

Gare idroelettriche: perché sì, perché ora

Di Serena Sileoni e Carlo Stagnaro

Introduzione

Il settore idroelettrico italiano ha una storia antica e gloriosa. Per molto tempo le grandi derivazioni idroelettriche hanno soddisfatto una quota maggioritaria del fabbisogno nazionale di energia elettrica. Con lo sviluppo industriale nel periodo del miracolo economico, altre tecnologie si sono affiancate e poi hanno superato il contributo dell'idroelettrico, il quale tuttavia ancora oggi svolge un ruolo significativo nella generazione complessiva (il 15,9 per cento del totale nel 2023) ed è la principale fonte rinnovabile per volume di energia immessa in rete (il 35 per cento nel 2023). Su un totale di circa 42 GWh prodotti dalla fonte idroelettrica nel 2023, il 47,7 per cento proviene da impianti ad acqua fluente, il 26,5 per cento da impianti a bacino e il 25,8 per cento da impianti a serbatoio (compresi i pompaggi).¹

Lo sfruttamento della risorsa idrica ai fini di generazione energetica avviene dietro concessione pubblica, sulla base di una disciplina che risale al 1933. Qui si stabilisce anche la distinzione tra grandi e piccole derivazioni idroelettriche, individuando come soglia il livello di forza motrice con potenza nominale media pari almeno a 3 MW. Le modalità per l'assegnazione delle concessioni e la relativa durata sono invece state fissate nel Decreto Bersani del 1999, che ha dato il via alla liberalizzazione del settore dell'energia col recepimento del Primo pacchetto europeo in materia. In particolare, tale provvedimento – più volte modificato nel tempo – stabilisce: a) la durata delle concessioni, prorogando al 2010 quelle all'epoca scadute o in scadenza (molte delle quali sono state più volte ulteriormente prorogate) e addirittura fino al 2029 le concessioni assegnate a Enel per effetto della nazionalizzazione del 1962; b) una modalità di rinnovo che favoriva il gestore uscente. Questo determinò l'avvio della prima procedura di infrazione europea sul tema, che spinse il Legislatore a stabilire procedure competitive per l'individuazione del nuovo gestore. Difatti, l'Unione europea ritiene che la gestione di centrali idroelettriche sia un servizio rientrante nell'ambito di applicazione della direttiva 2006/213/UE, la nota direttiva Bolkestein. A tale decisione, compiuta nel 2005, seguirono numerose altre modifiche, spesso motivate da contestazioni europee, che

KEY FINDINGS

- L'idroelettrico è la principale fonte rinnovabile italiana. Il 18 per cento delle concessioni è scaduto o in scadenza entro il 2028, il 68 per cento nel 2029 e il 14 per cento oltre;
- L'Italia si è impegnata col Pnrr a riassegnare le concessioni scadute tramite gara;
- Da tempo vi sono forti pressioni per prolungare le concessioni in essere o affiancare ai metodi previsti dalla legge una "quarta via", finalizzata a riassegnare le concessioni ai gestori uscenti sulla base di una procedura negoziata tra concedenti e concessionari;
- I proponenti della quarta via sostengono che questa potrebbe comportare investimenti per oltre 15 miliardi di euro. Una simulazione sulle gare mostra che si tratta di un livello di investimenti inferiore a quanto si potrebbe ottenere: l'applicazione dei criteri previsti dalle gare della Regione Lombardia equivale a investimenti per 18 miliardi di euro mentre uno scenario basato sugli esiti delle gare svolte in provincia di Bolzano arriva a 23,3 miliardi;
- Inoltre la quarta via potrebbe configurare il "reversal" di un traguardo del Pnrr, col rischio di sospensione o riduzione dei pagamenti successivi.

Serena Sileoni è Senior Fellow dell'Istituto Bruno Leoni. Carlo Stagnaro è Direttore Studi e Ricerche dell'Istituto Bruno Leoni.

¹ <https://dati.terna.it/generazione/dati-statistici#produzione/fonti-rinnovabili>

tuttavia non furono mai determinanti.² Il diritto venne più volte assoggettato a (tentativi di) modifiche il cui senso era, da un lato, accogliere formalmente le richieste di Bruxelles e, dall'altro, favorire i concessionari uscenti. Nel frattempo, una procedura di infrazione aperta nei confronti dell'Italia nel 2011 è stata archiviata dieci anni dopo considerate le caratteristiche peculiari del settore.

Tenuto conto del quadro normativo europeo e al tempo stesso della necessità di porre fine all'incertezza legislativa, nel 2021 la celebrazione delle gare per l'affidamento delle concessioni in scadenza è stata inserita tra le riforme del Pnrr. La revisione del quadro normativo sulle concessioni idroelettriche è entrata come contenuto necessario della prima legge annuale sulla concorrenza da approvare entro dicembre 2022. In particolare, l'impegno assunto è stato quello di "rendere obbligatorio lo svolgimento di gare per i contratti di concessione per l'energia idroelettrica e definire il quadro normativo per le concessioni idroelettriche". Ancora, "il quadro di concorrenza per le concessioni idroelettriche deve almeno: esigere che importanti impianti idroelettrici siano disciplinati da criteri generali e uniformi a livello centrale, imporre alle regioni di definire i criteri economici alla base della durata dei contratti di concessione, eliminare gradualmente la possibilità di prorogare i contratti (come già stabilito dalla Coste costituzionale italiana), obbligare le regioni ad armonizzare i criteri di accesso ai criteri di gara (per creare un contesto imprenditoriale prevedibile)".³

Nelle more dell'entrata in vigore della legge sulla concorrenza, le concessioni di grande derivazione idroelettrica sono state inserite tra i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale, quindi sottoponibili alla disciplina del *golden power* (decreto legge n. 21/2022), con un'iniziativa politica presa al di fuori del contesto degli impegni del Pnrr.

L'obiettivo del Pnrr è stato raggiunto con l'approvazione della legge sulla concorrenza 2021 (legge n. 118/2022). Dopo aver prorogato di un solo anno le concessioni in scadenza al 31 dicembre 2023 e aver consentito ai concessionari in scadenza la prosecuzione dell'esercizio della derivazione per il tempo necessario al completamento delle gare e comunque non oltre il 27 agosto 2025, la legge impone che le procedure di assegnazione siano effettuate secondo parametri competitivi, equi e trasparenti; tenendo conto della valorizzazione economica dei canoni concessori e degli interventi di miglioramento della sicurezza delle infrastrutture esistenti e di recupero della capacità di invaso; prevedendo a carico del concessionario subentrante un congruo indennizzo - nei limiti di quanto già riconosciuto al concessionario uscente per gli investimenti non ammortizzati realizzati durante il periodo concessorio - che tenga dunque conto del recupero degli investimenti realizzati dal concessionario uscente; definendo la durata della concessione, nel

2 L'evoluzione della normativa in materia è ricostruita da Paolo Pinamonti, "Il potenziale di sviluppo del settore idroelettrico italiano. Una riflessione sulla quarantennale battaglia per la concorrenza nel settore idroelettrico", in Eugenio Picozza, Paolo Pinamonti e Anton von Walther (a cura di), *Il potenziale del settore idroelettrico*, Torino: Giappichelli, 2023, pp.25-44.

3 Allegato alla Decisione di esecuzione del Consiglio che modifica la decisione di esecuzione del 13 luglio 2021, relativa all'approvazione della valutazione del Piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia, 12 novembre 2024.

rispetto dei limiti previsti dalla normativa vigente, sulla base di criteri economici fondati sull'entità degli investimenti proposti; determinando le misure di compensazione ambientale e territoriale, anche a carattere finanziario, da destinare ai territori dei comuni interessati dalla presenza delle opere e della derivazione compresi tra i punti di presa e di restituzione delle acque; e garantendo l'equilibrio economico-finanziario del progetto di concessione, nonché i livelli minimi in termini di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico.

Considerando il conflitto che negli anni, sulla questione del rinnovo delle concessioni, si è aperto con le regioni e le province autonome, il legislatore statale ha previsto una clausola di salvaguardia tale per cui, nell'ipotesi di mancato rispetto del termine di avvio delle procedure e comunque in caso di mancata adozione delle leggi regionali entro i termini, lo Stato attiva i poteri sostitutivi con il trattenimento del 10 per cento dell'importo dei canoni concessori.

Restano fermi i metodi principali per la riassegnazione delle concessioni al momento della loro scadenza, già previsti dall'art. 12, d.lgs. n. 79/1999, c. 1-bis, come modificato dal decreto legge n. 135/2018 (convertito, a sua volta, in legge n. 12/2019). Essi sono:

- 1) Espletamento di procedure a evidenza pubblica per la selezione del soggetto gestore;
- 2) Affidamento a una società mista pubblico-privato con la selezione del socio privato attraverso procedure a evidenza pubblica;
- 3) Mediante forme di partenariato pubblico-privato, secondo le modalità stabilite dal Codice degli appalti.

A queste tre metodologie principali, se ne è affiancata nel dibattito pubblico una quarta, al momento ancora non accolta nella normativa ma che sarebbe oggetto di un serrato confronto tra il governo italiano e la Commissione europea. Tale quarta via consisterebbe nella possibilità per i soggetti concedenti (le regioni e le province autonome) di riaffidare la concessione al gestore uscente, a valle di una procedura negoziata.⁴ Sebbene non venga mai presentata in questi termini, la quarta via viene spesso vista come un "second best" rispetto al mero rinnovo delle concessioni esistenti.

Questo paper intende sviluppare due argomenti:

- 1) Le ragioni economiche per cui è invece desiderabile rispettare la normativa esistente e proseguire con la celebrazione delle gare, sulla scorta di quanto già fatto da alcune amministrazioni (il caso più rilevante al momento è quello della Regione Lombardia, che ospita impianti per una potenza efficiente lorda congiunta pari a circa 6,2 GW (circa il 27 per cento del totale nazionale);
- 2) Le implicazioni dell'inserimento dello svolgimento delle gare nel Pnrr e le conseguenze di un reversal, cioè della cancellazione di un traguardo già raggiunto. Verranno inoltre esposte le ragioni per cui la "quarta via" potrebbe essere considerata alla stregua di un reversal.

Il paper si concluderà con alcune considerazioni su un aspetto che viene spesso chiamato in causa, e che invece appare del tutto irrilevante, cioè quello della pre-

⁴ "Idroelettrico, dietro lo scontro sulle gare", Staffetta Quotidiana, 4 aprile 2025.

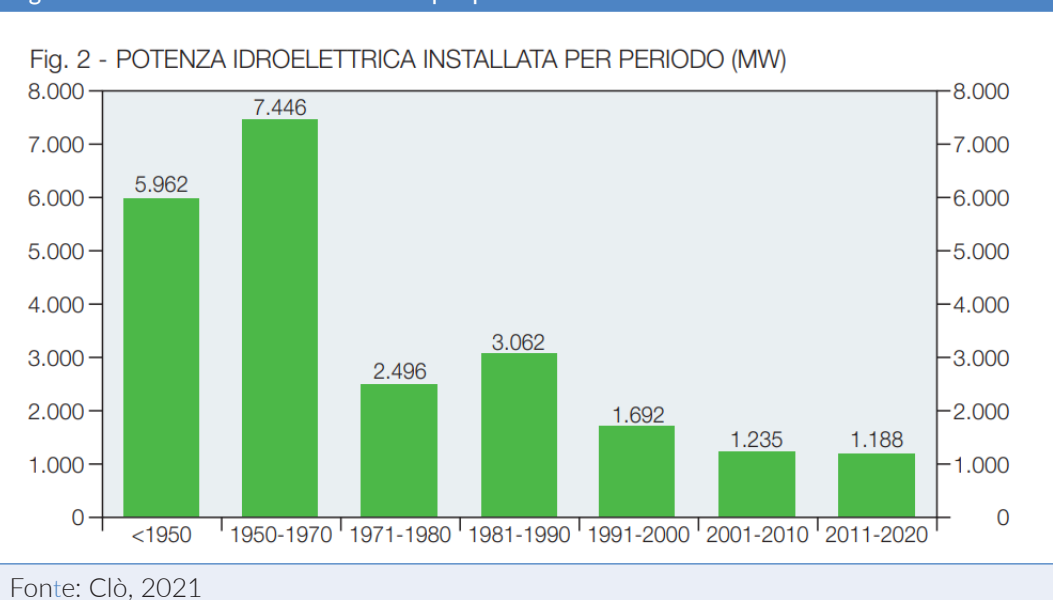
sunta mancanza di reciprocità tra l'Italia e gli altri Stati membri dell'Unione europea.

Le ragioni economiche delle gare

Gran parte delle grandi derivazioni idroelettriche oggi esistenti risalgono a investimenti effettuati svariati decenni fa, in alcuni casi oltre un secolo. La capacità installata ha avuto tassi di crescita modesti nel corso del tempo, a causa delle difficoltà nel realizzare nuovi impianti e dei sempre più stringenti requisiti ambientali e paesaggistici, oltre alla minore accettabilità sociale di tali opere.

Come scrive Alberto Clò (in un documento peraltro complessivamente critico sull'opportunità di affidare la gestione degli impianti attraverso procedure competitive), “[l]a riduzione della producibilità dei medio-grandi impianti a bacino e serbatoio può essere correlata a una serie di concause: invecchiamento degli impianti considerando che il 58 per cento della potenza installata ha più di 50 anni e correlate criticità nel mantenimento dell'efficienza e della piena operatività; limitazioni dell'invaso per problemi di sicurezza, introduzione del deflusso minimo vitale, necessità di riserva per laminazione delle piene, impatto dei cambiamenti climatici. In particolare, il graduale invecchiamento degli impianti e la riduzione degli invasi richiederebbero ingenti investimenti”.⁵ Clò evidenzia i rischi che potrebbero derivare dalle gare e, in particolare, l'incertezza che esse potrebbero determinare, in linea con altri contributi comparsi negli ultimi anni.⁶

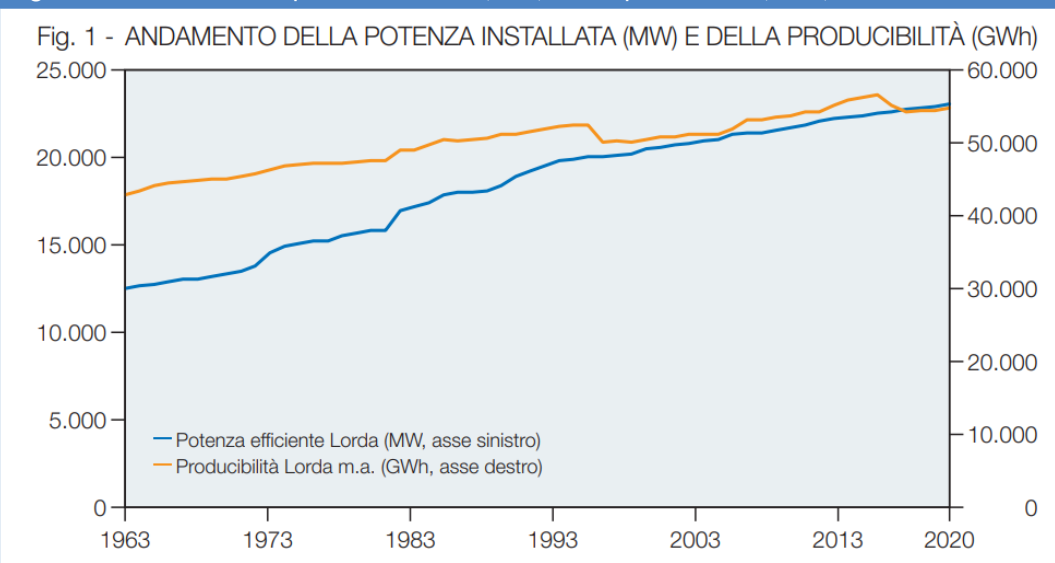
Figura 1. Potenza idroelettrica installata per periodo



5 Alberto Clò, “L'idroelettrica. Un'opportunità per la transizione ecologica del paese”, I quaderni di Energia, 2021, pp.10-11.

6 Si vedano, per esempio, Fondazione Magna Carta, “Le concessioni idroelettriche in Italia. Principi, norme, prospettive future”, Paper di ricerca, 2021; The European House Ambrosetti, “Le concessioni idroelettriche in Italia. Incertezze e opportunità per il rilancio del paese”, Position Paper, 2022.

Figura 2. Andamento della potenza installata (MW) e della producibilità (GWh).



Fonte: Clò, 2021

Sebbene sia un argomento comprensibile, occorre considerare anche altri – e forse più rilevanti – aspetti. Del resto, le dinamiche illustrate nelle Figure 1 e 2 non derivano da un contesto di particolare incertezza, ma al contrario da una situazione di estrema stabilità nella gestione degli impianti. Attualmente, il 68 per cento delle concessioni esistenti è in scadenza al 2029, mentre un altro 14 per cento scadrà oltre tale data, quindi tutto si può dire tranne che ai soggetti gestori sia mancata una prospettiva di lungo termine. Solo il 17 per cento delle concessioni è scaduto o in scadenza al 2023, mentre una percentuale irrisoria (1 per cento) è in scadenza tra il 2024 e il 2028.⁷ Del resto, l'attuale condizione normativa non ha certo impedito ai concessionari di estrarre una rendita stratosferica dai propri investimenti: una stima condotta da Antonio Massarutto e Federico Pontoni nel 2013, sulla base dei dati relativi alle concessioni esistenti in provincia di Sondrio, ha trovato che la rendita (sulla base dei prezzi dell'epoca) ammontava a circa 30,3-82,4 euro / MWh, di cui oltre la metà veniva catturato dai concessionari stessi. Proiettando questi valori a livello nazionale, la stima sulla rendita complessiva si aggirava nei dintorni di un miliardo di euro all'anno se valutata ai prezzi medi della borsa elettrica, mentre cresceva a circa 1,6 miliardi annui valorizzando l'energia a prezzi di picco (i valori sono espressi in euro costanti del 2012, corrispondenti all'incirca a 1,2-1,9 miliardi di euro attuali).⁸

Ora, questa condizione pone un dilemma: da un lato, la produzione di energia elettrica è un'attività libera e si svolge in un contesto competitivo, quindi non vi è il presupposto per forme di regolazione specifica; dall'altro lato, è evidente che – per le loro caratteristiche specifiche – gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni non sono replicabili. Questo determina una condizione di scarsità che viene catturata, sotto il profilo giuridico, dallo strumento della concessione. Tuttavia, in un conte-

⁷ The European House Ambrosetti, "Le concessioni idroelettriche in Italia. Incertezze e opportunità per il rilancio del paese", Position Paper, 2022.

⁸ Antonio Massarutto e Federico Pontoni, "Rent seizing and environmental concerns: A parametric valuation of the Italian hydropower sector", Energy Policy, 2015, 78: 31-40.

sto del genere vi è anche un'ineliminabile condizione di asimmetria informativa tra il concessionario, da un lato, e l'ente concedente e il regolatore, dall'altro. Solo il primo, infatti, ha la perfetta conoscenza degli impianti e dei relativi costi. E questa situazione è tanto più forte quanto più è lunga la durata della concessione. Ne segue che qualunque tentativo di perseguire una ripartizione più equa della rendita è inevitabilmente destinato a essere frustrato. Per questo, fin dal fondamentale contributo di Harold Demsetz nel 1968,⁹ gli economisti hanno mostrato che – in tali condizioni – il modo più efficace per attribuire le risorse consiste nell'organizzazione di procedure competitive (la cosiddetta “concorrenza per il mercato”). Solo in questo modo, infatti, gli operatori incumbent – messi sotto la pressione competitiva dei rivali – sono costretti a “rivelare” i costi e il valore reali connessi all'esercizio della concessione. Tale approccio è stato fatto proprio dal diritto unionale e, attraverso di esso, anche dalla normativa nazionale.

Ma è essenziale comprendere che la scelta di assegnare la gestione delle grandi derivazioni idroelettriche tramite procedure competitive non deriva né da una interpretazione letterale o ottusa del diritto né da un eccesso di zelo: essa discende direttamente dalle caratteristiche economiche del bene oggetto di concessione (lo sfruttamento delle risorse idriche ai fini di generazione elettrica), dalla ineliminabile asimmetria informativa tra gestore e soggetti terzi, e dall'entità sproporzionata della rendita idroelettrica. Ed è esattamente questa la ragione per cui la cosiddetta quarta via, che presuppone una procedura negoziata tra il concedente e il concessionario, rischia di mettere quest'ultimo in una posizione di vantaggio strutturale. Ciò è vero, a maggior ragione, nei casi in cui il concedente ha interessi o partecipazioni nel capitale di alcuni tra i concessionari uscenti, una situazione non infrequente nell'idroelettrico italiano.

La conferma di questa situazione viene da una analisi comparativa dei risultati delle (poche) gare svolte, rispetto ad alcuni parametri di riferimento. A tal fine si è svolta una simulazione basata sugli esiti delle gare svolte nella Provincia autonoma di Bolzano per le concessioni di Rio Pusteria (affidata nel 2005) e Sant'Antonio (2015). La simulazione si basa sui dati forniti dall'impresa aggiudicataria nel corso di un seminario organizzato dall'Istituto Bruno Leoni, ma la loro elaborazione è stata replicata e, in parte, modificata.¹⁰ I due impianti hanno una capacità di 21 MW e 90 MW, rispettivamente. Va segnalato che, in particolare, il primo impianto godeva di condizioni molto favorevoli, in quanto all'epoca erano previsti incentivi (sotto forma di rilascio di certificati verdi) oggi non più disponibili. Inoltre, visto il momento e il periodo, è probabile che le offerte proposte in quella sede siano superiori a quanto potrebbe ragionevolmente emergere da analoghe procedure svolte oggi. Per questa ragione, nell'effettuare l'analisi i cui risultati sono riportati qui sotto, viene applicato uno “sconto” del 20 per cento.

Poiché il principale argomento del contendere è la capacità delle imprese di fi-

9 Harold Demsetz, “Why Regulate Utilities?”, *Journal of Law & Economics*, 1968, 11(1): 55-65.

10 Intervento di Paolo Pinamonti al seminario “Le ragioni delle gare per le grandi derivazioni idroelettriche”, organizzato dall'Istituto Bruno Leoni il 7 aprile 2025. Si veda anche Audizione di Eisackwerk nell'ambito della discussione sull'AS2469 “Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021” presso la Commissione 10^a (Industria, commercio, turismo) del Senato, 22 febbraio 2022.

nanziare gli investimenti, il confronto viene effettuato su questa dimensione. Le caratteristiche dei due impianti citati sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1. Caratteristiche degli impianti e degli investimenti previsti per le concessioni di Rio Pusteria e Sant'Antonio		
	Rio Pusteria	Sant'Antonio
Capacità installata a inizio periodo	16 MW	72 MW
Capacità installata a investimento effettuato	21 MW	90 MW
Produzione idroelettrica media annua a inizio periodo	70 GWh	254 GWh
Produzione idroelettrica media annua a fine periodo	100 GWh	300 GWh
Investimento totale previsto (nominali)	28 milioni di euro (2011)	139 milioni di euro (2015)
Investimento totale previsto (attualizzati)	36 milioni di euro (2025)	170 milioni di euro (2025)
Investimento unitario (nominale)	400 euro (2011) / MWh	547 euro (2015) / MWh
Investimento unitario (attualizzato)	514 euro (2025) / MWh	668 euro (2025) / MWh
Investimento unitario (riparametrato -20%)	411 euro / MWh	534 euro / MWh
Fonte: elaborazione su dati Eisackwerk.		

Questi dati sono stati confrontati, in primo luogo, con il livello di investimenti minimo posto a base d'asta nelle gare bandite dalla Regione Lombardia, con particolare riferimento alle concessioni di Codera Ratti – Dongo e Resio;¹¹ lo stesso confronto è stato effettuato con la proposta contenuta nel manifesto “Uniti per l'idroelettrico italiano”, sottoscritto dalle principali associazioni, il quale ipotizza investimenti per circa 15 miliardi di euro a fronte del prolungamento delle concessioni vigenti (la cosiddetta quarta via).¹² La Tabella 2 illustra i risultati del confronto.

Tabella 2. Investimenti previsti nei Piani economico-finanziari allegati alle procedure per il rinnovo delle concessioni di Codera Ratti – Dongo e Resio in Lombardia e nella proposta del Manifesto “Uniti per l'idroelettrico italiano”.			
	Codera Ratti – Dongo	Resio	Uniti per l'idroelettrico italiano
Capacità installata	19,7 MW	4,1 MW	21,6 GW
Produzione idroelettrica media annua	137,9 GWh	28,5 GWh	49,4 TWh
Investimento totale previsto	57,6 milioni di euro	9,2 milioni di euro	15 miliardi di euro
Investimento unitario	418,4 euro / MWh	321,9 euro / MWh	303,7 euro / MWh
Fonte: elaborazione su dati Regione Lombardia, Elettricità Futura e Terna.			

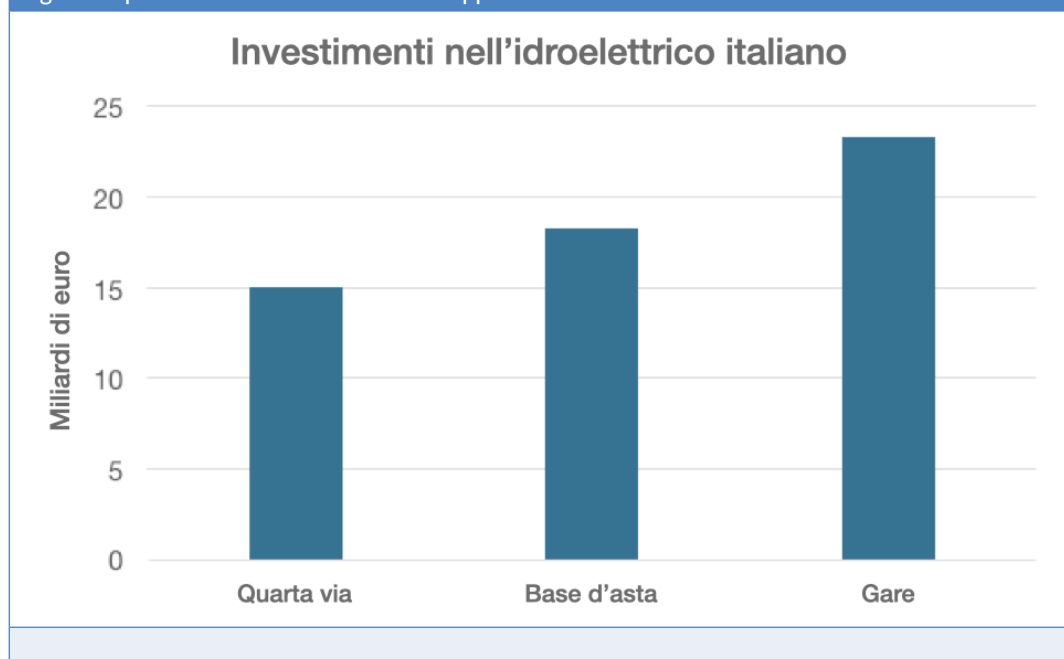
11 <https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/servizi-e-informazioni/enti-e-operatori/ambiente-ed-energia/energia/riassegnazione-grandi-derivazioni-idroelettriche>

12 https://www.elettricitafutura.it/News-/News/Elettricit-Futura-ha-firmato-il-Manifesto-Uniti-per-lidroelettrico-italiano_6339.html

La Figura 3 riporta una stima sugli investimenti, riportati a base nazionale, in tre diverse ipotesi:

- 1) Proposta del manifesto Uniti per l'idroelettrico italiano (scenario Quarta via);
- 2) Valore medio posto a base d'asta nelle due gare per le concessioni di Codera Ratti – Dongo e Resio (Regione Lombardia) (scenario Base d'asta);
- 3) Valore medio in esito alle due gare vinte da Eisackwerk per le due concessioni di Rio Pusteria e Sant'Antonio (Provincia autonoma di Bolzano), scontato del 20 per cento per tenere conto di eventuali elementi non ripetibili di tali procedure (Scenario Gare).

Figura 3. Ipotesi di investimenti nello sviluppo dell'idroelettrico nazionale in tre scenari.



Queste valutazioni hanno un significato puramente qualitativo, poiché non è detto che le condizioni alla base delle gare citate in provincia di Bolzano siano riproducibili in altri contesti. Ma è chiaro che esse aiutano a capire quale sia l'ordine di grandezza della rendita e della quota "appropriabile" dalla collettività, attraverso investimenti o canoni. Inoltre, occorre tenere conto che l'entità degli investimenti dipende anche dall'orizzonte temporale nel quale essi dovrebbero svolgersi: tuttavia, la simulazione fornisce un elemento di valutazione importante, in quanto l'applicazione di un livello di investimento commisurato a quello posto a base d'asta dalla Regione Lombardia comporta una spesa superiore del 21,9 per cento rispetto alla quarta via, mentre nel caso dello svolgimento delle gare potrebbe portare a un incremento addirittura del 45,7 per cento.

L'idroelettrico e il Pnrr

La fine del sistema delle proroghe per le concessioni idroelettriche è stato un impegno preso dallo Stato italiano con l'Unione europea nell'ambito dei finanziamenti ottenuti con il Next Generation EU. Insieme agli altri obiettivi del quarto trimestre, è valso l'esborso della terza rata pari a 18,5 miliardi di euro.

L'attuale governo ha fin da subito preso le distanze dall'esecuzione dell'impegno

alle gare e da una legge che, a detta del ministro per le politiche di coesione e il Pnrr, non sarebbe dovuta essere stata votata quattro anni fa. Se una simile inversione a U è comprensibile e giustificabile dal punto di vista politico, poiché il principale partito che sostiene il governo Meloni era all'opposizione al momento dell'approvazione del Pnrr elaborato dal governo Draghi, è tuttavia ingiustificabile dal punto di vista tecnico e rischiosa da quello economico. Difatti, gli impegni assunti con il Pnrr sono impegni dello Stato italiano verso l'Unione europea, contratti in cambio di finanziamenti, che superano le preferenze politiche dei governi che sono chiamati ad attuarli, fino alla scadenza del Piano.

Annullare una riforma del Pnrr o contro-riformare un suo obiettivo è quindi una violazione retrospettiva degli impegni che vale l'applicazione del *reversal*, previsto dal regolamento (EU) 2021/241, art. 24(3) sul Dispositivo per la ripresa e la resilienza.¹³

Si intende con questo termine l'“inversione di marcia” per cause imputabili allo Stato membro rispetto a obiettivi già ottenuti e valutati come pienamente raggiunti. Gli effetti del *reversal* non vanno verificati, ma è sufficiente la sola possibilità di un'iniziativa idonea a compromettere in modo sensibile i risultati che devono essere raggiunti con l'obiettivo già conseguito. Si tratta, quindi, di un'ipotesi distinta dal mancato raggiungimento di un obiettivo, e che consiste in una scelta, attiva o omissiva, dello Stato di fare in modo che gli effetti di un obiettivo del PNRR non siano più conseguibili.

Nel caso in cui la Commissione, anche agendo di sua iniziativa, ritenga che vi sia un'ipotesi di *reversal*, i pagamenti successivi vengono sospesi e gli ulteriori traguardi e obiettivi vengono considerati come non raggiunti, finché permane la condizione in ipotesi. Se nessun rimedio viene preso nei sei mesi successivi, la Commissione può ridurre la rata successiva calcolando la riduzione sul valore dell'obiettivo annullato.

Di ciò il governo Meloni è pienamente consapevole, tanto che il ministro Foti ha ammesso che la strada per una smentita della messa a regime delle gare è in salita e il ministro Pichetto Fratin ha anticipato di star immaginando soluzioni non abrogative ma modificative, quali per esempio un “rinnovo di contratto”. L'intenzione del governo è di far passare la modifica non come un vero e proprio *reversal*, ma come un cambiamento in linea con la riforma, che non intacca la natura stessa dell'impegno. Per questo, ha già avviato un confronto con la Commissione per la rinegoziazione dell'obiettivo. Ma occorre essere consapevoli che, formalismi linguistici a parte, se quello che si vuole ottenere è un rinnovo delle concessioni in essere senza passare attraverso forme aperte di aggiudicazione, l'effetto sostanziale sarà quello di annullare un obiettivo raggiunto e già riconosciuto del Pnrr, non per cause oggettive ma per una precisa volontà politica e quindi per causa imputabile allo stesso Stato, che, dinanzi alla Commissione, è sempre e solo uno, a prescindere dai cambi di governo.

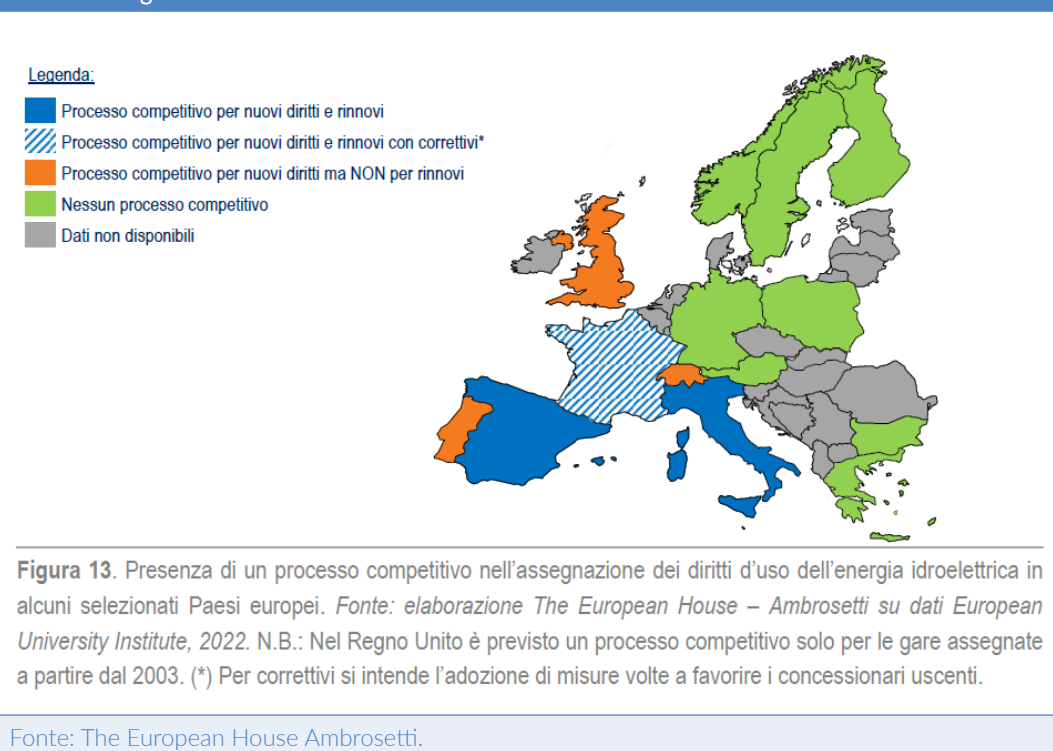
13 Il funzionamento del *reversal* è chiarito dall'Allegato 2 al Rapporto della Commissione europea del 19 settembre sull'attuazione del Dispositivo di ripresa e resilienza, COM(2023) 545 final, del 19 settembre 2023.

Conclusione: il mito della reciprocità e la quarta via

In conclusione, quindi, vi sono ragioni economiche e giuridiche per sostenere la regolare celebrazione delle gare. A fronte di tali ragioni, restano due obiezioni: la prima riguarda l'assenza di reciprocità nella maggior parte degli altri Stati membri dell'Unione europea, la seconda la possibilità di una "quarta via" che coniughi il mantenimento del gestore uscente con una rinegoziazione dei termini della concessione.

Per quanto riguarda il primo punto, è parzialmente vero che nell'ordinamento della maggior parte dei paesi europei non sono previste procedure competitive, oppure sono previste ma a fronte di concessioni di durata molto più lunga delle nostre.¹⁴ Di fatto, meccanismi competitivi sono previsti solo in Italia (con durata delle concessioni comprese tra 30 e 50 anni per i rinnovi), Spagna (75 anni) e Francia (75 anni) oltre, in modo più limitato, Portogallo (75 anni), Svizzera (80 anni) e Regno Unito (20 anni per le concessioni rilasciate dopo il 2003) (Figura 3).

Figura 3. Modalità per il rinnovo delle concessioni o per il rilascio di nuove concessioni per lo sfruttamento delle grandi derivazioni idroelettriche.



Questa asimmetria è stata spesso invocata come ragione per mettere in discussione l'opportunità di procedure competitive. E' certamente vero che gli operatori italiani hanno scarse opportunità di partecipare a procedure per l'assegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche al di fuori dei paesi citati. Ma non è chiaro in che modo, e perché, questo dovrebbe essere rilevante ai fini della disciplina nazionale dell'idroelettrico. La tesi per cui la reciprocità dovrebbe essere di ostacolo alla ce-

14 Si veda Jean-Michel Glachant, Marcelo Saguan, Vincent Rious e Sébastien Douguet, "Regimes for granting the right to use hydropower in Europe", European University Institute – Florence School of Regulation, Research Report, 2015.

lebrazione delle gare, infatti, sembra suggerire che, poiché altri paesi concedono ai rispettivi operatori di catturare e mantenere rendite (a spese dei propri consumatori e contribuenti), allora anche l'Italia dovrebbe consentire agli operatori storici di catturare e mantenere rendite (a spese dei propri consumatori e contribuenti). Ma questo è del tutto incoerente sia con l'obiettivo delle gare – che non è favorire gli operatori ma pervenire a una più equa distribuzione della rendita – sia, soprattutto, con le ripetute richieste di interventi per mitigare i prezzi dell'energia elettrica. Oltre tutto, molti degli attuali concessionari sono in realtà aziende a capitale straniero (senza che questo ne abbia pregiudicato la serietà o l'affidabilità) mentre svariati tra i vincitori delle poche procedure già svolte sono italiani (senza che ciò abbia giustamente rappresentato elemento preferenziale per l'aggiudicazione). In sintesi, il tema della reciprocità è del tutto irrilevante nella prospettiva del paese.

Al contrario, dal punto di vista del benessere collettivo è essenziale creare strumenti di trasparenza e periodica revisione degli accordi concessori. Questo strumento non può che derivare da una selezione competitiva, all'interno della quale individuare criteri sia tecnici e qualitativi, sia economici, in particolare, relativi agli investimenti e ai canoni. Individuare il corretto bilanciamento tra le varie componenti è scelta politica – nel senso di stabilire l'equilibrio nella ripartizione della rendita fra remunerazione del capitale, reinvestimento nell'impianto e gettito a favore della collettività (oltre ovviamente ad altre componenti fondamentali quali quelle legate all'ambiente o all'uso delle acque). Allo stesso modo, è politica la decisione sulla destinazione del gettito del canone, per esempio, a favore della collettività in senso ampio, o della riduzione delle bollette per tipologie specifiche di consumatori. Vale la pena sottolineare che, poiché gran parte delle concessioni idroelettriche di grandi dimensioni si trova nelle regioni settentrionali così come gran parte dell'industria manifatturiera, almeno in parte le richieste di quest'ultima di mitigare le differenze di prezzo coi concorrenti esteri potrebbe trovare una risposta in una parziale destinazione dei canoni idroelettrici. Ma perché ciò possa avvenire occorre stabilire meccanismi in grado di pervenire a una giusta individuazione della quota di rendita da riversare alla collettività anziché al concessionario.

La cosiddetta quarta via non va in tale direzione. Essa si fonda su una procedura negoziale diretta che, pur preferibile rispetto a rinnovi più o meno automatici o proroghe, sconta e non può non scontare una condizione di asimmetria informativa strutturalmente favorevole al concessionario uscente. E se ciò potrebbe essere astrattamente ragionevole se utilizzata in maniera chirurgica relativamente a specifiche condizioni, non può essere ammesso come regola generale, perché rischia di degenerare in una forma di cattura generalizzata in diverse regioni, di fatto prendendo il sopravvento sulle altre opzioni (non a caso è una proposta fortemente caldeggiata dai concessionari uscenti).

Inoltre, un rinnovo che si basi su una negoziazione diretta, o viceversa una negoziazione diretta che possa portare a un rinnovo, risponde a un modello giuridico diverso da quello delle procedure aperte. In tal modo, configurerebbe un caso di *reversal* ai sensi del regolamento europeo sul NGEU. Da un lato, la riforma sarebbe un atto imputabile allo Stato, prefigurandone quindi la condizione soggettiva. D'altro lato, non si tratterebbe di una riforma ai margini, cioè di una modifica di elementi che non sono essenziali per il rispetto dell'obiettivo, ma dell'annullamento del carattere precipuo della novità legislativa introdotta nel 2022, che è - appunto

- quello della fine del sistema delle proroghe e *insieme* l'obbligo di "svolgimento di gare per i contratti di concessione", come si legge nell'allegato della decisione di esecuzione che ha recepito il Pnrr. A questo rischio si aggiunge quello simmetrico di un minore volume di investimenti nell'idroelettrico italiano: in questo studio si sono confrontati gli impegni a effettuare nuovi investimenti da parte dei proponenti della cosiddetta quarta via con due scenari, uno derivato dalla base d'asta utilizzata in alcune procedure bandite dalla Regione Lombardia, l'altro sulla scorta degli esiti di due gare svolte nel passato nella Provincia autonoma di Bolzano (scontati del 20 per cento per tenere conto di eventuali peculiarità non replicabili). A fronte dei 15 miliardi di euro di investimenti previsti nell'ambito della quarta via, gli altri scenari – riportati a livello nazionale e resi proporzionali all'intera capacità idroelettrica esistente – equivalgono a investimenti dell'ordine di 18 miliardi di euro (scenario base d'asta) e 23 miliardi di euro (scenario gare).

In conclusione, l'Italia è tenuta a svolgere gli affidamenti competitivi. Se è comprensibile la resistenza dei concessionari uscenti, è del tutto incomprensibile la solidarietà alle loro istanze manifestate da una parte consistente delle forze politiche: l'interesse del paese non coincide necessariamente con l'interesse dei concessionari uscenti. Le gare servono appunto a misurare la distanza.

IBL Briefing Paper

Chi Siamo

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

Cosa Vogliamo

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.

I Briefing Paper

I "Briefing Papers" dell'Istituto Bruno Leoni vogliono mettere a disposizione di tutti, e in particolare dei professionisti dell'informazione, un punto di vista originale e coerentemente liberale su questioni d'attualità di sicuro interesse. I Briefing Papers vengono pubblicati e divulgati ogni mese. Essi sono liberamente scaricabili dal sito www.brunoleoni.it.