tribunali. Il 3 gennaio 2025 il Tribunale amministrativo della Baviera ha **rigettato il ricorso** sostenendo che **nessun obbligo europeo impone una selezione aperta e neutrale**, che **la produzione elettrica non rientra tra i servizi contemplati dalla Direttiva 2006/123/CE** e che nessuna normativa dell'Unione impone di mettere a gara le concessioni idroelettriche. Il giudice ha aggiunto che non è restrittivo il fatto che altri Stati membri adottino regole più vantaggiose e che l'accesso al mercato non debba essere ottimizzato per i nuovi entranti se ciò compromette la stabilità degli operatori già presenti. Anche in questo caso la logica è chiara: **la priorità è la tutela dell'assetto consolidato**, non l'apertura regolata di un mercato comune.
124. Queste vicende mettono in luce un problema che va oltre la sorte dei singoli procedimenti: **l'asimmetria regolatoria mina il senso stesso del mercato unico dell'energia**. Se l'Italia si impegna a bandire gare pubbliche sulla base di principi di **trasparenza e concorrenza**, ma i concorrenti esteri non sono chiamati a confrontarsi con

analoghe procedure nei loro Paesi, si crea una **disparità significativa tra gli operatori europei**. L'**assenza di reciprocità e di apertura dei mercati in UE** produce quindi un **circuito vizioso**: la gara italiana è aperta ma il sistema europeo, nel suo insieme, resta chiuso a senso unico.

125. L'assenza di apertura dei mercati in UE in materia di riassegnazione delle concessioni idroelettriche è testimoniata anche dal **rinnovo delle concessioni di Energias de Portugal (EdP) in Portogallo di 25 anni** e dalle proroghe delle concessioni idroelettriche della **Compagnie Nationale du Rhône** in Francia, fino al **2041**. Attualmente, la Francia sarebbe prossima a concludere un'intesa con le autorità dell'Unione Europea per il mantenimento in capo agli attuali concessionari delle concessioni idroelettriche di tutto il Paese.

Rischio di ricorsi e incertezza normativa, con ritardo degli investimenti

126. In Italia, le poche procedure competitive ad oggi avviate sono oggetto di ricorsi e contenziosi con conseguenti incertezze in merito alle tempistiche di relativa definizione. Le gare possono risentire anche di ulteriori criticità, costituite dall'**indennizzo adeguato dovuto al concessionario uscente** e dalle **incertezze applicative ed interpretative** afferenti al sistema di indennizzi e alla relativa coerenza con diversi principi di rilevanza Costituzionale, complessità operative che necessariamente possono portare a contenziosi. Tali contenziosi potrebbero determinare una situazione di incertezza anche in sede di presentazione delle offerte in quanto il relativo esito può incidere sugli aspetti economici delle stesse e rendere necessarie misure di riequilibrio rispetto all'offerta presentata dal futuro aggiudicatario.

Ottimizzazione degli obiettivi generali tra welfare per gli enti locali vs. welfare per il sistema e i cittadini/consumatori

127. Un altro nodo critico nelle procedure competitive è la **prevalenza dei criteri economici**, in particolare dei **canoni** offerti, rispetto agli elementi legati **all'efficientamento degli impianti**, alla **tutela ambientale** e al **valore sociale** generato sul territorio. Nei disciplinari analizzati delle uniche gare indette ad oggi, il peso attribuito alla componente economica raggiunge complessivamente il **50%**, con un **40% riservato alla parte fissa o variabile del canone** e un ulteriore 10% a voci comunque monetarie. Gli interventi di miglioramento dell'**efficienza tecnologica**, della **dimensione ambientale** e della **sicurezza dei lavoratori** si collocano invece in una **fascia residuale**, spesso compresa tra il **5%** e il **15%**. Questa sproporzione non è un dettaglio contabile, ma un segnale strutturale di come le procedure competitive rischino di orientare le strategie degli operatori più all'**incremento dell'offerta economica** che alla **qualità e sostenibilità dei progetti**, non generando alcun beneficio diretto o indiretto sul **prezzo al cliente finale** dell'energia producibile.

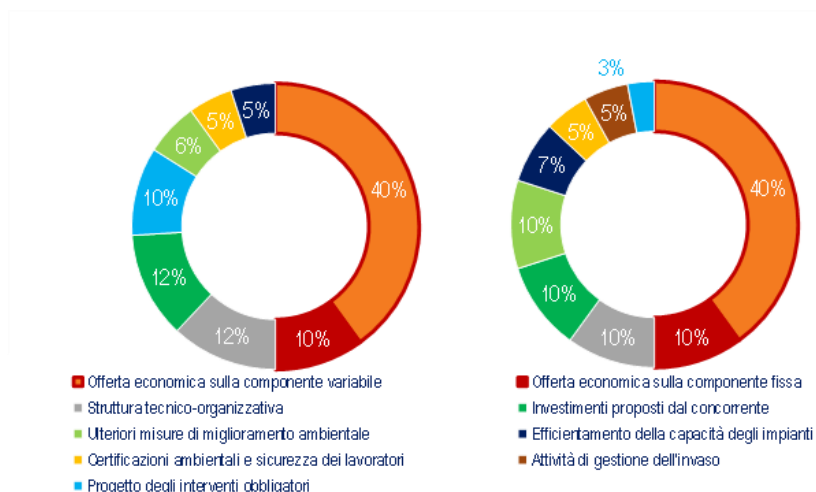


Figura 44. Criteri di selezione e punteggi nei disciplinari delle uniche gare indette ad oggi per l'assegnazione delle concessioni (peso percentuale dei criteri). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025

128. L'effetto principale di questa impostazione è l'innescare di una dinamica competitiva che tende a **spingere verso l'alto i canoni**. Se, al termine dell'asta, l'aggiudicatario si trova vincolato a corrispondere importi significativamente superiori rispetto alla situazione precedente, il rischio è che tali maggiori oneri si traducano in **costi fissi e marginali più elevati**. In un settore come quello idroelettrico, caratterizzato da investimenti **capital intensive** e da un **orizzonte di ritorno pluriennale**, la **compressione degli spazi economici** destinati all'**efficienza operativa** e alla **manutenzione straordinaria** genera un effetto negativo: migliorie energetiche e ambientali, aggiornamenti tecnologici e interventi sul territorio vengono **rinviati, ridotti o ridimensionati** perché **insostenibili** nel nuovo equilibrio economico-finanziario della concessione.

Investimenti di valenza sociale e ambientale

129. Un altro nodo critico considera la difficoltà nelle procedure competitive di riconoscere pienamente il **valore degli investimenti a forte valenza ambientale e sociale** che i gestori sono chiamati a sostenere. La **gestione degli invasi**, la **tutela degli ecosistemi fluviali**, la **salvaguardia degli usi plurimi** dell'acqua non generano ritorni economici immediati per l'operatore, ma richiedono **investimenti elevati** con **benefici diffusi per i territori**. Quando le procedure competitive non internalizzano adeguatamente questo valore, la logica del **massimo rialzo economico** tende a prevalere e gli **investimenti ambientali e sociali vengono compressi o rinviati**, con ricadute negative sulla resilienza idrica, sulla qualità ambientale e sulla percezione sociale dell'idroelettrico.

130. Un esempio emblematico riguarda la gestione dei sedimenti negli invasi. Il naturale trasporto di sedimenti lungo i corsi d'acqua alimenta l'**interrimento dei bacini**, riducendo nel tempo il **volume utile** e limitando la **capacità di modulazione dell'acqua** a fini energetici, industriali, potabili e irrigui. Tecniche come l'idrosuzione o la fluitazione dei sedimenti sono **indispensabili per preservare la funzionalità dei serbatoi**, ma comportano **costi elevati** e spesso non recuperabili, trattandosi di veri e propri **sunk**

cost. In Italia il **volume d'invaso** delle grandi dighe è stimato attorno a **11,8 miliardi di m³**; ipotizzando un **rateo medio di interrimento annuo** tra lo **0,6%** e lo **0,8%**. Il rischio di **non valorizzare adeguatamente gli investimenti ambientali** e sociali nei punteggi o nei meccanismi di remunerazione previsti dai bandi rappresenta un **elemento strutturale di criticità** per il modello competitivo italiano.

131. Sebbene presenti peculiarità tecniche e regolatorie, prima tra tutte il fatto che si tratta di un servizio pubblico mentre l'attività idroelettrica è attività di produzione, può essere utile fornire anche un confronto con il settore della distribuzione del gas, che il legislatore ha voluto riformare anche attraverso articolati sistemi di gare, dove la realtà si è rivelata molto più complessa per ragioni sistematiche, di normazione primaria e secondaria e fattuali.

In questo ambito, il legislatore, a partire dal D.Lgs. 164/2000, è intervenuto numerose volte e, di conseguenza, anche i Ministeri competenti ed ARERA su aspetti cruciali quali l'indennizzo dovuto al concessionario uscente, l'articolazione delle concessioni sulla base di Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), l'introduzione di regole di gara comuni, il rapporto con il quadro regolatorio del servizio di distribuzione. Tutto ciò, avendo altresì determinato un enorme contenzioso, ha costituito un elemento ostativo al pieno dispiegamento degli investimenti, determinando significativi rallentamenti.

132. In particolare, il D.L. n° 159 del 2007 ha previsto che le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nel territorio italiano dovessero svolgersi non più tramite procedure indette da singoli Comuni, ma su base ATEM. Sono stati così determinati 177 ATEM poi divenuti 172 a seguito di alcune aggregazioni, i quali, proprio tramite la gara d'Ambito, individuano un unico gestore del servizio.

133. A distanza di anni dall'entrata in vigore della riforma, i risultati conseguiti risultano estremamente contenuti: delle 177 gare previste, sono stati **pubblicati circa 30 bandi e soltanto 7 procedure si sono concluse** (Belluno, Milano 1, Napoli 1, Torino 1, Torino 2, Udine 2, Valle d'Aosta), di cui **3 con aggiudicazione effettiva** (Milano 1, Torino 2 e Valle d'Aosta). In alcuni casi, l'esito è stato ulteriormente ostacolato da ricorsi giurisdizionali promossi dagli operatori concorrenti, con conseguente ritardo o sospensione dell'operatività delle aggiudicazioni.

134. Il quadro complessivo restituisce l'immagine di un sistema inefficiente, caratterizzato da **investimenti stagnanti** e dall'incapacità delle procedure di gara di raggiungere l'obiettivo di favorire la piena operatività e il rinnovamento delle infrastrutture. L'esperienza maturata nel settore del gas evidenzia come anche un modello competitivo formalmente strutturato possa risultare inefficace. Tali considerazioni assumono rilievo nel disegno di procedure concorsuali in altri settori, come quello delle concessioni idroelettriche, in cui il fabbisogno di investimenti è oggi significativo e immediato.

Elevato numero di processi da gestire in parallelo da parte della P.A.

135. Infine, un ulteriore elemento da attenzionare, riguarda l'elevato numero di processi da gestire in parallelo da parte della P.A. per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche. In Italia si contano oltre **4.800 impianti idroelettrici** e il **68%** degli impianti di grande derivazione andrà **in scadenza nel 2029**.
136. La fase di riassegnazione delle concessioni idroelettriche in Italia sta mettendo in luce quanto sia elevato il fabbisogno di **competenze tecniche all'interno delle Pubbliche Amministrazioni**. La **complessità dei procedimenti** – che intrecciano valutazioni ingegneristiche, giuridiche, economico-finanziarie e ambientali – supera spesso la capacità ordinaria degli organici nella Pubblica Amministrazione, soprattutto alla luce dell'eccezionale concentrazione temporale della scadenza delle concessioni e della necessità di gestire numerosi processi in parallelo.
137. Tale scenario richiede un'attenta gestione del processo di affidamento delle concessioni per non compromettere il dispiegamento degli investimenti. Non si tratta soltanto di gestire *iter* amministrativi articolati, ma di garantire che ogni passaggio, dalla verifica dei rapporti di fine concessione alla definizione dei nuovi criteri di assegnazione, rispetti **standard di qualità, trasparenza e sostenibilità** in linea con gli obiettivi energetici e ambientali nazionali ed europei.

3.3 L'ANALISI COMPARATIVA DELLE POSSIBILI OPZIONI DI RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE

138. Con l'obiettivo di sostenere il dibattito sui meccanismi di assegnazione delle concessioni idroelettriche, TEHA ha sviluppato un'**analisi comparativa strutturata delle possibili opzioni di riassegnazione** delle concessioni idroelettriche in Italia (le tre legislativamente previste - procedura di gara competitiva, società mista pubblico-privata, PPP - e una possibile «quarta via»), confrontandole lungo **3 dimensioni chiave** di valutazione tecnico-istituzionale, economica e ambientale, al fine di evidenziarne punti di forza, criticità e implicazioni strategiche:

- **capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale;**
- **rischio di risultato e rigidità negoziale;**
- **costi di transazione e continuità di gestione operativa.**

139. Per realizzare l'analisi comparativa delle opzioni di riassegnazione, TEHA ha analizzato oltre **30 contributi tra paper accademici, studi internazionali e documentazione tecnica** sui diversi modelli di affidamento e ha esaminato i **disciplinari delle uniche gare indette ad oggi**, come esempi concreti di procedure competitive.

140. Le 3 dimensioni analizzate sono state mappate sulla base delle **caratteristiche peculiari del settore idroelettrico** e della necessità di supportarne lo sviluppo, considerato il suo ruolo strategico per la sicurezza e la transizione energetica del sistema-Paese.

141. L'obiettivo dell'analisi è restituire una **vista d'insieme** qualitativa, in quanto non è sempre possibile effettuare un'analisi quantitativa e oggettiva a causa della mancanza di riscontro fattuale sulle procedure di gara in Italia e in Europa e sui **possibili rischi e benefici** lungo le 3 dimensioni di riferimento.

LA PROCEDURA COMPETITIVA DI GARA A EVIDENZA PUBBLICA

142. La selezione dell'operatore economico tramite **procedura competitiva di gara a evidenza pubblica** rappresenta il modello più tradizionale di affidamento delle concessioni nella PA, fondato su un principio di **concorrenza formale e trasparenza amministrativa**. L'ente pubblico definisce un **bando di gara**, stabilendo criteri tecnici ed economici con cui gli operatori presentano le proprie offerte. L'aggiudicazione avviene a favore dell'offerente che totalizza il miglior punteggio complessivo, secondo le regole prestabilite.

143. Sebbene questa modalità garantisca l'accesso competitivo al mercato, essa presenta significative **criticità strutturali** che impattano negativamente su alcune dimensioni cruciali per la buona gestione di infrastrutture complesse e di interesse pubblico, come gli impianti idroelettrici.

144. Di seguito le principali **dimensioni di analisi**:

- **capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale**: i meccanismi di gara potrebbero spingere i nuovi entranti a privilegiare **ribassi economici** a discapito della **qualità tecnica**. L'**incertezza** legata all'eventuale mancato rinnovo disincentiverebbe il concessionario uscente dall'effettuare investimenti a lungo termine. Gli **interventi ambientali strutturali** e quelli con **impatto sociale diffuso** risultano spesso marginali nei criteri di valutazione della gara, che tendono a privilegiare il **canone offerto**;
- **rischio di risultato e rigidità negoziale**: una volta conclusa la gara, lo spazio per la **negoziiazione contrattuale** è pressoché nullo. Le clausole risultano **rigide** e poco adattabili ai mutamenti di contesto. Questo comporterebbe un **rischio elevato** per l'operatore se intervengono **variazioni industriali, ambientali o finanziarie**, poiché il contratto non consente adeguate forme di *risk sharing*;
- **costi di transazione e continuità di gestione operativa**: il modello competitivo presenta **costi di transazione** elevati per tutte le parti coinvolte. La preparazione del bando, la **valutazione degli asset**, le **due diligence ambientali e legali**, la definizione dei criteri e la gestione delle offerte richiedono **risorse tecniche e finanziarie significative**, spesso superiori alle capacità interne della P.A. Inoltre, il cambio di concessionario può comportare **discontinuità gestionali**, in particolare nella gestione **idraulica e ambientale** dell'impianto. Tali interruzioni potrebbero compromettere la **sicurezza energetica del sistema e degli ecosistemi** e la qualità della risorsa nei territori serviti. L'assenza di meccanismi di **transizione ordinata** accentua il rischio di inefficienze.

Capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale	Rischio di risultato e rigidità negoziale	Costi di transazione e continuità di gestione operativa
La gara potrebbe spingere i nuovi entranti a privilegiare l'offerta economica rispetto alla qualità tecnica, mentre l'incertezza sul rinnovo scoraggia l'uscite da investimenti di lungo periodo. Gli interventi ambientali e sociali (gestione sedimenti, manutenzione sponde, ripristino invasi) restano marginali perché scarsamente premiati nei criteri di gara	Una volta aggiudicata la gara, il contratto è rigido e difficilmente adattabile a variazioni di contesto industriale, ambientale o finanziario. L'assenza di strumenti di risk sharing trasferisce sull'operatore un rischio elevato e poco gestibile	Il modello di gara comporta oneri procedurali e tecnici molto alti (bandi, due diligence, valutazioni), spesso oltre le capacità della PA. Il cambio di concessionario può generare discontinuità nella gestione idraulica e ambientale, con potenziali impatti sulla sicurezza energetica e degli ecosistemi, aggravati dall'assenza di meccanismi di transizione ordinata

Figura 45. L'analisi delle dimensioni di riferimento per la procedura competitiva di gara ad evidenza pubblica. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

La società mista pubblico-privata

145. La **società a capitale misto pubblico-privato** rappresenta un modello in cui l'ente pubblico costituisce una **società partecipata** assieme a un operatore privato, selezionato mediante gara ad evidenza pubblica. A questa società viene affidata la **gestione degli impianti afferenti alla concessione con l'attività operativa rimessa al**

socio privato, in un contesto di **governance societaria condivisa**. Questo strumento è pensato per bilanciare obiettivi pubblici e industriali, introducendo tuttavia ulteriori complessità associate all'articolazione e definizione della *governance*.

146. Di seguito le principali **dimensioni di analisi**:

- la selezione del *partner* privato avviene tramite procedura competitiva, per cui si applicano le medesime considerazioni sopra svolte, con particolare riferimento a costi di transazione, rischio di risultato e rigidità negoziale nonché capacità tecnica della Pubblica Amministrazione, con alcune ulteriori peculiarità;
- **capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale**: il modello potrebbe teoricamente favorire la **programmazione congiunta** degli investimenti, consentendo di pianificare interventi orientati all'**efficienza** e alla **modernizzazione degli impianti**, nei limiti però del piano industriale proposto in sede di gara per la selezione del *partner* privato. L'operatore privato è incentivato dalla redditività industriale, mentre l'operatore pubblico può orientare le scelte verso obiettivi di sostenibilità e stabilità tariffaria. Tuttavia, la reale capacità di investire in *repowering/revamping* e in interventi di valenza ambientale e sociale dipenderà poi dalla eventuale **disponibilità di fondi pubblici** per cofinanziare gli interventi e dalla **massa critica** del *partner* industriale. In particolare, le società miste di piccole dimensioni possono non disporre delle **economie di scala** necessarie per sostenere interventi complessi di **manutenzione ambientale**;
- **rischio di risultato e rigidità negoziale**: la **formalizzazione della governance** aggiungerebbe alcune rigidità decisionali, che, se non correttamente disciplinate, impedirebbero una capacità di adattamento progressivo alle mutate condizioni tecniche o industriali da parte dei soci pubblici e privati. Il rischio di disallineamento strategico dovrebbe essere mitigato dalla previa **condivisione degli obiettivi** e da una **equa allocazione del rischio industriale** associato alla gestione degli *asset* (variabilità PUN, idraulicità, etc.);
- **costi di transazione e continuità di gestione operativa**: la **costituzione della società** comporta costi iniziali rilevanti, inclusi quelli per la **selezione del partner privato** attraverso la procedura competitiva.

<p>Capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale</p> <p>Il modello favorisce la programmazione congiunta degli investimenti, combinando l'interesse industriale del <i>partner</i> privato con l'indirizzo pubblico. Tuttavia, la reale capacità di investimento dipende dalla disponibilità di fondi pubblici e dalla solidità del <i>partner</i> industriale, mentre le società miste di piccola scala rischiano di non disporre delle economie necessarie per interventi ambientali complessi</p>	<p>Rischio di risultato e rigidità negoziale</p> <p>La formalizzazione della <i>governance</i> introduce elementi di rigidità decisionale, ma la presenza pubblica stabile consente un adattamento progressivo ai cambiamenti di contesto. Il rischio di disallineamento strategico viene attenuato dalla condivisione degli obiettivi, sebbene una parte del rischio industriale (idraulicità, variabilità dei mercati, ecc.) venga trasferita anche alla Pubblica Amministrazione</p>	<p>Costi di transazione e continuità di gestione operativa</p> <p>La costituzione della società genera costi iniziali significativi, legati sia alla selezione del <i>partner</i> privato tramite procedura competitiva</p>
--	--	--

Figura 46. L'analisi delle dimensioni di riferimento per la Società mista pubblico-privato. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

Il Partenariato Pubblico-Privato (PPP)

147. Il **Partenariato Pubblico-Privato (PPP)** è una modalità di affidamento dove l'operatore privato presenta una proposta (composta da progetto di fattibilità, piano economico finanziario e schema di convenzione) per l'ammodernamento e la gestione dell'impianto e, se la proposta è ritenuta di **pubblico interesse**, si avvia una procedura competitiva in cui il promotore gode di un **diritto di prelazione**. Questo modello, che è stato ritenuto dalla stessa Commissione Europea pienamente concorrenziale (nell'ambito della valutazione degli impegni e obiettivi presentati dall'Italia per ottenere la terza *tranches* dei fondi RRF) punta a valorizzare l'**iniziativa privata**. In tale procedura, infatti, l'**iter di selezione** su cui viene impostato il processo competitivo **parte da un progetto industriale sviluppato da un proponente privato**. In tal modo la Pubblica Amministrazione viene **sgravata dal complesso lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica** necessaria per la indizione delle procedure competitive ad iniziativa pubblica. Ciò consentirebbe alla P.A. di essere agevolata nella selezione delle proposte, con possibile accelerazione dei tempi. Di seguito le principali **dimensioni di analisi**:

- la selezione del concessionario avviene tramite procedura competitiva, per cui si applicano le medesime considerazioni sopra svolte, con particolare riferimento a costi di transazione, rischio di risultato e rigidità negoziale nonché capacità tecnica della Pubblica Amministrazione, con alcune ulteriori peculiarità;
- **capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale**: il PPP incentiva investimenti da parte dell'**operatore uscente**, che punta a ottenere il rinnovo della concessione. L'iniziativa privata, inoltre, incentiverebbe il proponente a fare **proposte industriali efficienti e coerenti rispetto alle necessità di sviluppo degli asset** con la definizione di un progetto equilibrato e sostenibile. L'allineamento tra **interesse imprenditoriale e continuità gestionale** favorirebbe l'attivazione di piani industriali coerenti, seppur condizionati alla capacità della P.A. di valutare correttamente il progetto. In relazione agli interventi di valenza ambientale e sociale, la P.A. potrebbe inserire obblighi specifici nel contratto, ma questi dovrebbero essere **economicamente**

sostenibili. In mancanza di **economie di scala**, gli operatori potrebbero evitare interventi ambientali significativi o socialmente rilevanti, privilegiando le voci a maggiore **redditività diretta**;

- **costi di transazione e (possibile) continuità di gestione operativa**: il modello PPP comporta un'attività di **valutazione tecnico/economica della proposta** (o delle proposte in caso di più proponenti) e di **negoiazione contrattuale**. Tuttavia, attraverso il PPP, la Pubblica Amministrazione verrebbe sgravata dal lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica necessaria per l'indizione delle procedure competitive ad iniziativa pubblica. Questo consentirebbe alla P.A. di essere agevolata nella selezione delle proposte, con possibile accelerazione dei tempi. Inoltre, l'operatore uscente può proporre un **piano industriale di continuità** e, se la propria proposta è ritenuta preferibile rispetto a quelle eventualmente presentate da altri operatori, può, in esito alla gara espletata su tale proposta, avvalersi del **diritto di prelazione**. Questo aspetto rappresenta un **beneficio concreto per il sistema**, in quanto vi è la possibilità di garantire una continuità di gestione operativa; in ogni caso, l'avvenuta presentazione della proposta e la successiva selezione della stessa presuppone una profonda conoscenza dell'*asset* da parte del proponente e, al contempo, un'approfondita valutazione da parte dell'Amministrazione anche con riferimento agli interessi pubblici.

Capacità di investimento in <i>repowering/revamping</i> e in interventi di valenza ambientale e sociale	Rischio di risultato e rigidità negoziale	Costi di transazione e (possibile) continuità di gestione operativa
Il PPP incentiva investimenti da parte dell'operatore uscente, che punta a ottenere il rinnovo della concessione. L'iniziativa privata, inoltre, incentiverebbe il proponente a fare proposte industriali efficienti e coerenti rispetto alle necessità di sviluppo degli <i>asset</i> . In relazione agli interventi di valenza ambientale e sociale, la P.A. potrebbe inserire obblighi specifici nel contratto, ma questi dovrebbero essere economicamente sostenibili	La selezione del concessionario avviene tramite procedura competitiva, per cui si applicano le medesime considerazioni sopra svolte per la procedura competitiva ad evidenza pubblica	Il modello PPP comporta un'attività di valutazione tecnico/economica delle proposte e di negoziazione contrattuale, sgravando tuttavia la P.A. del lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica per l'indizione delle procedure competitive. L'operatore uscente può proporre un piano industriale di continuità e, se la propria proposta è ritenuta preferibile, può avvalersi del diritto di prelazione, garantendo così una possibile continuità di gestione operativa

Figura 47. L'analisi delle dimensioni di riferimento per il Partenariato Pubblico-Privato (PPP). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

Focus: il caso del *project financing* in Piemonte

La proposta di *project financing* di Iren Energia per rinnovare per 30 anni **sette concessioni idroelettriche piemontesi (262 MW, in proroga dal 2010)** vale **300 milioni di Euro** ed è **il primo PPP** del genere riconosciuto di pubblico interesse in Italia. Il piano concentra quasi tutti gli investimenti nel primo decennio: **aumento della produzione del 10-15%**, costruzione di **impianti di pompaggio**, integrazione di **sistemi di accumulo** e **manutenzioni straordinarie**, così da trasformare un periodo di stallo in un acceleratore di modernizzazione. Il ricorso al PF lega la sostenibilità del programma ai flussi di cassa degli impianti, limita l'esborso diretto per la Regione e subordina il rinnovo a risultati misurabili.

Il modello piemontese potrebbe rivelarsi un modello idoneo a combinare rapidità, tutela dell'interesse pubblico e apertura al mercato e, quindi costituire un precedente replicabile.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati *Il Sole 24 Ore*, 2025.

La “quarta via” con rinnovo/rimodulazione della durata delle concessioni

148. La c.d. “**quarta via**” propone un modello alternativo rispetto alla gara, alla società mista o al Partenariato Pubblico-Privato. In questo caso, la concessione viene **riassegnata (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio, ivi inclusa la durata) all’operatore uscente** sulla base di un **piano industriale** condiviso, approvato e **monitorato dalla Pubblica Amministrazione**. Il piano deve includere **investimenti straordinari** di tipo industriale, ambientale e sociale, verificabili *ex ante* ed *ex post*. L’obiettivo è di garantire **continuità operativa, stimolare investimenti e rafforzare l’interesse pubblico**, pur evitando i costi e le rigidità delle altre formule. In questo scenario, la complessiva armonizzazione ed equilibrio dell’attuale assetto dei canoni è un elemento essenziale per garantire un **equilibrio economico-finanziario che supporti il dispiegamento da subito degli investimenti strategici e necessari** per lo sviluppo del settore idroelettrico.

149. Di seguito le principali **dimensioni di analisi**:

- **capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale**: la chiarezza del contesto regolatorio porterebbe l’operatore uscente ad essere **direttamente incentivato** a proporre **interventi rilevanti** per migliorare **l’efficienza, la sicurezza e la sostenibilità** dell’impianto, al fine di ottenere il rinnovo. Il modello creerebbe quindi un **circolo virtuoso**, in cui il beneficio dell’estensione contrattuale è legato all’effettiva **qualificazione dell’intervento industriale**. Gli investimenti ambientali e sociali sarebbero **più facilmente integrabili** nel piano negoziato. La P.A. avrebbe la possibilità di **renderli obbligatori e tracciabili**, rafforzando il presidio su aspetti spesso **esclusi dai criteri di gara**. Ciò include interventi su **sedimenti, biodiversità, sicurezza idraulica e accessibilità territoriale**;
- **rischio di risultato e rigidità negoziale**: la **flessibilità negoziale** sarebbe superiore rispetto ai modelli a gara. Il **piano industriale condiviso** e il **monitoraggio continuo** consentirebbero adeguamenti lungo l’arco temporale della concessione, riducendo le **rigidità contrattuali** e il rischio di **comportamenti speculativi**;
- **costi di transazione e continuità di gestione operativa**: questa formula comporterebbe **costi inferiori** rispetto a una gara a evidenza pubblica o alla costituzione di una nuova società. Non è necessario pubblicare un bando o avviare procedure competitive complesse. Permangono i costi di **valutazione tecnica, giuridica e ambientale** del piano proposto, che tuttavia risultano più contenuti e **maggiormente focalizzati**. Inoltre, l’**assenza di discontinuità operativa** garantisce la **sicurezza degli impianti strategici** evitando i problemi legati alla transizione tra operatori. La **stabilità gestionale** favorisce anche la coerenza con piani di bacino, *climate adaptation* e strumenti di pianificazione territoriale.

<p>Capacità di investimento in repowering/revamping e in interventi di valenza ambientale e sociale</p> <p>La chiarezza del contesto regolatorio incentiva l'operatore uscente a proporre interventi significativi per l'efficienza, la sicurezza e la sostenibilità dell'impianto, legando il rinnovo della concessione alla qualità del piano industriale presentato. Gli investimenti ambientali e sociali risultano più facilmente integrabili e la P.A. può renderli obbligatori e tracciabili, includendo anche azioni strutturali su sedimenti, biodiversità e sicurezza idraulica</p>	<p>Rischio di risultato e rigidità negoziale</p> <p>Rispetto ai modelli a gara, la quarta via presenta una maggiore flessibilità negoziale. La possibilità di adattare il piano industriale nel tempo, con monitoraggio continuo da parte della P.A., riduce sia la rigidità contrattuale sia il rischio di comportamenti speculativi da parte del concessionario</p>	<p>Costi di transazione e continuità di gestione operativa</p> <p>I costi risultano inferiori rispetto a gare pubbliche o società miste, in quanto non è necessario bandire procedure complesse. Restano i costi legati alla valutazione tecnica, giuridica e ambientale del piano, che però sono più contenuti e mirati. L'assenza di discontinuità operativa assicura stabilità nella gestione degli impianti strategici e coerenza con strumenti di pianificazione come piani di bacino e strategie di adattamento climatico</p>
--	--	--

Figura 48. L'analisi delle dimensioni di riferimento per la c.d. "quarta via". *Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.*

150. Occorre infine considerare che l'introduzione di procedure competitive per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche è stata inserita all'interno del **PNRR** attraverso la **Legge annuale sulla Concorrenza del 2021**. Da allora, tuttavia, è profondamente mutato il **contesto geopolitico, giuridico e di sicurezza del sistema energetico del nostro Paese**, è stata archiviata la procedura d'infrazione aperta nei confronti dell'Italia e si pone con sempre più urgenza l'esigenza di concretizzare gli obiettivi al centro del Green Deal, a cui l'idroelettrico può senz'altro contribuire. Tali presupposti fanno ritenere che l'introduzione della "quarta via" **non vada in contrasto con i principi della concorrenza** e che, anche alla luce della mancanza di un quadro di armonizzazione e di reciprocità nell'assegnazione delle concessioni, vi siano fondate ragioni per proporre alla Commissione Europea una rinegoziazione degli impegni PNRR.
151. Una conferma in tal senso è costituita dal settore della **geotermia**. La produzione di energia elettrica da fonte geotermica presenta significativi punti in comune con l'attività idroelettrica, tenuto conto tra l'altro che: (i) entrambe le attività implicano l'utilizzo di risorsa pubblica (fluido geotermico/acqua) per la produzione di energia elettrica; (ii) l'utilizzo della risorsa è su base concessoria di competenza regionale; (iii) è previsto che alla scadenza le concessioni siano assegnate mediante procedure competitive a evidenza pubblica (solo selezione dell'operatore economico concessionario nel settore geotermico; selezione dell'operatore economico/società mista/PPP per l'idroelettrico). In tale contesto il legislatore (D.L. 181/2023, convertito in L. 12/2024) ha introdotto al D.Lgs. 22/2010 l'art. 16 bis disciplinante la possibilità per il concessionario uscente di presentare (entro un determinato arco temporale) un piano pluriennale di investimenti che, se approvato dalla Regione, comporta la rimodulazione delle condizioni di esercizio della concessione di coltivazione relativa agli impianti interessati dal piano stesso, anche sotto il profilo della durata, per un periodo non superiore a venti anni.

3.4 I POTENZIALI INVESTIMENTI ATTIVABILI DA UNA RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE

152. Per quantificare l'opportunità persa a causa del contesto normativo attuale, TEHA ha realizzato un'analisi relativa agli **investimenti massimi aggiuntivi potenzialmente**

attivabili attraverso una riassegnazione (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) **delle concessioni** degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni per **almeno 20 anni**, tale da incentivare gli investimenti degli operatori in Italia. In particolare, è stato analizzato un **duplice scenario**:

- di **continuità con l’assetto normativo attuale** e, quindi, di realizzazione delle gare a scadenza delle concessioni;
- di ipotesi di **riassegnazione tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio delle concessioni** di almeno 20 anni.

153. In particolare, l’analisi si è caratterizzata per **5 fasi**¹⁵:

- predisposizione del **modello quantitativo**, che si basa sul **Discounted Cash Flow**;
- analisi **di casi studio** (impianto ad acqua fluente, impianto a bacino, impianto a serbatoio) rilevanti per l’ottenimento di dati e riferimenti utili all’impostazione del modello;
- **simulazioni e valutazioni economiche** sugli impianti idroelettrici analizzati;
- stima degli **investimenti attivabili dal 2025 al 2049** nell’attuale quadro normativo;
- simulazioni degli **investimenti possibili nello scenario di rideterminazione della durata delle concessioni** (rinnovo di almeno 20 anni).

154. *In primis*, TEHA ha elaborato un modello quantitativo di simulazione. In particolare, è stato realizzato un modello di valutazione di tipo finanziario, il *Discounted Cash Flow* (DCF), con l’obiettivo di valutare la predisposizione all’investimento dei concessionari. L’idea alla base di questo modello è che il valore realizzato a seguito di un progetto di investimento equivale al **valore cumulato dei flussi di cassa** che vengono generati, **attualizzati a un opportuno fattore di sconto**. I flussi di cassa sono stati calcolati mediante la seguente formula:

$$\text{flussi di cassa}_t = [\text{ricavi operativi}_t - (\text{costi operativi}_{t+} + \text{canoni}) + \text{ammortamenti}_t] - \text{imposte}_t$$

per ogni t

155. I flussi di cassa riportati all’anno iniziale permettono di calcolare il valore dell’investimento di anno in anno. Il valore dell’investimento alla fine della vita utile è rappresentato dal **valore attualizzato netto** (NPV). Per l’analisi economica si è ipotizzato un investimento iniziale incognito, al fine di simulare, per diversi scenari, l’incentivo di un

¹⁵ La metodologia adottata nel presente Rapporto riprende quella applicata nel Position Paper “*Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese*”, realizzato da TEHA Group su incarico di A2A, Edison ed Enel e pubblicato ad aprile 2022. Le ipotesi economiche (inflazione, WACC, le remunerazioni per gli operatori), energetiche (ovvero i relativi costi per le aziende), infrastrutturali (le ipotesi sugli impianti presi in considerazione) e normative e regolatorie (ad esempio il periodo di contenziosi in caso di gare, il lag tra l’assegnazione e la messa a terra degli investimenti) sono state adeguate alla luce del nuovo contesto di riferimento.

concessionario nell'investire in opere di ammodernamento ed efficientamento entro il periodo di riferimento della concessione:

$$Investimento_t = \sum_{t=1}^{t=x} flussi\ di\ cassa_t * attualizzazione_t$$

(dove $t = 1$ equivale all'anno 2025 e $t = x$ all'anno ipotizzato di fine concessione)

156. Successivamente, è stato svolto il censimento e l'analisi di casi studio di impianti idroelettrici, al fine di individuare puntualmente dei *benchmark* che fossero rappresentativi del parco idroelettrico italiano, da cui poi fare scaturire le analisi economiche. In particolare, sono stati analizzati dettagliatamente tre tipologie di impianti:

- **un impianto ad acqua fluente su sistema in cascata su canale**, con una classe di potenza/producibilità media (100 GWh/anno), ubicato nel Nord-Est e realizzato nel 1990;
- **un impianto a bacino con regolazione giornaliera**, con classe di potenza/producibilità media (100 GWh/anno), ubicato nel Nord-Ovest e realizzato nel 1920;
- **un impianto a serbatoio con classe di potenza/producibilità medio-alta** (320 GWh/anno), ubicato nel Nord-Ovest e realizzato nel 1960.

Variabili	Impianto ad acqua fluente su sistema in cascata su canale	Impianto a bacino con regolazione giornaliera	Impianto a serbatoio
Anno messa in servizio	1990	1920	1960
Portata massima	30 m ³ /s	5,5 m ³ /s	16 m ³ /s
Salto idraulico	80,0 m	550,0 m	1000,0 m
Potenza installata	22 MW	34 MW	130 MW
Producibilità	100 GWh/anno	100 GWh/anno	320 GWh/anno

Figura 49. Le tipologie di grandi derivazioni idroelettriche considerate. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

157. È stato quindi stimato **l'investimento massimo che un concessionario sarebbe disposto a realizzare nell'attuale quadro normativo**. Per fare questo, sono state implementate delle assunzioni volte a ottenere un modello quanto più realistico e in linea rispetto alle condizioni con le quali si interfacciano gli operatori. In particolare, per le concessioni già scadute nel momento in cui questo Rapporto è stato scritto è stato assunto che:

- fino al 27 agosto 2025 (la data ultima per legge per i nuovi affidamenti), gli operatori investano in **modo conservativo**, in quanto i concessionari sono tenuti a investire “solo” per interventi di manutenzione straordinaria;

- dal 28 agosto 2025 al 31 dicembre 2028, sono stati ipotizzati ancora una volta investimenti conservativi per via dei **contenziosi** che potrebbero con elevato grado di probabilità scaturire a seguito dell'avvio delle gare per la riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche;
- nel 2029 l'investimento sia ancora conservativo, ipotizzando quindi uno **shift temporale di un anno tra gli investimenti proposti e programmati** ad inizio concessione e l'effettiva messa a terra;
- dal 2030 i concessionari investano il **100% dell'ammontare** medio annuale nel caso di nuova concessione, avendo davanti a sé una durata della concessione tale da permettere il rientro dell'investimento.

158. Nel caso, invece, di una rideterminazione delle concessioni a **20 anni**, similmente a quanto ipotizzato per lo scenario illustrato in precedenza, è stato considerato uno **shift** temporale di un anno tra la programmazione degli investimenti e l'implementazione degli stessi. Per questo motivo, l'ammontare relativo al 2026 è stato ipotizzato essere conservativo. Dal 2026, tuttavia, i concessionari investono **a pieno regime**, avendo davanti a sé una durata della concessione tale da permettere il rientro dell'investimento.

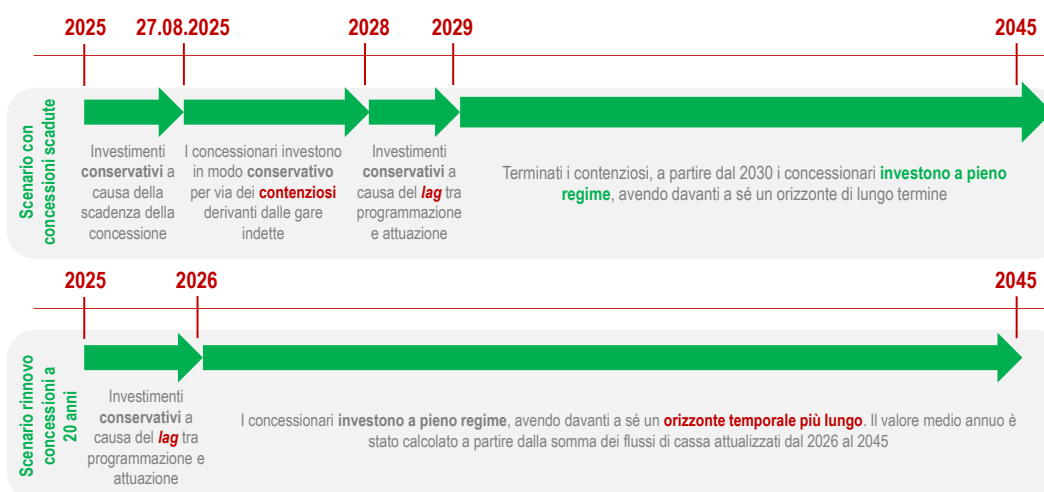


Figura 50. Le ipotesi alla base della stima degli investimenti attivabili al 2045 nel caso di rideterminazione della durata delle concessioni già scadute. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

159. Nello Studio si è anche proceduto alla stima degli investimenti attivabili al 2049, ovvero prendendo a riferimento le concessioni in scadenza al 2029, che costituiscono il **68%** del totale. I passaggi metodologici seguiti sono i medesimi elencati in precedenza. In particolare, nel caso si assegnare le concessioni mediante una delle tre vie, si avrebbe che¹⁶:

¹⁶ Si assume, come da normativa vigente, che le gare vengano indette a partire dal 2027.

- fino al 31 dicembre 2026, gli operatori investono in **modo conservativo**, in quanto i concessionari sono tenuti a investire “solo” per interventi di manutenzione straordinaria a causa dell’avvicinarsi della scadenza;
- dal 1° gennaio 2027 al 31 dicembre 2030, gli investimenti attivabili sono stati ipotizzati come conservativi per via dei **contenziosi** che potrebbero con elevato grado di probabilità scaturire a seguito dell’avvio delle gare per la riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche;
- nel 2031 l’investimento sia ancora conservativo, ipotizzando quindi uno *shift* temporale di un anno tra gli investimenti proposti e programmati ad inizio concessione e l’effettiva messa a terra;
- dal 2032 i concessionari investano il **100% dell’ammontare** medio annuale nel caso di nuova concessione, avendo davanti a sé una durata della concessione tale da permettere il rientro dell’investimento.

160. Nel caso, invece, di una rideterminazione delle concessioni a 20 anni, similmente a quanto ipotizzato per lo scenario illustrato in precedenza, è stato considerato uno *shift* temporale di un anno tra la programmazione degli investimenti e l’implementazione degli stessi. Per questo motivo, l’ammontare relativo al 2026 è stato ipotizzato essere conservativo. Dal 2026, tuttavia, i concessionari investono a **pieno regime** fino al 2049, avendo davanti a sé una durata della concessione tale da permettere il rientro dell’investimento.

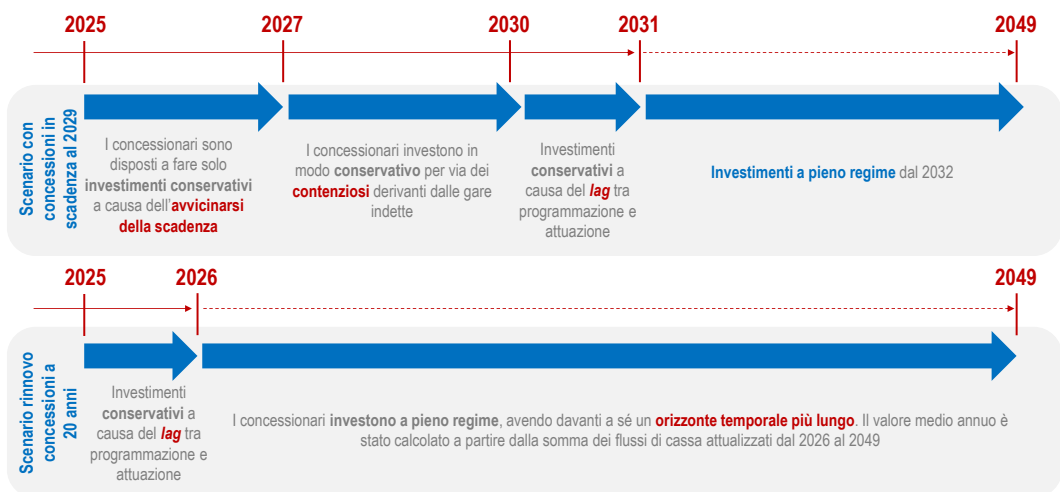


Figura 51. Le ipotesi alla base della stima degli investimenti attivabili al 2049 nel caso di rideterminazione della durata delle concessioni già scadute. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

161. In sintesi, la riassegnazione tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio delle concessioni di almeno 20 anni permetterebbe di abilitare fino a un massimo di **16 miliardi di Euro** di potenziali investimenti, derivanti dalla differenza tra la somma dei flussi di cassa attualizzati al 2049 nello scenario con meccanismo di gara (pari a **24,8**

miliardi di Euro) e la somma degli stessi flussi di cassa nello scenario con il rinnovo delle concessioni (pari a **40,8 miliardi di Euro**)¹⁷.



Figura 52. Gli investimenti attivabili nei due scenari presi in considerazione per la riassegnazione delle concessioni idroelettriche. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

162. In aggiunta, oltre al potenziale ritardo degli investimenti, le procedure competitive per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche rischiano di:

- innescare una **concorrenza sui canoni** di fatto limitando la valorizzazione degli **investimenti di valenza ambientale e sociale**;
- **non valorizzare le externalità positive sul territorio e sulle comunità circostanti** create dallo stretto rapporto (duraturo e biunivoco) tra queste e le società di gestione;
- **non valorizzare la conoscenza consolidata legata alla gestione dell'impianto** e delle interrelazioni e problematiche radicate nell'ambiente circostante, aumentando il rischio del verificarsi di **externalità negative**.

163. Le procedure competitive per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche rischiano di **non tener conto della complessità dei fattori** su cui dovrebbe valutarsi l'idoneità delle imprese a svolgere compiti ad esse assegnate, *in primis* per la **sicurezza energetica** e del **territorio** sul quale questi impianti insistono. A valle della riassegnazione è prevedibile il venir meno, o comunque la riduzione, dell'**interazione stretta e coordinata con i territori**, per il prevalere della **necessità di gestione strettamente industriale** (enfaticizzata dai meccanismi di aggiudicazione).

164. Infine, è però utile sottolineare come sia necessario successivamente dispiegare efficacemente tali investimenti che potenzialmente verrebbero abilitati dalla riassegnazione delle concessioni. In questo senso, è necessario dotare il settore di

¹⁷ Occorre sottolineare che i due scenari qui rappresentati possono inoltre divergere anche per quanto riguarda la presenza di canoni differenti.

contesto di supporto adeguato che ne velocizzerebbe il *permitting*, rispondendo al senso di urgenza di investire nel settore già evidenziato in precedenza.

3.5 I POTENZIALI BENEFICI ATTIVABILI DALLA CONTINUITÀ DEGLI INVESTIMENTI

Accelerazione della transizione energetica

165. La continuità degli investimenti che verrebbe abilitata dal rinnovo delle concessioni determinerebbe una serie di benefici su molteplici dimensioni. In particolare, TEHA ha stimato l'incremento di producibilità derivante dalla possibilità di investire a pieno regime¹⁸. Per fare ciò, è stata svolta un'analisi multilivello, basata su **3 dimensioni**:

- studio della **letteratura di riferimento**;
- analisi di alcuni casi **benchmark rappresentativi** sul territorio nazionale;
- incontri con *business leader* del settore per raccogliere *input* e indicazioni di riferimento.

166. In particolare:

- è stato calcolato l'**aumento di producibilità per Euro di investimento di ammodernamento**, attraverso una ponderazione delle variabili riscontrate nell'analisi;
- sono stati **riproporzionati** i valori sulla base degli investimenti di ammodernamento abilitati dalla rideterminazione della durata delle concessioni.

167. Secondo le stime di TEHA, gli investimenti consentirebbero un efficientamento e un aumento della produzione di energia da idroelettrico di +2,3 TWh (+5%) in uno scenario conservativo e di +4,5 TWh (+10%) entro il 2049. Come più volte richiamato nel presente Studio, l'aumento della produzione idroelettrica potrebbe **mitigare** la flessione di altre fonti rinnovabili, accrescere l'**indipendenza energetica e la sicurezza nazionale** e ridurre le **emissioni inquinanti**. Occorre sottolineare tuttavia che gli investimenti in idroelettrico permettono di avere un beneficio non solo in **termini energetici**, con un aumento della producibilità (e quindi di produzione elettrica), ma anche in termini di **maggiore efficienza a livello di accumuli**, abilitando quindi un **co-investimento** in maggiore produzione elettrica e maggiore efficienza di stoccaggio.

¹⁸ Non è assunta una relazione diretta tra investimenti potenziali abilitati (+16 miliardi di Euro) e l'incremento di producibilità idroelettrica in Italia.

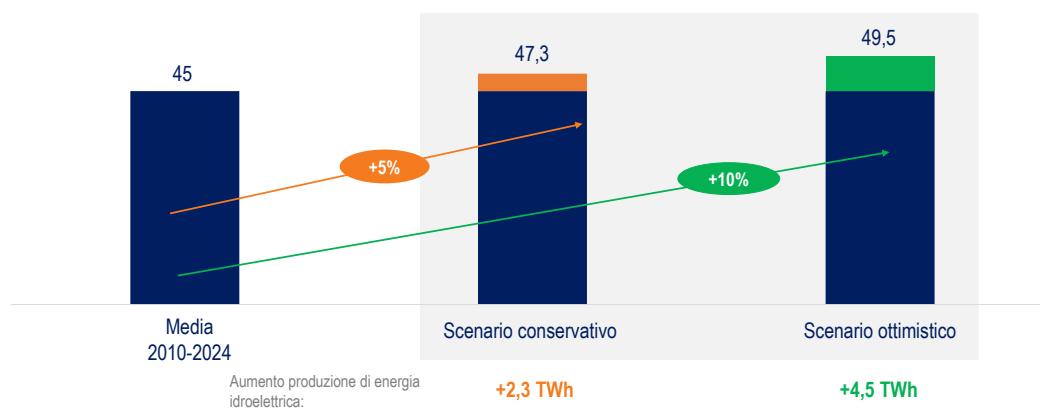


Figura 53. Aumento della producibilità entro il 2049 da un rinnovo delle concessioni di almeno 20 anni (TWh). *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.*

168. Oltre ai benefici a livello energetico, TEHA ha **elaborato un modello quantitativo per valutare i benefici in termini ambientali** e sociali. Il modello è stato implementato assumendo che la nuova generazione idroelettrica, derivante dall’allungamento della scadenza di concessione e dagli investimenti in ammodernamento, **sostituisca una pari generazione prodotta da altre tecnologie**. Muovendo da tali considerazioni, per l’incremento di produzione calcolato nello scenario ottimistico, sono stati considerati 4 scenari:

- sostituzione di una pari generazione interamente da **carbone** (100%);
- sostituzione di una pari generazione interamente da **gas** (100%);
- sostituzione del **50% di generazione da carbone e del 50% da gas**;
- sostituzione di una pari generazione in base all’**attuale mix di generazione nazionale**.

169. Per il calcolo della riduzione di CO₂ da generazione elettrica, è stata considerata l’intensità di emissione di gas a effetto serra durante il ciclo di vita della produzione energetica per tecnologia che, nel caso dell’idroelettrico, è pari a **26 tonnellate di CO₂-eq. per GWh**. Infine, per stimare il beneficio sociale per la collettività è stata analizzata la letteratura di riferimento ed è stato assunto un costo per tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera pari a circa **195 Euro**¹⁹.

170. In seguito, per ciascuno degli scenari precedentemente dettagliati, si è proceduto a quantificare il beneficio ambientale:

- per quanto riguarda il primo scenario, in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca interamente la stessa quantità di produzione di energia da carbone, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra

¹⁹ Fonte: Frances Moore e Delavane Diaz, “*Temperature impacts on economic growth warrant stringent mitigation policy*”, 2021. Per la conversione da Dollari a Euro: 1 Dollaro = 0,89 Euro.

si attesterebbe tra 2,25 milioni di CO₂-eq e **4,5 milioni di CO₂-eq**. (pari al 65% delle emissioni del Trentino-Alto Adige);

- nel secondo scenario, in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca interamente la stessa quantità di produzione di energia da gas, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra si attesterebbe tra 1,25 milioni di CO₂-eq e **2,5 milioni di CO₂-eq**. (pari al 37% delle emissioni del Trentino-Alto Adige);
- nel terzo scenario, in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca per il 50% la produzione di energia da carbone e per il 50% la produzione di energia da gas, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra si attesterebbe tra 1,75 milioni di CO₂-eq e **3,5 milioni di CO₂-eq**. (pari al 51% delle emissioni del Trentino-Alto Adige);
- infine, con riferimento al quarto scenario, in cui si è assunto che la produzione aggiuntiva di energia idroelettrica sostituisca una quantità di produzione di energia in base all'attuale *mix* energetico nazionale, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra si attesterebbe tra 0,75 milioni di CO₂-eq e **1,5 milioni di CO₂-eq**. (pari al 21% delle emissioni del Trentino-Alto Adige).

171. La riduzione di tali emissioni permetterebbe anche di prevenire **impatti economici, sociali e per la collettività**. In particolare, secondo uno studio elaborato dall'Università di Stanford²⁰, il costo sociale di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera vale circa **195 Euro**. Pertanto, la mancata riduzione delle emissioni di CO₂, evidenziate in precedenza, comporterebbe un costo opportunità per la collettività tra **283 milioni di Euro** (scenario di sostituzione al *mix* energetico) e **874 milioni di Euro** (scenario di sostituzione interamente del carbone). Sommando a quest'ultimo il costo dell'ETS per tonnellata di CO₂, pari a **64 Euro**, si arriverebbe fino a **1,1 miliardi di Euro** cumulati nello scenario di sostituzione interamente del carbone.

²⁰ *Ibidem*.

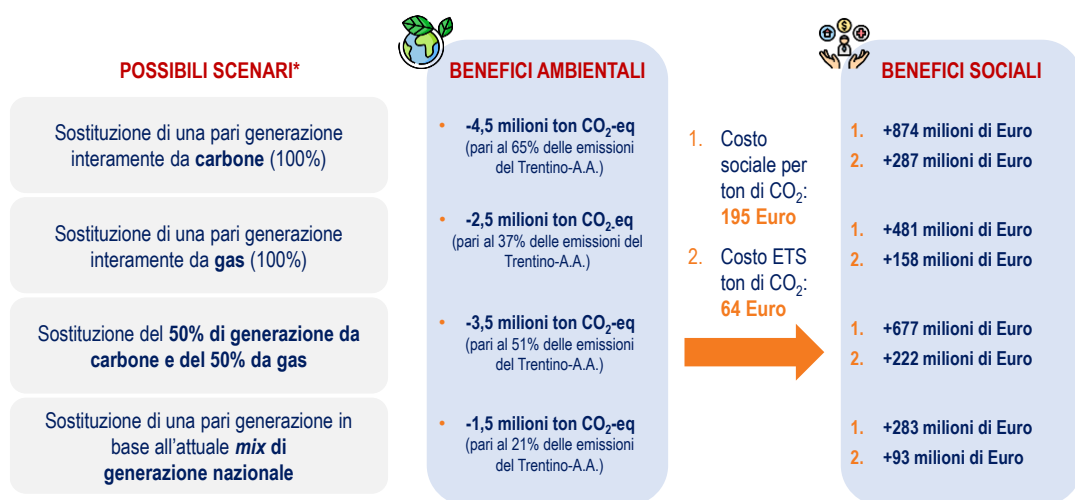


Figura 54. Aumento della producibilità entro il 2049 da un rinnovo delle concessioni di almeno 20 anni (TWh). Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025. (*) è stato ipotizzato che la nuova generazione idroelettrica sostituisca una pari generazione prodotta da altre tecnologie.

172. In conclusione, l'incremento ipotizzato di produzione da fonte idroelettrica, in uno scenario ottimistico, porterebbe l'attuale produzione lorda da fonte idroelettrica a un valore di 49,5 TWh (da una media storica di 45 TWh). Tale incremento accrescerebbe, *in primis*, l'importanza del settore idroelettrico rispetto alle altre FER, passando da una quota pari al 40,5% a una del **42,7%** sul totale della produzione delle rinnovabili (**+2,2 punti percentuali**). Tale aumento avrebbe ricadute importanti anche relativamente al contributo delle FER nella composizione del mix energetico nazionale in termini di generazione: la produzione lorda complessiva derivante dalle FER sul totale della produzione nazionale passerebbe, secondo le stime elaborate da TEHA, dal **49,2%** del 2024 a un valore pari al **51,2%** (**+2 punti percentuali**).

Tutela del *know-how* e della competitività industriale

173. Un ultimo aspetto da considerare con riferimento ai benefici che il settore idroelettrico può portare al sistema-Paese è la rilevanza della sua **filiera industriale** per il sistema manifatturiero italiano. Tali considerazioni, infatti, sono tanto rilevanti quanto più si considera il rischio di “minare” l'assetto industriale e la competitività di una filiera industriale e manifatturiera chiave e strategica per l'Italia.
174. Infatti, la riassegnazione (tramite rinnovo o rimodulazione delle condizioni di esercizio) delle concessioni idroelettriche permetterebbe di **salvaguardare il *know-how* tecnologico e industriale italiano** nel settore, valorizzando una filiera estesa che genera **37 miliardi di Euro (2° in UE-27)** e che ha una caratterizzazione primariamente europea e italiana (con una dipendenza da importazioni di Paesi terzi praticamente nulla)²¹.

²¹ Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia adottata per calcolare il valore della filiera si rimanda al paragrafo 1.5 del presente Rapporto.

175. Per analizzare il contributo dell'idroelettrico sul sistema-Paese nel complesso, è stato stimato il **contributo economico totale generabile**, considerando sia la componente diretta che quella indiretta e indotta, legate all'attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Alla luce di queste premesse e grazie all'applicazione delle **matrici input-output delle interdipendenze settoriali** fornite da Istat, è stato possibile calcolare **l'effetto moltiplicatore della catena del valore dell'idroelettrico**. Il sistema input-output, infatti, analizza statisticamente le interazioni tra i settori industriali e produttivi di una nazione e attraverso uno schema a matrice offre una rappresentazione sintetica delle sue relazioni interne ed esterne.

3.6 IL CONTRIBUTO ECONOMICO TOTALE GENERABILE A FRONTE DEGLI INVESTIMENTI ATTIVABILI

176. TEHA ha stimato il contributo economico totale generabile a fronte degli investimenti. In particolare, i risultati della metodologia di analisi indicano che a fronte di **100 Euro di investimento diretto**, si genererebbero **176 Euro di impatto indiretto** e **20 Euro di impatto indotto** nel resto dell'economia in termini di produzione ed extra-domanda. A livello di benefici sistemici, i 16 miliardi di Euro di investimenti attivabili grazie al rinnovo delle concessioni potrebbero generare complessivamente circa **47 miliardi di Euro di fatturato distribuito sul territorio italiano**.

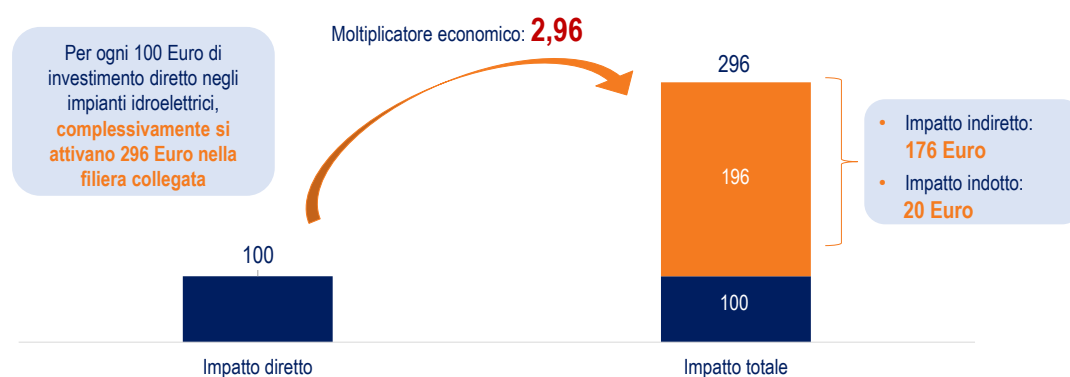


Figura 55. Impatto diretto, indiretto e indotto generato dagli investimenti nella catena del valore dell'idroelettrico (Euro).
Fonte: elaborazione TEHA Group su Report TEHA, Enel, A2A ed Edison «Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese» (2022) e su tabelle input-output, 2025.

177. Inoltre, TEHA ha ritenuto utile valorizzare gli effetti degli investimenti anche in termini di **Valore Aggiunto**. In altre parole, l'*extra* domanda o produzione economica attivata dall'investimento per mezzo del moltiplicatore di cui sopra genera un determinato Valore Aggiunto, risultato della composizione e delle caratteristiche dei settori economici attivati dalla filiera dell'idroelettrico. In particolare, è stato calcolato che per **ogni 100 Euro di investimento diretto**, si genererebbero **116 Euro di Valore Aggiunto, diretto, indiretto e indotto**, nell'intera economia. Riportando tali valori alle dimensioni in esame, i 16 miliardi di Euro di investimenti genererebbero circa **18,5 miliardi di Euro di Valore Aggiunto** cumulato nell'economia del Paese, sostenendo complessivamente

oltre **125.000 FTE** (*Full-Time Equivalent*, circa 20,8 mila posti di lavoro all'anno) e circa **7 miliardi di Euro cumulati di gettito IVA addizionale** per le casse dello Stato.

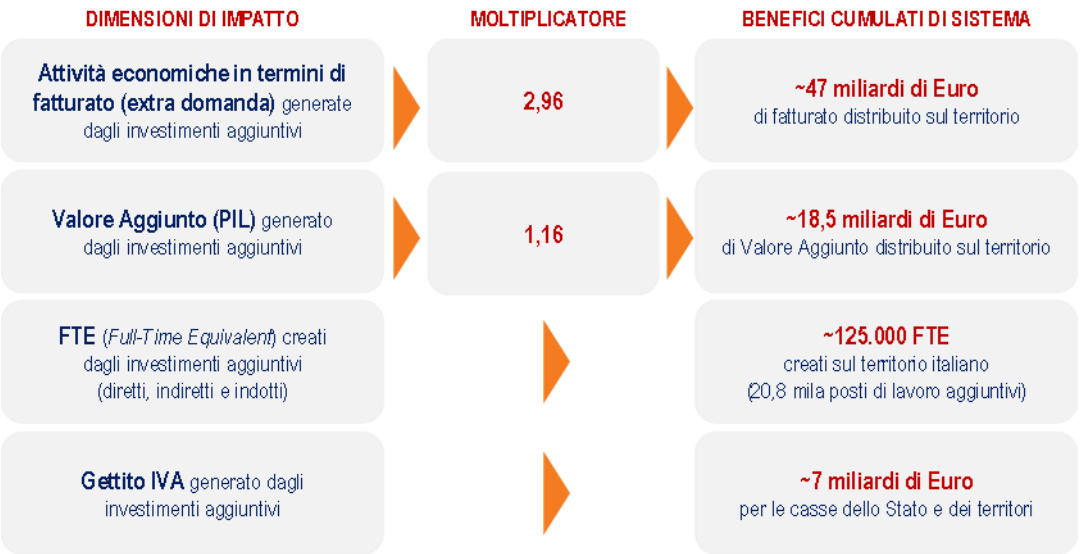


Figura 56. Dimensioni di impatto, relativi moltiplicatori e benefici di sistema derivanti dagli investimenti legati al rinnovo delle concessioni idroelettriche per almeno 20 anni (valore assoluto ed Euro), 2025. *Fonte: elaborazione TEHA Group su tabelle input-output di Istat, 2025. N.B.: Valore cumulato nei 6 anni di anticipo dello sviluppo degli investimenti "quarta via" vs "gara ad evidenza pubblica".*

Focus: TEHA ha stimato il moltiplicatore economico relativo agli investimenti nella catena del valore dell'idroelettrico

Il contributo economico di un'azienda, di un settore o di una filiera può essere misurato a partire dal **valore indiretto e indotto** generato attraverso l'attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Fa in particolare riferimento all'**extra-domanda in termini di attività economica generata** in un territorio o in un sistema-Paese a fronte di un investimento.

Dal momento che ogni azienda operante in un comparto produttivo **genera un output** acquistando e combinando alcuni *input* **provenienti da altre industrie**, 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.

Inoltre, per effetto delle retribuzioni erogate dalle aziende appartenenti alla filiera e alle catene di fornitura e subfornitura correlate, si produce un effetto indotto sui consumi generati sui territori.

Partendo da queste considerazioni, TEHA ha calcolato l'**effetto moltiplicatore della catena del valore dell'idroelettrico** considerando l'attivazione di filiere di approvvigionamento e di subfornitura, utilizzando le matrici *input-output* delle interdipendenze settoriali:

- il sistema *input-output* **analizza statisticamente le interazioni tra i settori** industriali e produttivi di una nazione e attraverso uno schema a matrice offre una rappresentazione sintetica delle sue relazioni interne ed esterne;
- al fine di quantificare il moltiplicatore dell'idroelettrico, sono state selezionate, tra le 63 branche di attività economiche previste da Istat, tutti i settori che rientrano nella catena del valore dell'idroelettrico.



Figura 57. La metodologia per l'analisi degli impatti diretti, indiretti e indotti in termini di occupazione, attività economica e Valore Aggiunto (illustrativo), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat, 2025.

CONSIDERAZIONI FINALI

178. Il Rapporto evidenzia come la strategicità dell'idroelettrico per la transizione energetica e la sicurezza nazionale renda **urgente trovare una soluzione efficace per la gestione delle concessioni idroelettriche** al fine di mobilitare da subito gli investimenti nel settore.
179. La tempestiva realizzazione di tali investimenti potrebbe liberare un potenziale incremento di produzione fino al **10% della produzione storica**.
180. Inoltre, considerato il **ruolo chiave delle Regioni e delle Province Autonome** nella gestione del processo di affidamento delle concessioni, il loro coinvolgimento attivo è cruciale per sostenere lo sviluppo del settore idroelettrico in Italia. Appare necessario, inoltre, introdurre interventi adeguati ad **accelerare l'iter autorizzativo** (valutando la creazione di strutture dedicate), e misure che garantiscano la sostenibilità economica e finanziaria, attraverso l'**armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni**.
181. In questo senso, a fronte del rinnovo delle concessioni idroelettriche per almeno 20 anni, la proposta, ovvero la c.d. **"quarta via"** prevede di valutare:
- la presentazione di un **piano di investimenti straordinari** di tipo industriale e con valenza ambientale e sociale (abilitando investimenti aggiuntivi massimi pari a **16 miliardi di Euro** e ricadute su PIL pari a **18,5 miliardi di Euro**);
 - una **complessiva armonizzazione ed equilibrio dell'attuale assetto dei canoni**.
182. Come riportato, infatti, l'adozione della "quarta via" permetterebbe di **sbloccare da subito fino a 16 miliardi di Euro** aggiuntivi di investimenti, e creare, oltre agli effetti sul PIL sopra citati, **oltre 125.000 FTE incrementali** (20,8 mila posti di lavoro annuali) nei 6 anni di anticipo di realizzazione degli investimenti rispetto agli scenari previsti dall'attuale normativa salvaguardando inoltre i posti di lavoro attualmente impiegati nel settore.
183. Si ritiene, dunque, che la "quarta via" possa rappresentare **la soluzione più efficace quanto a tempistica di realizzazione degli investimenti, valorizzazione del ruolo delle Regioni e salvaguardia dell'ambiente e della sicurezza energetica nazionale**.
184. Come sottolineato nello Studio, ove non venisse implementata la "quarta via", tra le opzioni esistenti, secondo quanto è previsto dalla legislazione attuale, il modello del **Partenariato Pubblico Privato (PPP)** si presenta come una **valida alternativa**, in grado di **coniugare tempi certi e qualità progettuale** (strada già intrapresa dalla regione Piemonte).
185. Il PPP prevede infatti **l'avvio di un processo competitivo basato su un progetto industriale proposto da un soggetto privato**. In tal modo la Pubblica Amministrazione verrebbe **sgravata dal lavoro di studio e preparazione della documentazione tecnica** necessaria per l'indizione delle procedure competitive ad iniziativa pubblica. Questo

consentirebbe alla P.A. di essere agevolata nella selezione delle proposte, con **possibile accelerazione dei tempi**. Inoltre, l'iniziativa privata incentiverebbe il proponente a fare **proposte industriali efficienti e coerenti** rispetto alle necessità di sviluppo degli *asset* con la definizione di un progetto equilibrato e sostenibile.

186. In conclusione, l'attivazione della “quarta via” o, in alternativa, del modello PPP, offre un'**opportunità concreta per rilanciare il settore idroelettrico, valorizzando il ruolo delle Regioni e Province Autonome e promuovendo investimenti sostenibili e strategici per la sicurezza energetica nazionale.**

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *“Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita, per l’anno 2022”*, novembre 2024
- Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), Bollettino Settimanale n. 37, *“Disciplina in materia di rilascio delle concessioni di grande derivazione idroelettrica”*, 21 settembre 2020
- Camera dei Deputati (Servizio Studi), *“Le concessioni idroelettriche”*, 28 settembre 2020
- Clô A., *“L’idroelettrica: un’opportunità per la transizione ecologica del Paese”*, giugno 2021
- Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR), *“Relazione sulla sicurezza energetica nell’attuale fase di transizione ecologica”*, 13 gennaio 2022
- Commissione europea (lettera di comunicazione), *“European water resilience strategy”*, 4 giugno 2025
- Commissione europea (lettera di closure), *“Complaint against the renewal of hydropower authorisations in Austria”*, settembre 2021
- Commissione europea (lettera di pre-closure), *“Complaint against the renewal of hydropower authorisations in Austria”*, febbraio 2021
- Commissione europea, *“Hydroelectric power concessions: Commission calls on 8 Member States to comply with EU law”*, 7 marzo 2019
- Compagnia Valdostana delle Acque, *“Valutazioni ambientali – Stati Generali”*, 9 dicembre 2021
- Comune di Massa, *“Studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto idroelettrico presso l’acquedotto potabile di ‘Massa centro’”*, marzo 2016
- Consiglio dei Ministri, *“Disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021”*, 2021
- Demsetz H., *“Why regulate utilities?”*, aprile 1968
- Elettricità Futura e Utilitalia, *“Impatto dell’evoluzione del sistema dei canoni e degli altri oneri afferenti alle grandi derivazioni idroelettriche”*, giugno 2021
- Eurelectric, *“Facts of hydropower in the EU”*, maggio 2018
- European University Institute, *“Regimes for granting the right to use hydropower in Europe”*, 16 novembre 2016
- Fondazione Magna Carta, *“Le concessioni idroelettriche in Italia. Principi, norme, prospettive future”*, 3 febbraio 2021
- Gestore Servizi Energetici (GSE), *“Rapporto Statistico– Fonti Rinnovabili”*, edizioni 2010-2023

- Gruppo Dolomiti Energia, *“Riassegnazione delle concessioni di derivazione idroelettrica”*, 2025
- Karrett G., McManamay R., and Wang J., *“Global hydropower expansion without building new dams”*, 1 novembre 2021
- International Energy Agency, *“Hydropower Special Market Report”*, giugno 2021
- International Energy Agency, *“The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions”*, maggio 2021
- International Hydropower Association, *“Hydropower Status Report 2020: sector trends and insights”*, 2020
- Istituto Bruno Leoni, *“Gare idroelettriche: perché sì, perché ora”*, maggio 2025
- Legambiente, *“L’idroelettrico – impatti e nuove sfide al tempo dei cambiamenti climatici”*, gennaio 2018
- Massarutto A., Pontoni F., *“Rent seizing and environmental concerns: A parametric valuation of the Italian hydropower sector”*, 2015
- Ministero della Transizione Ecologica, *“La situazione energetica nazionale nel 2020”*, luglio 2021
- Ministero dell’Economia francese, *“Reflections on the Introduction of Virtual Hydro Capacities to Wholesale Markets”*, 2025
- Politecnico di Milano, *“Renewable Energy Report: la ripartenza del mercato e le sfide della crescita”*, giugno 2020
- Politecnico di Milano e Assoidroelettrica, *“Analisi costi-benefici di natura economica ed ambientale connessi al settore idroelettrico italiano”*, 2016
- Pontoni F., Creti A., Joets M., *“Economic and environmental implications of hydropower concession renewals: a case study in Southern France”*, 2018
- Prosperetti L. e Ghelfi A., *“Valutazione della sostenibilità economico-finanziaria dell’investimento richiesto al nuovo concessionario all’atto dell’attribuzione di una concessione idroelettrica di grande derivazione esistente in base a due diversi scenari di quantificazione del corrispettivo spettante al concessionario uscente”*, luglio 2017
- Prosperetti L., *“Determinazione del valore del ramo d’azienda trasferito dal concessionario uscente all’atto dell’attribuzione di una concessione idroelettrica esistente: un’analisi economica”*, giugno 2017
- Provincia Autonoma di Bolzano, *“Risposta interrogazione n. 1189/20: grandi concessioni idroelettriche”*, dicembre 2020
- Quotidiano Energia, *“Francia, concessioni idro rinnovate fino al 2041”*, 21 febbraio 2022
- REF Ricerche, *“Le gare nel servizio idrico integrato: verso la riforma ARERA”*, giugno 2025

- Regione Lombardia, *“Gara con procedura ad evidenza pubblica per l’assegnazione della Concessione di grande derivazione a scopo idroelettrico denominata ‘CODERA RATTI-DONGO’ ai sensi del d.lgs. 79/1999, della l.r. 5/2020 e del r.r. 9/2022 – ALLEGATO A AL BANDO DI GARA”*, 2024
- Regione Lombardia, *“Gara con procedura ad evidenza pubblica per l’assegnazione della Concessione di grande derivazione a scopo idroelettrico denominata ‘RESIO’ ai sensi del d.lgs. 79/1999, della l.r. 5/2020 e del r.r. 9/2022 – ALLEGATO A AL BANDO DI GARA”*, 2024
- Regione Lombardia (Bollettino Ufficiale), *“Serie ordinaria n.2”*, 11 gennaio 2022
- Regione Lombardia, *“Legge Regionale 8 aprile 2020, n.5”*, aprile 2020
- Regione Piemonte, *“Deliberazione della Giunta Regionale 29 dicembre 2020, n.28-2708”*, 2020
- Sciaudone F., Bruti Liberati E., *“Procedura d’infrazione n. 2011/2026 – Compatibilità con il diritto comunitario della disciplina italiana in materia di concessioni di grande derivazione d’acqua per uso idroelettrico”*, settembre 2017
- Senato della Repubblica francese, *“Rapport au nom de la commission des affaires économiques sur la proposition de loi visant à maintenir les barrages hydroélectriques dans le domaine public et à créer un service public des énergies renouvelables”*, 6 ottobre 2021
- Senato della Repubblica francese, *“Proposition de Loi tendant à inscrire l’hydroélectricité au coeur de la transition énergétique et de la relance économique”*, 1 settembre 2021
- Senato della Repubblica francese, *“Proposition de Loi visant à maintenir les barrages hydroélectriques dans le domaine public et à créer un service public des énergies renouvelables”*, 13 aprile 2021
- Società Economica Valtellinese, *“L’industria idroelettrica tra mercato, normativa e territori”*, aprile 2016
- Statista, *“Hydropower Industry Worldwide”*, 2021
- Terna, *“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”*, 2023
- Terna, *“Dati storici, 1983-2015”*, 2015
- Terna, *“Impianti di generazione”*, 2016
- Terna, *“Impianti di generazione”*, 2018
- UNIDO, *“World small hydropower development report, Southern Europe”*, 2022
- VGBE, *“Hydropower in Europe: facts and figures”*, 2024
- Zanotti M., Cassani C.E., *“Le derivazioni idroelettriche in Lombardia”*, 2005